



19  
29

# Universidad Nacional Autónoma de México

---

FACULTAD DE INGENIERIA

FLUIDOS EMPACADORES

T E S I S

Que para obtener el Título de:

INGENIERO PETROLERO

P r e s e n t a

Eleuterio Oscar Jiménez Bueno

México, D. F.

1985



Universidad Nacional  
Autónoma de México



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

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

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

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

# I N D I C E

## FLUIDOS EMPACADORES

	PAG.
RESUMEN	1
INTRODUCCION	2
CAPITULO I      GENERALIDADES.	3
I.1.- Problemas de corrosión.	3
I.1.1.- Agentes Químicos.	5
I.1.2.- Agentes Galvánicos.	6
I.1.3.- Agentes Electroquímicos.	6
I.1.4.- Agentes Bacteriológicos.	10
CAPITULO II      COMPOSICION Y PROPIEDADES.	13
II.1.- Propiedades Físicas y químicas.	13
II.1.1.- Viscosidad.	13
II.1.2.- Densidad.	15
II.1.3.- Gelatinosidad.	16
II.1.4.- Inhibición a la Corrosión.	17
II.1.5.- Inhibición a la Incrustación en Tuberías y Formaciones.	18
II.1.6.- Filtrado.	19
II.2.- Productos Químicos para el Control de sus Propiedades.	20
II.2.1.- Viscosificantes.	22
II.2.2.- Densificantes.	22
II.2.3.- Gelantes.	22
II.2.4.- Inhibidores de Corrosión.	23
II.2.5.- Bactericidas.	23
II.2.6.- Sales.	23

	PAG.
II.2.7.- Salmueras.	23
II.2.8.- Inhibidores de Bióxido de Carbono y Acido-Sulfhídrico.	24
II.2.9.- Reductores de Viscosidad.	24
II.2.10.- Reductores de Filtrado.	24
II.2.11.- Alcalinizantes.	24
II.2.12.- Emulsificantes.	24
II.2.13.- Encapsuladores.	24
II.2.14.- Reductores de Gelatinosidad.	25
II.2.15.- Formadores de Pelicula Impermeable.	25
II.2.16.- Inhibidores a la Incrustación en Tuberías y Formación.	25
CAPITULO III    FUNCIONES.	26
III.1.- Descripción.	26
III.2.- Recuperación de T.R.	28
III.2.1.- Por Accidentes Mecánicos.	28
III.2.2.- Por Cambio de Localización.	29
CAPITULO IV    VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE EMPLEAR FLUIDOS DE PERFORACION COMO FLUIDOS EMPACADORES.	31
IV.1.- Características del Fluido de Perforación.	31
IV.2.- Ventajas.	32
IV.3.- Desventajas.	33
CAPITULO V    CONDICIONES OPERACIONALES PARA SU APLICACION.	35
V.1.- Tipos de Fluidos Empacadores.	35
V.2.- Métodos de Desplazamiento.	35

	PAG.
V.2.1.- Con Tubería de Perforación Franca.	35
V.2.2.- Con Aparejo de Producción.	36
V.2.3.- Con Equipo de Cementación en Etapas.	39
V.3.- Cálculo del Volumen de Fluido Empacador Requerido.	39
V.3.1.- Por Tablas de Capacidad Anular.	39
V.3.2.- Por Medio de Fórmulas.	42
V.4.- Equipo para Colocar un Fluido Empacador.	44
V.4.1.- Equipo para Desplazar con T.P. Franca.	46
V.4.2.- Equipo para Desplazar con Aparejo de Producción.	46
V.4.3.- Equipo para desplazar con Cople de Cementación Múltiple.	47
V.5.- Descripción de la Operación.	47
V.5.1.- Cuando el desplazamiento es con T.P Franca.	47
V.5.2.- Cuando el Desplazamiento es con Aparejo de Producción.	48
V.5.3.- Cuando el desplazamiento es con Cople de Cementación Múltiple.	49
 CAPITULO VI      CRITERIOS DE SELECCION Y APLICACION.	 51
VI.1.- Bases para su Selección.	51
VI.1.1.- La Química Básica.	51
VI.1.2.- Propiedades Corrosivas.	51
VI.1.3.- Rangos de Densidad.	51
VI.1.4.- Estabilidad a la Presión y Temperatura.	51
VI.1.5.- Limitaciones.	51
VI.1.6.- Daño a la formación.	52
VI.1.6.- Estabilidad con el Tiempo.	52
VI.1.8.- Su Costo.	52
 VI.2.- Aplicación.	 53

	PAG.
VI.2.1.- Fluido Empacador para uso en pozos de Aceite.	53
VI.2.2.- Fluido Empacador para Pozos con Alta Presión.	53
VI.2.3.- Fluido Empacador para Recuperar T.R.	54
VI.2.4.- Fluido Empacador Aislante Térmico.	55
CONCLUSIONES	57
RECOMENDACIONES	59
BIBLIOGRAFIA	61

## RESUMEN

En este trabajo se presentan las funciones, la composición y las propiedades que deben reunir los fluidos para poder emplearse como empacadores, los materiales y aditivos que le proporcionan esas propiedades, las ventajas y desventajas de emplear fluidos de perforación como empacadores, el aspecto operacional para su colocación en maniobras de terminación, reparación o específicas, y los diferentes criterios para seleccionarlos y emplearlos de acuerdo a las condiciones de temperatura y presión.

Lo anterior se apoya principalmente en datos bibliográficos y se complementan con algunos datos de campo obtenidos de la zona marina de Campeche.

## I T R O D U C C I O N

A la fecha se han venido empleando como fluidos empacadores en las maniobras de terminación y reparación de pozos, los fluidos tradicionales de perforación alcalinos a base de bentonita, cromolignosulfonato, lignito, barita, salmueras, agua dulce, fluidos base aceite y emulsión inversa, los cuales no son estables con el tiempo a las diferentes condiciones de presión y temperatura que tienen los pozos, debido a que presentan asentamiento del material desificante, separación de fases, migración de filtrados indeseables a las formaciones productoras y ambientes propicios para el aumento de bacterias y oxígeno, los cuales provocan serios problemas de corrosión en las tuberías de revestimiento y producción.

Estos motivos crean la necesidad de conocer las propiedades de los fluidos específicos para emplearse como empacadores, y así evitar daños a corto, mediano y largo plazo, lo que reduciría los costos de producción, ya que se limitarían las intervenciones frecuentes de reparación a los pozos debido a estos conceptos.



CAPITULO I

## G E N E R A L I D A D E S

Los fluidos empacadores se emplean generalmente cuando el pozo es terminado, estos se introducen en el espacio que existe entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento o en el espacio anular, tienen como función evitar el colapso de las tuberías, controlar la corrosión, recuperar tubería de revestimiento, contener la formación y aislar la temperatura en maniobras de inyección de vapor.

Los fluidos de perforación presentan diferencias respecto a los fluidos empacadores, debido a que los primeros se diseñan para tener tratamiento en sistema dinámico, a diferencia de los fluidos empacadores los cuales van a estar sometidos a la acción prolongada de la temperatura y presión en condiciones estáticas, lo cual no permite su tratamiento una vez que son colocados.

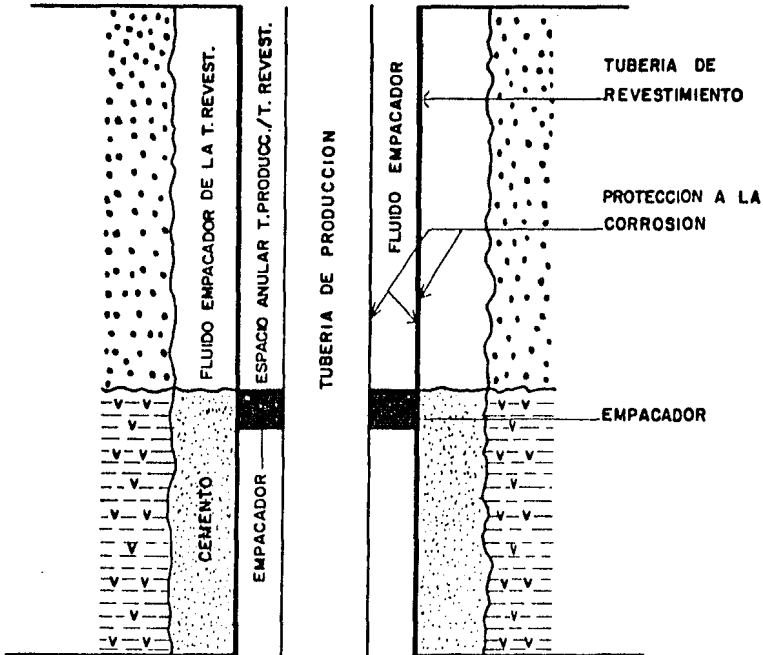
Actualmente se emplea como fluido empacador los fluidos de perforación previamente tratados con inhibidores de corrosión, siempre y cuando no contenga materiales que se degraden con la temperatura y presión.

Los fluidos empacadores son sistemas a base de agua, aceite ó emulsiones, con propiedades reológicas y tixótropicas resistentes a la acción de la temperatura y presión, de preferencia con bajo contenido de sólidos y filtrados que no afecten la permeabilidad de las formaciones productoras.

## I.1.- PROBLEMAS DE CORROSION.

Uno de los principales problemas que presentan los fluidos empacadores y que debe controlarse al máximo es la corrosión ya que trae consigo daños muy serios a las tuberías y accesorios metálicos que se en-

FIG. I.I.



LOS FLUIDOS EMPACADORES REQUIEREN DE UNA COMPOSICION ESPECIAL, Y UN ADECUADO CONOCIMIENTO DE LAS CONDICIONES SUBSUPERFICIALES DEL POZO, PARA PROVEER UN ADECUADO CONTROL DE LA CORROSION CAUSADO POR BACTERIAS, OXIGENO, BIOXIDO DE CARBONO, ACIDO SULFHIDRICO, ACIDOS ORGANICOS Y REACCIONES ELECTROQUIMICAS.

LA LOCALIZACION DE ESTOS FLUIDOS SE MUESTRA EN LA FIGURA.

cuentran en contacto con el fluido (Ver Fig. I.1) donde se representa en forma esquemática su localización.

El problema de corrosión en los fluidos empacadores es provocado por:

- I.1.1.- Agentes Químicos.
- I.1.2.- Agentes Galvánicos.
- I.1.3.- Agentes Electroquímicos.
- I.1.4.- Agentes Bacteriológicos.

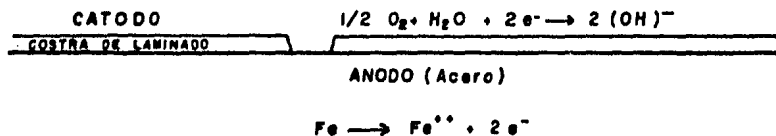
#### I.1.1.- Agentes Químicos:

Este tipo de corrosión se desarrolla sobre las partes metálicas, por la acción química de agentes tales como el oxígeno y el  $\text{CO}_2$ . Es un sistema cerrado tal como el que tenemos en un fluido empacador, siempre está presente el oxígeno medio propicio a la corrosión. En el caso de salmueras la corrosión se genera por problemas de solubilidad que ocasionan la precipitación de sales, las cuales forman incrustaciones en tuberías y formación.

La Fig. I.2 muestra como se genera una diferencia de potencial cuando el oxígeno está presente en el fluido empacador, ocasionando desgaste en las tuberías por oxidación del hierro metálico a ferroso.

Fig. I.2 OXIGENO

- Solución Salina -



### I.1.2.- Agentes Galvánicos:

Este tipo de corrosión se presenta cuando existe soldadura y un electrolito, por lo cual se forma un Anodo (-) y un Cátodo (+), cuando existen corrientes parásitas, generadas en el suelo cuando se forman polaridades.

Y cuando por defecto de fabricación no es homogénea la metalurgia de las tuberías y las uniones o juntas.

Este tipo de corrosión es muy frecuente en las instalaciones de plataforma (Ver Fig. I.3 y I.4).

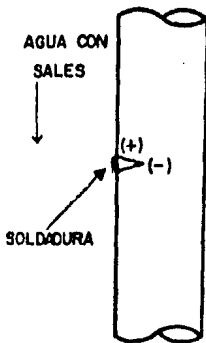


FIG. I.3

SOLDADURA Y ELECTROLITO

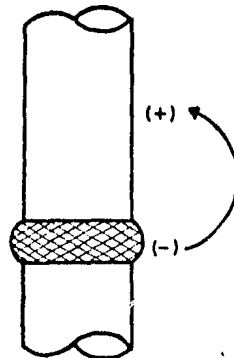


FIG. I.4

DIFERENTE METALURGIA

### I.1.3.- Agentes Electroquímicos: (Ver Fig. I.5).

Este tipo de corrosión es provocado por la presencia de fuerzas electroquímicas, es muy parecida en su naturaleza a la galvánica por el viaje de electrones, pero a la vez es necesario que exista ánodo, cátodo, conductor electrolítico y fuerza electroquímica.

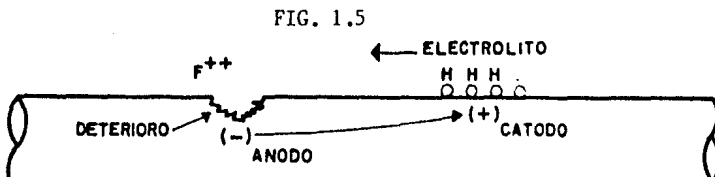


FIG. I.5

El electrolito se ioniza con el catión ferroso ( $Fe^{++}$ ) formando una fuerza electroquímica ( $e^-$ ) que es una diferencia de potencial. Al existir una mayor ( $e^-$ ) diferencia de potencial  $H_2$  Hidrógeno en forma de burbujas, es benéfico ya que hace pasivo al cátodo con lo cual el circuito se corta, pero cuando hay bacterias presentes el circuito se vuelve a activar atacando el metal.

En fluidos empacadores este tipo de corrosión ocurre en salmueras cuando están presentes ácidos, ya sea como contaminantes o por efecto de la hidrólisis de los mismos. El ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ) y el bióxido de carbono ( $CO_2$ ), son considerados como contaminantes y esto conduce a un tipo de celda en la cual se genera hidrógeno ( $H_2$ ).

La Fig. 1.6 muestra una celda debida a esta reacción en la cual existe un equilibrio con el ácido clorhídrico como uno de los muchos productos solubles.

#### ACIDOS

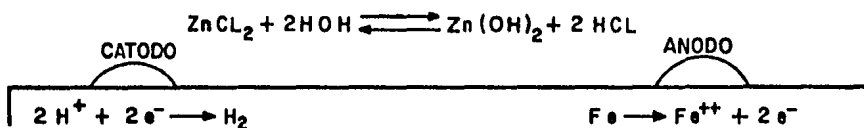


FIG. 1.6

Las soluciones concentradas de cloruro de zinc tienen valores de PH bajos y elevados índices no corrosivos, pero aun estos índices son menos altos de los que se esperan de la salmuera, cloruro de calcio - cloruro de zinc. Ya que las investigaciones afirman que los productos formados de esta reacción actúan para sofocar la corrosión.

Las salmueras de cloruro de calcio poseen bajos índices - de corrosión cuando están hechas con alta alcalinidad de fabricación. Cuando estas salmueras son ácidas, pueden ser corrosivas, ya que el índice de corrosión está relacionado al ión hidrógeno.

Durante algún tiempo las salmueras de nitrato de sodio y de cloruro de sodio fueron empleados para obtener densidades mayores de  $1.30 \text{ gr/cm}^3$  (11 lb/gal), con lo cual se logró un rompimiento de la resistencia a la corrosión instantáneo, la que se reportó como del tipo de - agujeros presentándose a temperaturas mayores de  $225^\circ\text{F}$ .

El índice no corrosivo se observó por un periodo de va-rios años cuando esta temperatura no fue excedida. La resistencia al rom-pimiento en soluciones calientes de nitrato es de naturaleza intergranular y una vez que este ha empezado progresa a través del espesor del metal y tanto la fatiga interna como la externa contribuyen a este tipo de corr-osión. Es muy probable que la celda de reacción se presente solo donde el nitrato se reduce (Ver. Fig. I.7).

#### NITRATOS

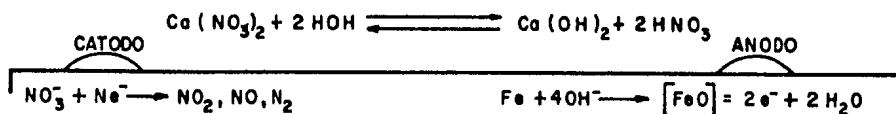


FIG. I.7

A bajas temperaturas la gelatinosidad hidrata al acero -- produciendo interferencia con la reacción catódica y por lo tanto la deg-trucción es lenta. A elevadas temperaturas se forma anhídrido de magnetita

y su ataque es muy rápido. Los nitratos de bases débiles como son el nitrato de calcio e hidróxido de amonio dan como resultado soluciones ácidas.

Mezclas de cloruro de calcio y nitrato de sodio desarrollan un rápido ataque por agujeros, aún a temperaturas relativamente bajas, no es recomendable utilizar nitrato de calcio como fluido empacador ya que provoca fatiga y agujeros severos en un plazo de semanas.

La sosa cáustica ha sido adicionada a salmueras de cloruro de sodio con densidades de  $1.26 \text{ gr/cm}^3$  (10.4 lb/gal), ésta concentración produce salmueras muy alcálinas que a temperaturas elevadas provocan fragilidad cáustica y corrosión por la formación de hidrógeno y disolución del acero (Ver Fig. I.8).

#### SOSA CAUSTICA

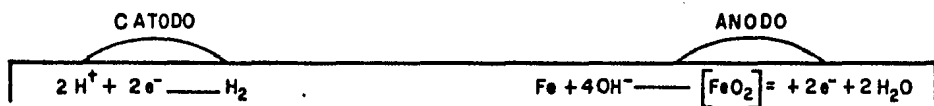


FIG. I.8

Los lodos de elevado PH usados en años anteriores a base de quebracho y silicatos de sodio, eran propicios para la formación de incrustaciones al ser expuestos a la temperatura y presión por tiempos prolongados.

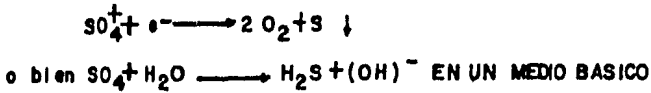


#### I.1.4.- Agentes Bacteriológicos.

Esta corrosión es provocada por dos grupos de bacterias.

- 1.- Las sulfato-reductoras, anaeróbicas, viven sin oxígeno.
- 2.- Las del hierro, aeróbicas, necesitan de oxígeno.

1.- Las bacterias sulfato-reductoras, activan el circuito electroquímico ya que consumen  $H_2$  "hidrógeno", y los depósitos propician la formación de ánodos y cátodos.



Y si además, el medio contiene  $O_2$  "oxígeno" y una alta presencia alcalina, el oxígeno se acentúa más.

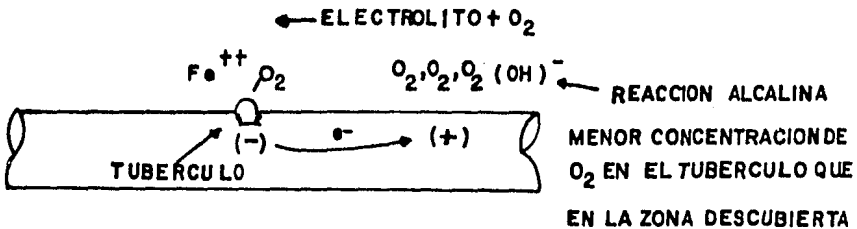


FIG. 1.9

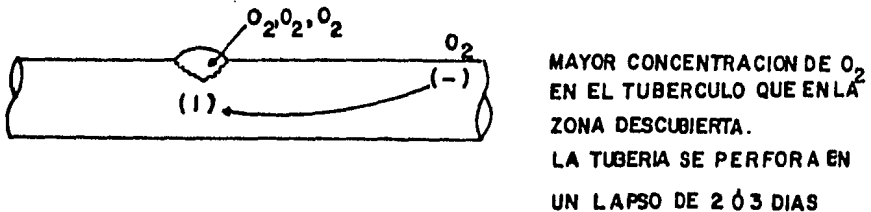
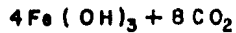
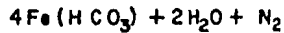
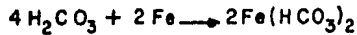
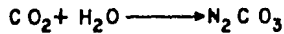
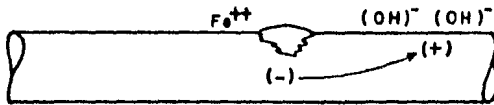


FIG. 1. 10

2.- Las bacterias del hierro provocan corrosión en las instalaciones su perfciales y dentro del pozo a profundidades someras, ya que por efecto del incremento de temperatura la corrosión se amortigua, los principales responsables de este tipo de corrosión son el  $O_2$  y el Fe, oxígeno y hierro respectivamente.



Las bacterias sulfatoreductoras, están generalmente presentes en las salmueras y desarrollan corrosión cuando son empleadas en fluidos empacadores. La extensión de esta corrosión puede estar limitada por la cantidad de nutrientes presentes en la salmuera misma, desde su estancia en un sistema cerrado. Aparentemente los lodos de cromolignosulfonato CLS proveen nutrientes para el aumento de las bacterias-sulfatoreductoras.

Estos lodos son empleados en un rango de PH de 8.5 a 10, además de contener sulfato y ciertas maderas dulces. Cuando estos lodos se emplean como fluido empacador, parecen proveer un medio ambiente favorable para el aumento de bacterias sulfatoreductoras, ver fig. 11.

El dispersante fosfatado utilizado en lodos nativos de bajo PH reporta que puede soportar el aumento de estas bacterias.

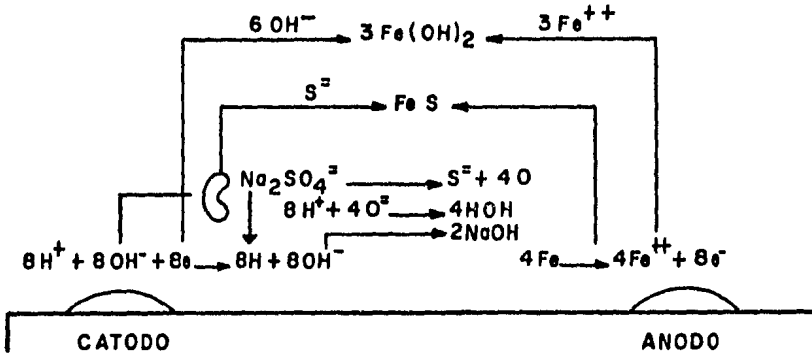


FIG. 1. II

Por todo lo anterior expuesto, es necesario tomar todos las consideraciones necesarias para que los componentes del fluido empacador y los tratamientos que se le apliquen sean los idóneos, para que realice sus funciones de manera adecuada, ya que de lo contrario sería el causante directo de una serie de problemas, muchas veces de difícil solución que traen como consecuencia un incremento en los costos de producción.

## CAPITULO II

## COMPOSICION Y PROPIEDADES.

Los fluidos empacadores están formados por una fase con tínua o portadora; agua dulce, salmuera o aceite, y una fase dispersa; aditivos emulsificantes, sólidos hidratables, densificantes, dispersantes y viscosificantes.

## II.1.- Propiedades Físicas y químicas.

La fase continua o portadora la constituye el estado líquido sea agua o aceite, la fase dispersa la forman materiales que le proporcionan las diferentes propiedades como son:

II.1.1.- Viscosidad.

II.1.2.- Densidad o Peso Específico.

II.1.3.- Gelatinosidad.

II.1.4.- Inhibición a la Corrosión.

II.1.5.- Inhibición a la Incrustación en tuberías y for maciones.

II.1.6.- Filtrado.

## II.1.1.- Viscosidad:

Es la medida de la resistencia interna de los líquidos o los gases al flujo, la unidad para medirla es el "poise", en la prácti ca se emplea más la centésima parte de esta unidad o sea el "centipoise" el agua tiene una viscosidad de 0.895 cp (centipoise) a 25°C.

La viscosidad de los líquidos disminuye al aumentar la temperatura, un aumento de presión produce un aumento en la viscosidad, aunque este efecto es más notable a temperaturas altas.

Los fluidos empacadores se comportan como un sistema no-

newtoniano o conocido también como líquidos plásticos de Bingham y se ca racteriza por tres parámetros: La viscosidad plástica, la viscosidad apa rente y el punto de cedencia "yield point".

La viscosidad plástica es la región de flujo laminar don- de la misma permanece constante y que disminuye en la región de transi- ción de flujo laminar a turbulento.

El punto de cedencia es un valor determinado del esfuerzo de corte para obtener una velocidad apreciable de corte.

El valor de la viscosidad plástica depende de los siguien , tes factores.

- a).- Temperatura del líquido.
- b).- Viscosidad del medio dispersante.
- c).- Concentración de sólidos.
- d).- Naturaleza y forma de los sólidos.

De acuerdo a lo anterior, si el sólido es tratado con -- agentes dispersantes no reduce su viscosidad plástica, puesto que no modifica ninguno de los factores anteriores, y si al lodo se le reduce la concentración de sólidos, se reduce la viscosidad plástica y el punto de cedencia.

Otra característica del fluido lo constituye la viscosi- dad aparente ó sea la relación entre el esfuerzo cortante y la velocidad de cortes a cualquier punto, y esta no es constante para los fluidos no newtonianos, sino que depende del esfuerzo cortante aplicado. A la visco

sidad plástica, la viscosidad aparente y el punto de cedencia se les conoce como propiedades reológicas del fluido.

#### II.1.2.- Densidad ó Peso Específico.

La densidad se define como la cantidad de materia contenida en la unidad de volumen, y el peso específico como la fuerza que ejerce la gravedad de la tierra, sobre esa masa.

Así mismo, la densidad relativa se define como la relación entre la del fluido y la densidad del agua a una cierta temperatura.

La densidad ó peso específico del fluido, se mide por medio de la balanza de lodos.

Esta propiedad es importante para el control de las presiones subsuperficiales en los fluidos empacadores y de perforación, ya que cuando se encuentra una formación permeable, el fluido contenido dentro de ella está bajo una presión, generalmente en función de la profundidad del pozo. Es necesario que el fluido empacador tenga la densidad suficiente para vencer cualquier presión de formación y mantener ahí los fluidos. Normalmente el peso del agua y algunos sólidos incorporados son suficientes para balancear las presiones, sin embargo, algunas veces se requiere adicionar al lodo, materiales pesados para balancear las presiones existentes en la formación, aumentando de esta manera la presión hidrostática de la columna del lodo, esto es necesario principalmente cuando se tenga una terminación de pozos con alta presión, pozos muy profundos ó pozos de gas .

### II.1.3.- Gelatinosidad.

La fuerza de gelatinosidad, o simplemente gelatinosidad, es el valor del esfuerzo de corte necesario para iniciar una velocidad de corte en un lodo, esta propiedad es característica de los líquidos tixotrópicos.

Las medidas se reportan como:

- a).- Fuerzas de gelatinosidad inicial, sin tiempo de reposo o gelatinosidad a 10 segundos.
- b).- Fuerza de gelatinosidad final ó a 10 minutos de reposo. Estas determinaciones nos sirven para apreciar en los líquidos plásticos la "Velocidad de gelatinización" la cual es una medida de la rapidez con que se forma un gel en un líquido tixotrópico al quedar en reposo.

En los lodos existen tres tipos diferentes de "Velocidad de gelatinización" y son:

- 1.- Con alta fuerza de gelatinosidad y alta velocidad de gelatinización.
- 2.- Con alta fuerza de gelatinosidad y velocidad de gelatinización lenta.
- 3.- Con alta fuerza de gelatinosidad y velocidad de gelatinización baja.

Los líquidos verdaderos como el agua y salmueras no tienen gelatinosidad por muy alta que sea su viscosidad.



#### II.1.4.- Inhibición a la Corrosión.

Esta propiedad del fluido es de las más importantes, ya que consiste en la protección de la tubería y partes mecánicas por medio de la disuación de aquellos elementos constituyentes del fluido que reaccionan en forma conjunta provocando daño a las partes antes mencionadas por efecto de fisuras, picaduras y fatiga.

Los inhibidores de corrosión agregados al fluido son empleados en concentraciones de 0.1 a 2%, dependiendo del tipo de fluido y composición, además del trabajo que vaya a realizar los inhibidores de corrosión deberán ser versátiles ya que están sujetos a condiciones variables de temperatura y presión.

La evaluación completa de un fluido empacador inhibidor de corrosión bajo ciertas condiciones de laboratorio involucra una serie de pruebas, cada una de las cuales es diseñada para medir algunas de las características específicas del componente candidato.

Este procedimiento de pruebas no está generalizado y varía de un laboratorio a otro, de cualquier manera aun cuando existan variaciones considerables en los procedimientos de pruebas, la lista que se muestra enumera aquellas propiedades que son de mayor consideración en la Industria Petrolera como por ejemplo:

- (a).- Solubilidad.
- (b).- Inhibición a la Corrosión.
- (c).- Capacidad para secuestrar oxígeno.
- (d).- Detergencia.
- (e).- Propiedades microbiocidas.

### II.1.5.- Inhibición a la Incrustación en Tuberías y Formaciones.

La incrustación se define como el depósito de sales carbonatadas en tuberías, este fenómeno se propicia por efecto de temperatura y presión.

Este tipo de incrustación fatiga tuberías causando en algunos casos fisuras y hasta total rompimiento de las mismas empaques de hule y bridas de acero.

Por lo que respecta a las formaciones, si hay en el filtro partículas de ión sodio, calcio y magnesio y además una atmósfera de  $\text{CO}_2$  debido a la presencia de microorganismo, es factible se formen carbonatos difíciles de eliminar aún con estimulaciones con ácido, por lo cual se reduce el tamaño de los poros de la formación y en consecuencia también su permeabilidad.

Debido a esto el filtrado del fluido empacador deberá ser compatible con el agua de la formación, de no ser así lo más conveniente es cambiar a otro fluido que su filtrado si sea compatible con el agua de la formación, con lo cual las características de porosidad y permeabilidad no se verían afectados en lo mínimo.

De igual manera, el contenido de sales del fluido deberá ser estable a las diferentes condiciones de presión y temperatura, para que no forme precipitados de tipo carbonatado que dañan las tuberías ya que las fatigan.

## II.1.6.- Propiedades de Filtración.

El control de esta propiedad es importante para evitar los siguientes problemas:

- a).- Evitar la formación de enjarres gruesos que se depositan en las formaciones permeables reduciendo los espacios e incrementando la presión.
- b).- El paso de una gran cantidad de la fase líquida del fluido empacador, el cual puede contener sales que reaccionan con el agua de la formación produciendo incrustaciones de difícil remoción.

Los métodos básicos para su evaluación son los siguientes:

1.- Filtración Estática: Da una indicación de la pérdida de líquido y la capacidad de formación del enjarre y consiste en medir el volumen de filtrado obtenido a través de un papel filtro de 7 pulg.2 de área durante 30 minutos, aplicando un diferencial de presión de 100 lb/pulg.2 (7 kg/cm<sup>2</sup>) y se conoce como prueba API.

La prueba APAT a presión y temperatura alta se efectúa a través de un papel filtro de 3.5 pulg.2 de área, durante 30 minutos a 300°F (135°C) y aplicando una diferencial de presión de 100 y 500 lb/pulg.2 (7 y 35 kg/cm<sup>2</sup> respectivamente).

2.- Filtración Dinámica: representan la pérdida de líquido cuando el fluido está circulando y se efectúa a alta presión y temperatura, con las mismas condiciones que las pruebas estáticas mencionadas anteriormente,

aunque en este caso el medio filtrante puede ser un papel filtro o un núcleo de la formación.

Se han efectuado pruebas comparativas entre la filtración estática y dinámica, y se observó que para cada tipo de fluido, existe un valor estático, en que la filtración dinámica es un mínimo.

En la figura se muestran los datos de filtración estática y dinámica, al adicionar aceite a un lodo base agua; pudiéndose observar que con esta adición la pérdida dinámica se incrementa, mientras que la estática disminuye. Estas pruebas son de uso exclusivo en laboratorio y sus resultados pueden variar con respecto a las efectuadas en el campo.

Existen claras muestras que las pruebas de filtración estática que se efectúan en el campo, proporcionan poca información en relación al filtrado total que puede penetrar en las formaciones superficiales.

## II.2 PRODUCTOS QUIMICOS PARA EL CONTROL DE SUS PROPIEDADES.

Todas estas propiedades físicas y químicas, se obtienen en los fluidos empacadores por medio de productos químicos tales como:

II.2.1.- Viscosificantes

II.2.2.- Materiales Densificantes

II.2.3.- Gelantes

II.2.4 Inhibidores de Corrosión.

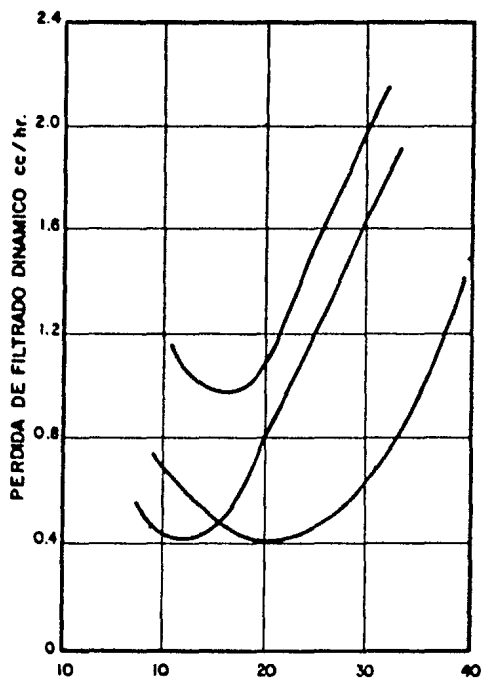
II.2.5.- Bactericidas.

II.2.6.- Sales.

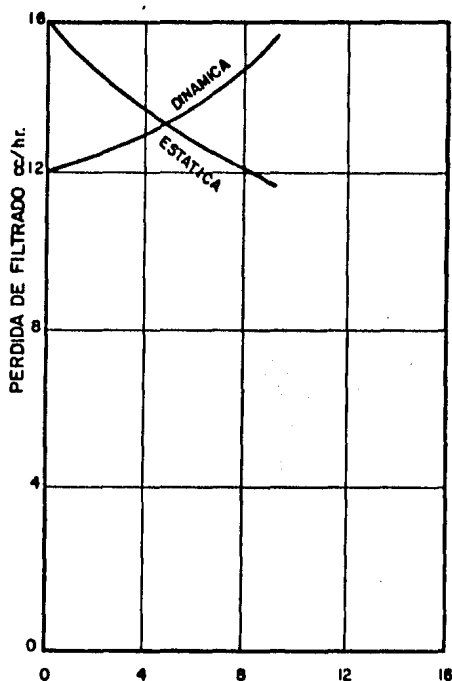
II.2.7.- Salmueras.

II.2.8.- Inhibidores de bióxido de carbono y ácido sulfhídrico.

II.2.9.- Reductores de Viscosidad.



PERDIDA DE FILTRADO ESTATICO  
 A 500 psi, 130°F Y 30 MINUTOS  
 RELACION ENTRE LA PERDIDA DE FILTRADO  
 ESTATICO Y DINAMICO EN ALGUNOS LODOS



% ACEITE EN VOLUMEN  
 EFECTO SOBRE EL FILTRADO ESTATICO  
 Y DINAMICO POR LA ADICION DE ACEITE  
 A UN LODO BASE AGUA.

II.2.10.- Reductores de Filtrado.-

II.2.11.- Alcalinizantes.

II.2.12.- Emulsificantes.

II.2.13.- Encapsuladores.

II.2.14.- Reductores de Gelatinosidad.

II.2.15.- Formadores de Películas impermeables.

II.2.16.- Inhibidores a la Incrustación en tuberías y formación.

II.2.1.- Viscosificantes: Propicia las fuerzas de cohesión de compuestos sólidos conjuntamente con el agua, lo que incrementa su resistencia al desplazamiento, dentro de estos productos tenemos: arcillas coloidales, polímeros del tipo polivinílico, acrílico, acrilamidas, asfaltos y sólidos no coloidales.

II.2.2.- Materiales Densificantes: Tienen como función dar peso al fluido de perforación para que este sostenga las paredes del agujero y se eviten los flujos adversos; es decir es la base para el control del pozo por medio de la columna hidrostática, aquí podemos mencionar los siguientes productos: sales inorgánicas, óxidos de sulfato de bario, óxidos de hierro, óxidos de plomo, carbonatos y sales ionizables, cloruro de calcio, bromuro de calcio y cloruro de zinc.

II.2.3.- Gelantes: Forma una red enmarañada por la hidratación que sufren cierto tipo de arcillas coloidales y polímeros debido a que se forman electrolitos coloidales, los cuales pueden retener partículas sólidas dispersas evitando su precipitación.

Estos productos evitan que se precipiten las materias densificantes y los recortes en los fluidos utilizados para perforar al pozo.

Las más usadas han sido la bentonita, la atapulgita, los polímeros de celulosa, almidón, polisacaridos y complejos organometálicos.

II.2.4.- Inhibidores de Corrosión: Estos pueden ser del tipo anódico, catódico y mixto, es decir van encaminados a la protección de los ánodos, cátodos ó ambos, su función es evitar la presencia de oxígeno disuelto, de bacterias oxirreductoras, bióxido de carbono y ácido sulfhídrico y los hay de diferentes tipos entre los que están:

a) Inorgánicos: Están dirigidas al aspecto catódico, anódico y mixto, (Esmaltes vitreos, recubrimientos de fosfato y óxido).

b) Orgánicos: Recubre toda la tubería, algunos son bactericidas (aminas, poliaminas, aldeidos y ácidos orgánicos).

II.2.5.- Bactericidas: Evitan la presencia de bacterias, las cuales pueden degen carboxilar compuestos del tipo coloidal.

Entre estos compuestos están, el formaldehído, sosa cáustica, hidróxido de calcio y Complejos cúpricos .

II.2.6.- Salas: Dan la salinidad adecuada al fluido, para evitar el fenómeno de osmosis en las arcillas y evitar la disolución de sal cuando haya presencia de flujo de agua salada. cloruro de sodio, cloruro de calcio, cloruro de potasio y magnesio .

II.2. 7.- Salmueras: Tienen por objeto disminuir el contenido de sólidos dispersos debido a material densificante, entre estos tenemos, salmuera de cloruro de calcio, densidad =  $1.4 \text{ gr/cm}^3$ , bromuro de calcio, densidad =  $1.8 \text{ gr/cm}^3$  .

- II.2.8.- Inhibidores de Bióxido de Carbono y Acido Sulfhídrico: Su función es formar sales de naturaleza no tóxica, carbonatos y sulfuros, se emplean quelatos de fierro, aminas e hidróxidos .
- II.2.9.- Reductores de Viscosidad: Disminuyen las fuerzas de cohesión de los sólidos, incrementando la fluidez del fluido. Agentes de superficie activa, Alkibencenosulfonatos, lignosulfonatos y compuestos fosforados .
- II.2.10.- Reductores de Filtrado: Evitan el paso de la fase continua hacia la formación, taponando los poros de la formación por acción del electro lito coloidal o mediante la formación de películas impermeables. Los reductores más usados han sido, los polímeros de celulosa, almidones, lignitos, polímeros de estireno y ácido acrílico .
- II.2.11.- Alcalinizantes: Tienen por objeto mantener la alcalinidad adecuada, para mantener la fluides del lodo. Hidróxidos de sodio y potasio .
- II.2.12.- Emulsificantes: Su función es dispersar dos fases líquidas no miscibles por efecto de tensión superficial, jabones y detergentes del tipo aniónico, catiónico, no iónico y anfotérico .
- II.2.13.- Encapsuladores: Engloban las arcillas coloidales procedentes de las formaciones evitando su hidratación, compuestos vinílicos y derivados acrílicos .



- II.2.14.- Reductores de Gelatinosidad: Deshidrata el electrolito coloidal reduciendo su capacidad retentiva. Entre estos compuestos están los de naturaleza fenólica de alto peso molecular, sales y sólidos no hidratable.
- II.2.15.- Formadores de Películas impermeables: Su función es aislar la fase continua de la formación para evitar que se humecte aceites, asfaltos y derivados vínflicos .
- II.2.16.- Inhibidores de Incrustación: Su función es formar compuestos que eviten la sedimentación de sales en tuberías y mantener las sales ionizadas. Compuestos Fosfatados solubles en agua.

C A P I T U L O III

## FUNCIONES

Existe una diversidad de funciones que tiene que cumplir un fluido empacador, en las cuales están implícitas las propiedades mencionadas en el capítulo II, así como los materiales que las desarrollan, para cumplir la función para la cual fueron diseñados, y no por el contrario sean los principales causantes de problemas como son; corrosión de tuberías, destrucción de empaques de hule y metal, pegaduras de tuberías por efecto del depósito del material sólido, incrustación de sales en tuberías y formación por efecto de la migración del filtrado. Todos estos factores contribuyen al aumento en los costos de producción debido a las intervenciones frecuentes que se deben realizar a los pozos por la manifestación de uno o varios de los problemas anteriormente mencionados.

### III.1.- DESCRIPCIÓN.

Entre las funciones de un fluido empacador podemos citar las siguientes:

- III.1.a).- Contener la presión de la formación por medio de la columna hidrostática.
- III.1.b).- Evitar que las tuberías se colapsen por efecto de presión diferencial.
- III.1.c).- Permitir que la tubería de producción sea sacada sin problemas de tensión, aún después de permanecer dentro del fluido empacador largos períodos de tiempo en condiciones estáticas de temperatura y presión, y únicamente se lograría mediante una costosa operación de lavado.
- III.1.d).- El filtrado del fluido empacador deberá ser de tal manera, que incremente la permeabilidad de las formaciones productoras no por el contrario que la disminuyan, efectúandose los trata

mientos de limpieza por medio de estimulaciones para reestablecer la productividad de la formación.

III.1.e).- Evitar la corrosión de las tuberías y accesorios metálicos que estén en contacto con el fluido empacador, esto se debe a la composición química del fluido ya que es necesario conocer con detalle sus características para determinar su comportamiento a las diferentes condiciones de temperatura y presión del pozo, que pueden degradar dicho material, ó producir la actividad de celdas de reacción ó un medio ambiente favorable para la existencia de bacterias y el aumento de las mismas.

III.1.f).- Evitar la destrucción de Empaques de hule.

III.1.g).- Como un aislante térmico para prevenir las pérdidas de calor en las formaciones circundantes, así como también en los procesos de inyección de vapor en recuperación secundaria.

Para llevar a cabo esta función se utiliza como fluido empacador azufre fundido que es colocado en el espacio anular de la tubería de revestimiento y la tubería de producción, es de fácil manejo y colocación además de económico. El azufre desarrolla alta viscosidad y así mantiene a un mínimo la pérdida de calor por convección, transferencia de calor .

Antes de ser colocado el azufre a baja temperatura posee una viscosidad baja, con lo cual su manejo es fácil para el caso de bombearlo; desarrolla una alta viscosidad y previene las pérdidas de calor.

Otro fluido empacador utilizado como aislante térmico se compone de un aceite que posee baja conductividad térmica y que además contiene ultrafinisimas partículas de sílice. El tamaño de las partículas de sílice es menor de 0.1 microstales sílices pirogénicos, se preparan

alrededor de 1100°C por la hidrólisis del tetracloruro de silicio. Partículas de sílice de tamaño grande, también forman un fluido empacador, cuando se mezcla con este tipo de aceite, pero las suspensiones resultantes tienden a depositarse con el tiempo.

III.1.h).- Recuperar tubería de revestimiento; para lo cual se emplea un fluido empacador a base de aceite en su totalidad y una gelatina, este fluido es colocado en el espacio anular, y con él se han recuperado más de 3000m. de tubería de revestimiento en el campo Polk Country de Texas U.S.A.

El fluido empacador de aceite gelatinizado que se usó en estas operaciones, se forma de una mezcla de aceite pesado, un aditivo químico concentrado, y un catalizador. El fluido tiene la ventaja de poder adquirir peso para cualquier densidad requerida, este fluido es colocado en el espacio anular, quedando estático, comenzando a desarrollar geles muy fuertes en un plazo de 3 a 4 horas después de cesar el movimiento y desarrollará la resistencia total de la gel 1 1/2 horas después.

La consistencia final es áspera, parecida a la dureza media de la grasa, siendo esto suficiente para mantener estables las paredes del pozo alrededor de la T.R.

### III.2.- RECUPERACION DE T.R.

III.2.1.- Por Accidentes Mecánicos.

a).- Desprendimiento de la T.R.

Este problema se presenta, por defectos ya sea en el diseño o fabricación de las uniones o cuerpo de la tubería no resistiendo el es-

fuerzo de tensión al cual está sometido, se emplea un fluido empacador para aislar la tubería de las paredes del agujero y facilite la maniobra de pesca.

b).- Por fallar las cuñas.

Similar al anterior, solo que en este caso las cuñas que sujetan la tubería no son bien colocados o fallan por no darles la revisión adecuada para que trabajen en óptimas condiciones.

c).- Atrapamiento de la T.R. por derrumbe.

Cuando se presentan este problema es localizar la profundidad donde ocurrió el derrumbe y tratar de despegar la Tubería de Revestimiento por lavado, de no ser posible con esta maniobra, se toma un registro para detectar el punto libre y otro más para detectar los coples, para posteriormente introducir un explosivo String Short y detonar - en el cople más cercano para extraer el tramo de T.R. ya liberado, - para este caso específico el fluido empacador se introduce al espacio anular y cumple la función de amortiguar el impacto del explosivo manteniendo la estabilidad del agujero para que no se provoque un derrumbe nuevamente que atrape a la tubería ya liberada.

III.2.2).- Por cambio de localización.

a).- Por resultar el pozo improductivo.

Este problema se presenta cuando el pozo es perforado hasta una cierta profundidad programada, después de lo cual los resultados que muestra no son buenos, pues por más intentos efectuados el pozo no aporta Hidrocarburos, ya sea por no tener impregnación ó por resultar invadido de agua, en este caso se tratará de recupe---

rar la cantidad de T.R. que sea posible, siempre que ésta no esté cementada en su totalidad.

b).- Por no llegar al objetivo.

Esto es muy frecuente, principalmente cuando el pozo es exploratorio, pues no se conoce con exactitud las formaciones que se perforan, pudiendo encontrar un domo salino de gran espesor ó una discordancia en la cual la formación productora se encuentra ausente, por lo que es necesario suspender la perforación de ese pozo para cambiarse a otra localización no sin antes recuperar toda la T.R. que sea posible empleando un procedimiento similar al anterior.

## CAPITULO IV



## VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE EMPLEAR FLUIDOS DE PERFORACION COMO FLUIDOS EMPACADORES.

¿Es conveniente emplear los fluidos de Perforación como fluidos empacadores? ¿Cuales son sus ventajas y desventajas?

Estas son las preguntas que generalmente se hacen las personas encargadas de tomar las decisiones en la terminación de un pozo; la respuesta no es tan simple como parece, ya que al tomarse la decisión de emplear ó no un fluido de perforación como fluido empacador se involucra una gran cantidad de factores que deben ser considerados y analizados con la mayor certeza posible, pues de esto depende el éxito de la decisión tomada.

No se puede dar una respuesta a la ligera sin considerar los factores que afectan la producción, debido a que se puede caer en el error que el fluido seleccionado de perforación y que se empleará como empacador, en lugar de proporcionar beneficios inmediatos y posteriores, traiga problemas algunos tan severos como la disminución de la productividad del pozo.

### IV.1 CARACTERISTICAS DEL FLUIDO DE PERFORACION.

Si se va a seleccionar un fluido de perforación para emplearse como empacador es necesario conocer los siguientes requisitos para que sea eficiente y no cause problemas.

- a).- El sistema al cual pertenece y los daños que provocaría.
  - b).- Las condiciones de sus propiedades iniciales.
  - c).- El tratamiento necesario al cual se someterá.
  - d).- Las condiciones de sus propiedades finales.
- a).- En el caso de un fluido de perforación base agua, base aceite, emul-

sión inversa, salmuera ó agua dulce simplemente es necesario efectuar pruebas a escala laboratorio para evaluar el daño que provocaría a las formaciones productoras, las tuberías de Revestimiento, - Producción y accesorios de tipo metálico y sintético.

- b).- Definir las condiciones de sus propiedades iniciales como densidad, viscosidad, punto de cedencia, contenido de sólidos, PH, tipo de filtrado y material contaminante , cemento, yeso, cal y sal , para definir si es necesario darle un tratamiento para dejarlo en óptimas condiciones y pueda emplearse como fluido empacador.
- c).- Selección del tipo de aditivos químicos, inhibidores de corrosión, - viscosificantes, dispersantes, gelantes, materiales densificantes y controladores de PH que se emplearan para que el fluido de perforación adquiriera las propiedades de un fluido empacador.
- d).- Determinar las propiedades del fluido de perforación ya tratado ó - propiedades finales y compararlos con los que tenía inicialmente para evaluar que tan eficaz fue el tratamiento que se le aplicó.

Todas las anteriores propiedades deberán ser evaluadas con la mayor exactitud posible, ya que de esto puede depender la buena selección del fluido que realice eficazmente sus funciones.

A continuación se mencionan las posibles ventajas y desventajas de emplear fluidos de perforación como fluidos empacadores.

#### IV.2.- VENTAJAS.

- 1.- Ahorro de tiempo, ya que no es necesario preparar un fluido empacador en especial, no requiriéndose el traslado de materiales para tal efecto, ni el desalojo del fluido empleado para perforar el pozo, solo se transportan los materiales necesarios para su tratamiento.

- 2.- Menor costo, ya que no se adquieren todos los materiales que serían necesarios para preparar un fluido empacador en especial, ni el movimiento de equipo que implica desalojar un fluido para preparar otro; solo se adquieren las pequeñas cantidades de material para suministrarle el tratamiento.
- 3.- Mayor facilidad para ser colocado, debido a que a través de la misma circulación se le puede ir proporcionando el tratamiento necesario sin tener que introducir baches para lavar el pozo ni fluidos espaciadores que implican desplazamientos especiales y problemas de tipo técnico -- por la falla de algún accesorio de las tuberías, por las cuales el fluido va a ser desplazado.
- 4.- Un mejor control de las propiedades del fluido, pues éstas se están midiendo a través de la circulación, por lo que el fluido en su composición quede más homogéneo, que si es preparado especialmente y desplazado con la utilización de baches lavadores y espaciadores pudiendo en un momento contaminarse si los baches anteriores no son los adecuados.

#### IV.3.- DESVENTAJAS.

- 1).- El fluido de perforación ya sea a base de agua, aceite, agua dulce, -- salada ó agua de mar, debido a sus características no puede ser empleado directamente ya que puede ocasionar corrosión, asentamiento de material sólido, taponamiento de las formaciones por ser incompatible su filtrado con el agua de la formación provocando incrustaciones de sales carbonatadas.

- 2).- Que el fluido contenga demasiado material densificante insoluble a los tratamientos ácidos.
- 3).- Ser altamente corrosivo, por tener una gran cantidad de materiales como sosa cáustica, ácido sulfhídrico, oxígeno y dispersantes a base de cromolignito y cromolignosulfonato.
- 4).- No ser estable a condiciones estáticas, y por largos períodos de tiempo, sometido a efectos de presión y temperatura, pudiendo sus componentes degradarse perdiendo sus propiedades.
- 5).- Su filtrado puede ocasionar hinchamiento de las arcillas de la formación, reduciendo la permeabilidad de la misma.

Este problema es muy frecuente, por no realizarse los análisis adecuados de compatibilidad entre las arcillas de las formaciones productoras, y el fluido que las hidrata, para tratar de evitar su empleo como fluido empacador en la terminación del pozo.

**CAPITULO V**

## CONDICIONES OPERACIONALES PARA SU APLICACION

Existen diversas condiciones de tipo operativo para colocar un fluido empacador en el pozo, las cuales están en función de los diferentes tipos de fluidos, del método de desplazamiento y del equipo a emplear.

### V.1.- TIPOS DE FLUIDOS EMPACADORES.

- a).- De baja viscosidad y bajo contenido de sólidos como son: salmueras, fluidos base aceite, emulsión inversa lodos base agua, lodos de polímeros y aceite crudo.
- b).- De alta viscosidad y alto contenido de sólidos como son: gelatinas, aceite con sílice en suspensión, espumas, cromolignosulfonato, lodos cálcicos y asufre fundido.

### V.2.- METODOS DE DESPLAZAMIENTO.

Los métodos de desplazamiento están en función de las herramientas con las cuales se requieren colocar un fluido empacador, y tenemos los siguientes:

V.2.1.- Con Tubería de Perforación Franca.

V.2.2.- Con Aparejo de Producción.

V.2.3.- Con Equipo de Cementación en Etapas.

V.2.1.- Con tubería de perforación franca.

Este desplazamiento se emplea comúnmente cuando el fluido empacador es el de perforación, al cual se le suministra un tratamiento necesario, para que sus propiedades sean las adecuadas (viscosidad, gelatinosidad, densidad, PH, etc.)

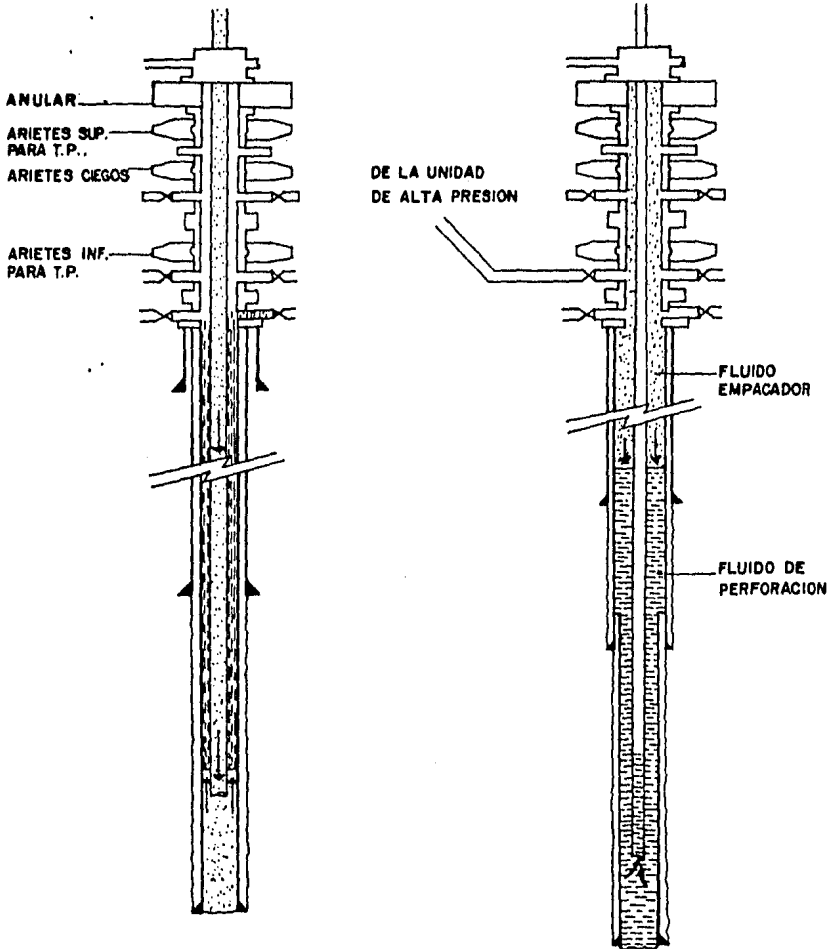
En el caso que el fluido de perforación no sea el adecuado por tener un alto grado de contaminación, se empleará como fluido empacador, un fluido preparado especialmente, una salmuera o - agua dulce con un PH alcalino. El desplazamiento se efectúa por circulación inversa, con la unidad de alta presión la cual se conecta al carrete o cabezal de trabajo del sistema de preventores y por la línea de matar del pozo. ( ver fig. 5.1).

#### V.2.2.- Con Aparejo de Producción.

La finalidad de utilizar un fluido empacador teniendo el aparejo de producción instalado, es la de proteger las tuberías de revestimiento y producción, ya que el fluido es colocado en el espacio anular entre éstas. Para colocar el fluido, la operación se puede efectuar de dos maneras; una por circulación en directo y la otra por circulación en inversa. Para realizar la operación de circulación directa es necesario tener instalada una línea que conecta la unidad de alta presión a una rama del medio árbol válvulas, posteriormente se abre la camisa de circulación situada unos metros arriba del empacador, se bombea el volumen de fluido empacador requerido y se desplazan con el fluido de terminación del pozo, inmediatamente después se cierra la camisa de circulación.

Si la operación se realiza por circulación en forma inversa se requiere instalar una línea de la unidad de alta presión al carrete o cabezal; el cual comunica el espacio anular entre la última T.R. corrida hasta superficie y el aparejo de producción, en seguida se abre la camisa de circulación y se bombea el volumen de fluido empacador requerido. Esta operación es la más adecuada para colocar un fluido empacador, ya que es menor el tiempo de operación requerido y no es necesario tener fluido despla-

FIG. 5.1



a) \_DESPLAZAMIENTO CON EL SISTEMA CIRCULATORIO DEL POZO (FLUIDO EMPACADOR = FLUIDO DE PERFORACION TRATADO)

b) \_DESPLAZAMIENTO CON UNIDAD DE ALTA PRESION (FLUIDO EMPACADOR = FLUIDO DE PERFORACION)



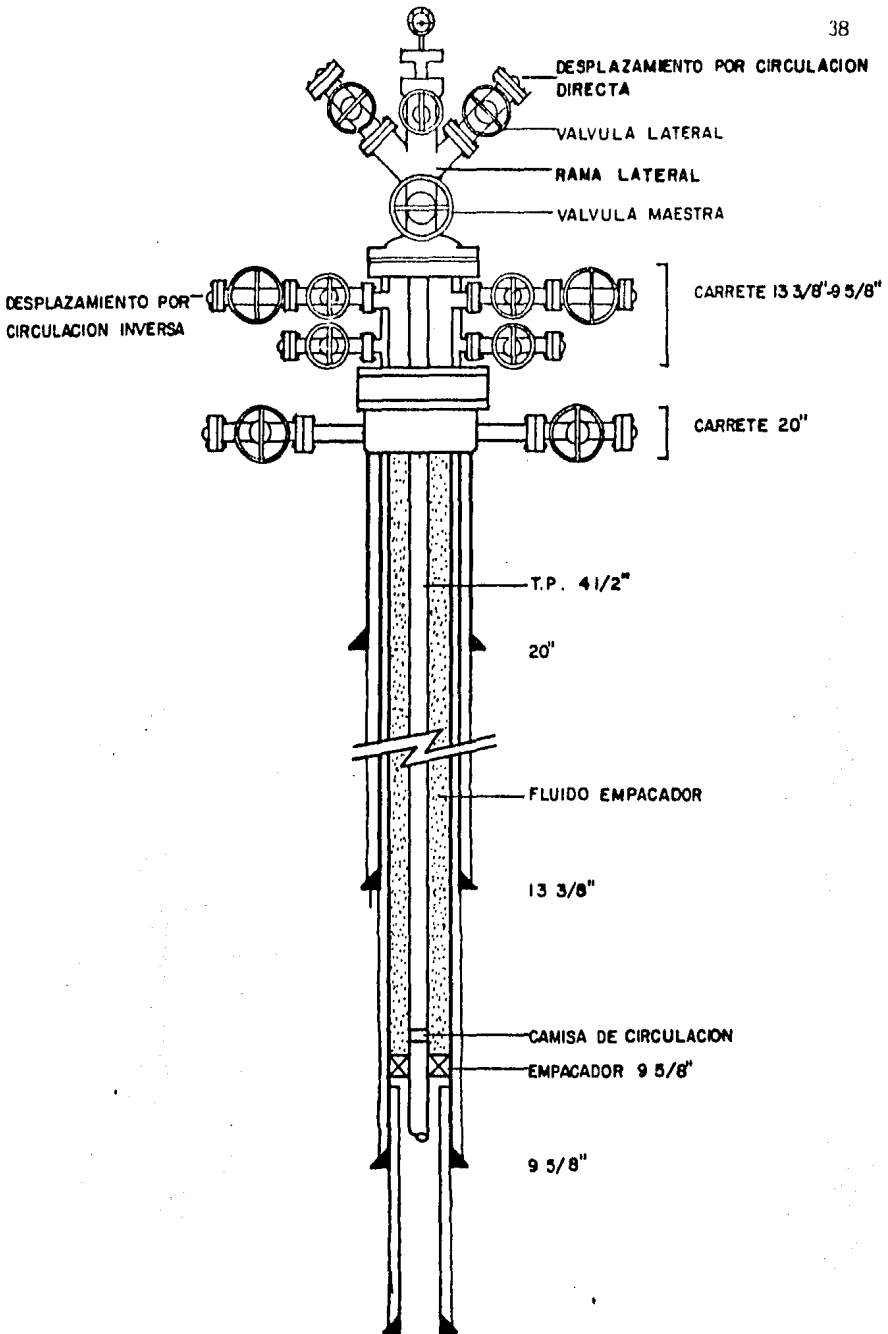


FIG.5.2

DESPLAZAMIENTO DEL FLUIDO EMPACADOR CON LA UNIDAD DE ALTA PRESION, POR CIRCULACION EN DIRECTO, O POR CIRCULACION INVERSA.

zante como en la circulación en directo. (Ver Fig. 5.2).

#### V.2.3.- Con equipo de Cementación en Etapas.

El objetivo de emplear el cople de cementación múltiple es de alojar el fluido en el espacio anular de la formación y la última T.R. corrida hasta la superficie como se muestra en la figura 5.3

La operación se lleva a cabo en dos etapas; primeramente se coloca el cemento desde el fondo hasta la profundidad en la cual se localiza el cople de cementación múltiple (sección de apoyo), posteriormente se bombea el fluido empacador a través del Cople de Cementación hasta que llegue a la superficie.

#### V.3.- CALCULO DEL VOLUMEN DE FLUIDO EMPACADOR REQUERIDO.

El volumen de fluido empacador que será empleado en un pozo se puede calcular mediante dos métodos.

V.3.1.- Por tablas de capacidad anular.

V.3.2.- Por medio de fórmulas.

##### V.3.1.- Por tablas de capacidad anular.

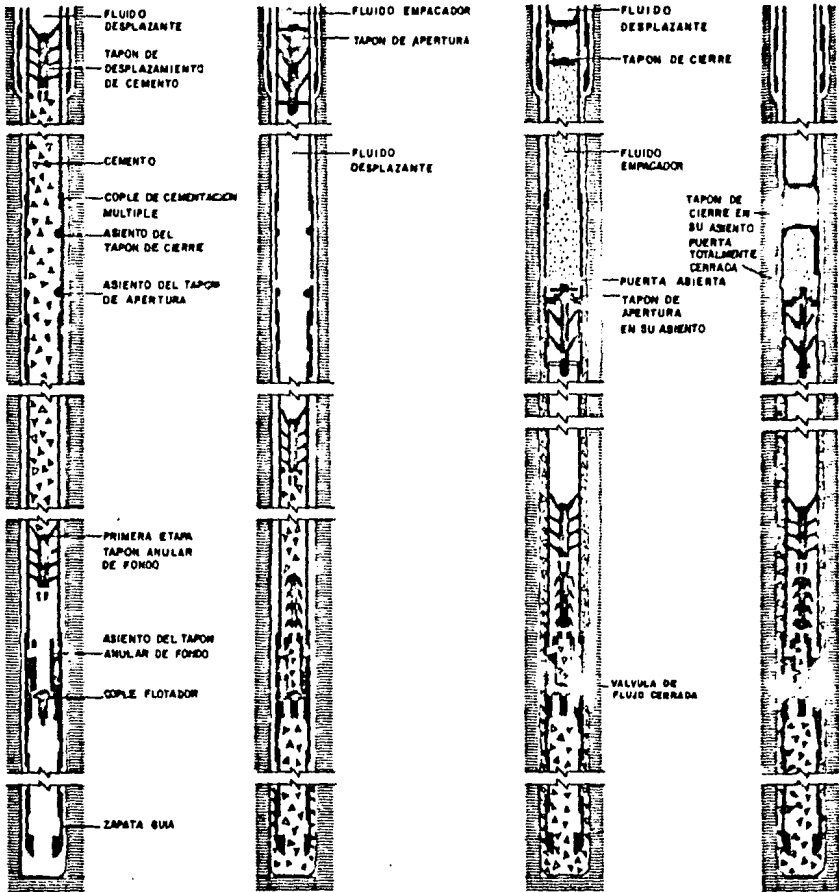
Estas tablas son proporcionadas por las Compañías fabricantes de tuberías y recopiladas por Compañías que presten servicios diversos en la Industria Petrolera.

En estas tablas, la capacidad anular que hay entre dos tuberías viene expresada en unidad de volumen por unidad de longitud, para los diferentes sistemas que se manejan como son; el sistema métrico decimal, el sistema inglés y el sistema comunmente empleado en el Campo, como puede observarse en la Tabla I.

Si se presenta el caso que no se cuente con la capacidad anular -

FIG. 5.3

## DESPLAZAMIENTO DE FLUIDO EMPACADOR TIPO CEMENTACION EN ETAPAS



a) DESPLAZAMOS EL CEMENTO PARA LA PRIMERA ETAPA

b) DESPLAZAMIENTO DEL CEMENTO CON UN FLUIDO Y SOLTANDO EL TAPON DE APERTURA DE PUERTA

c) DESPLAZAMIENTO DEL FLUIDO EMPACADOR PARA LA SEGUNDA ETAPA

d) COPILE DE CEMENTACION MULTIPLE CERRADO

**TABLA I. VOLUMEN ANULAR ENTRE TUBERIA DE PRODUCCION Y TUBERIA DE REVESTIMIENTO.**

**TUBERIA DE PRODUCCION 3.5 pulgadas , 88.9 mm.**

TUBERIA DE REVESTIMIENTO			CAPACIDAD					TUBERIA DE REVESTIMIENTO		
Diámetro Exterior (pulg.)	Peso (Lb/pla)	Diámetro Interior (pulg.)	Galones por Pie Lineal	Pies Cubicos por Pie Lineal	Barriles por Pie Lineal	Pie Lineal por Barril	Litros por Metro	Peso (Kg/m)	Espesor (mm.)	Diámetro Exterior (mm.)
7	30.00	6.154	1.0453	0.1397	0.0248	40.178	12.985	44.640	10.74	177.8
	32.00	6.094	1.0153	0.1357	0.0241	41.364	12.612	47.616	11.50	
	33.70	6.048	0.9925	0.1326	0.0241	42.314	12.329	50.143	12.09	
	34.00	6.040	0.9886	0.1321	0.0235	42.483	12.280	50.592	12.19	
	35.00	6.004	0.9709	0.1297	0.0231	42.257	12.060	52.080	12.64	
9 5/8	42.00	6.799	2.6590	0.3554	0.0633	15.795	33.023	62.496	10.49	244.4
	43.50	6.765	2.6275	0.3512	0.0625	16.985	32.837	64.728	11.04	
	47.00	6.681	2.5746	0.3442	0.0613	16.311	31.984	69.936	11.98	
	53.50	6.535	2.4723	0.3304	0.0588	16.988	30.710	79.608	13.64	
	58.40	6.435	2.4030	0.3212	0.0572	17.478	29.650	86.899	15.11	

entre dos tuberías por medio de tablas, se recurre al otro método que es por fórmulas.

### V.3.2.- Por medio de fórmulas.

Con este método se puede calcular la capacidad que se tiene entre dos tuberías, cualquiera que sea su diámetro, empleando las siguientes fórmulas basadas en el principio de dos cilindros concéntricos y pueden expresarse para las diferentes unidades utilizadas.

La fórmula general es:

$$C_A = K (D^2 - d^2) \text{--- -- -- -- (a).}$$

donde:  $C_A$  = Capacidad anular entre dos cilindros (  $L^3/L$  )

$D$  = Diámetro interior del cilindro mayor (  $L$  )

$d$  = diámetro exterior del cilindro menor (  $L$  )

$K$  = Constante de conversión de unidades (adimensional)

Para diferentes unidades.

$$C_A \text{ galones/pie} = 0.0408 (D^2 - d^2) \text{--- -- -- -- (b)}$$

$$C_A \text{ litros/metro} = 0.5067 (D^2 - d^2) \text{--- -- -- -- (c)}$$

$$C_A \text{ Barriles/pie} = 0.0009714 (D^2 - d^2) \text{--- -- -- -- (d)}$$

Y para calcular el volumen requerido de fluido empacador, la capacidad anular se multiplica por la longitud (Ver Fig. 5.4).

$$V_{fe} = C_A \times \text{Longitud} \quad L^3 \quad (e)$$

ó

$$V_{fe} = K (D^2 - d^2) \times \text{Longitud} \text{--- -- -- -- (f)}$$

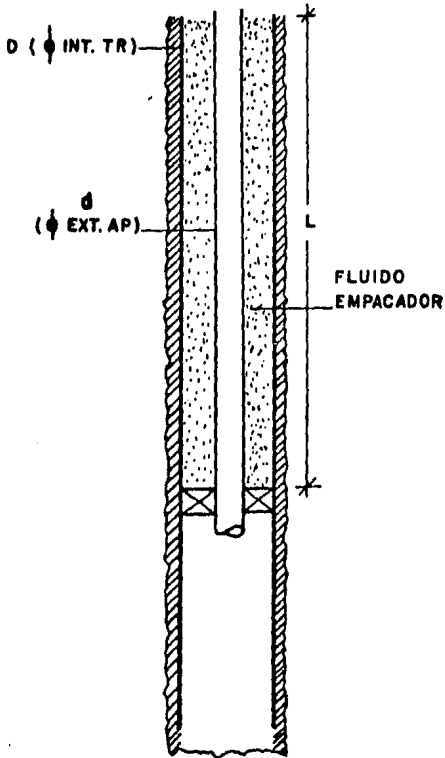


FIG. 3.4

COMBINACION DE 2 TUBERIAS DE DIFERENTE DIAMETRO EL VOLUMEN DE FLUIDO EMPACADOR REQUERIDO SE CALCULA CON LA FORMULA 9

Para un pozo tenemos lo siguiente:

1.- Volumen entre tubería de producción y agujero.

D = Diámetro del agujero (pulgadas)

d = Diámetro exterior de la tubería de Producción (pulgadas)

2.- El volumen entre tubería de revestimiento y agujero.

D = Diámetro del agujero (pulgadas)

d = Diámetro exterior de la tubería de revestimiento (pulgadas)

3.- Volumen entre tubería de Producción y revestimiento.

D = Diámetro interior de la tubería de revestimiento (pulgadas)

d = Diámetro exterior de la tubería de producción (pulgadas)

4.- Volumen entre tuberías de revestimiento.

D = Diámetro interior de la tubería de revestimiento mayor (pulgadas)

d = Diámetro exterior de la tubería de revestimiento menor (pulgadas)

En el caso de tener una combinación de tuberías de Producción, de diferente  $\emptyset$ , el volumen requerido de fluido empacador se calculará mediante la siguiente fórmula. (Con agujero ó tubería de revestimiento). (Ver Fig. 5.5).

$$V_{fe} = K (D^2 - dn^2) \times \text{Longitud total} \text{ --- (g)}$$

donde: D = Diámetro del agujero (ó diámetro interior de la T.R.)  
pulgadas.

d = Diámetro exterior de la tubería de Producción (pulgadas)

n = Número de cambios de diámetro.

V.4.- EQUIPO PARA COLOCAR UN FLUIDO EMPACADOR.

Para efectuar el desplazamiento de un fluido empacador se emplean los siguientes equipos.

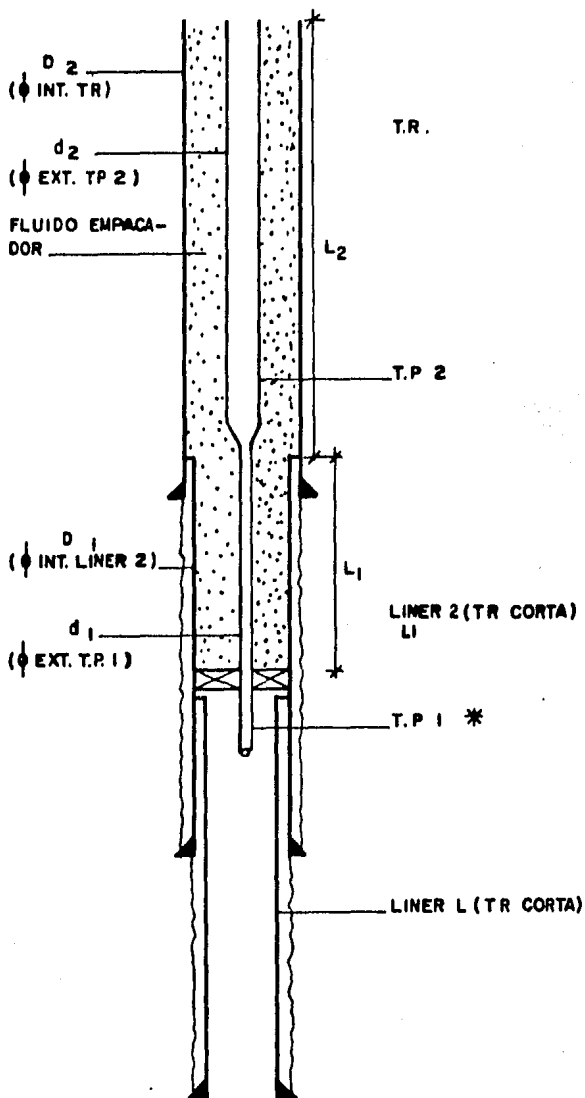


FIG. 5.5

COMBINACION DE TUBERIAS DE DIFERENTES DIAMETROS SE CALCULA EL VOLUMEN EMPLEANDO LA FORMULA  $\underline{Q}$

\* TP = TUBERIA DE PRODUCCION



V.4.1.- Equipo para desplazar con Tubería de Perforación Franca.

V.4.2.- Equipo para desplazar con Aparejo de Producción.

V.4.3.- Equipo para desplazar con Cople de Cementación Múltiple.

V.4.1.- Equipo para desplazar con Tubería de Perforación Franca.

a).- Sistema circulatorio del pozo, se compone de:

-Presas de lodos (para adicionar el tratamiento).

-Sistema de bombas de las presas (para bombear el fluido).

-Tubo vertical, unión giratoria, manguera y línea superficial

-Tubería de perforación franca (para efectuar la conversión)

-Árbol de estrangulación.

-Conjunto de preventores (medida de seguridad).

b).- Unidad de alta presión (para bombear el fluido)

-Línea superficial (conecta la unidad con los preventores)

-Preventores (sistema de seguridad)

-Tubería de perforación franca (para efectuar la conversión).

a).- Se utiliza cuando el fluido de perforación es previamente tratado y se emplea como fluido empacador.

b).- Se utiliza cuando es necesario emplear un fluido empacador diferente al de perforación, la unidad de alta presión se conecta al carrete de trabajo de los preventores (circulación en forma inversa) o a la tubería de perforación (circulación en directa).

V.4.2.- Equipo para desplazar con aparejo de producción.

-Unidad de alta presión (para bombear el fluido empacador).

-Línea superficial (conecta la unidad de alta presión con el medio-  
árbol de válvulas).

-Medio árbol de válvulas (sistema de seguridad y control de la presión de pozo).

-Aparejo de producción (a través de éste se efectúa el desplazamiento, sea por circulación en directa o en inversa).

Este equipo se emplea principalmente cuando el fluido empacador que se introduce, sólo cubrirá la longitud del espacio anular entre el aparejo de producción y la T.R. corrida hasta la superficie.

#### V.4.3.- Equipo para desplazar con cople de cementación múltiple.

-Unidad de alta presión.

-Línea superficial.

-Cabeza de cementación (controla el desplazamiento del cemento, baches lavadores, baches especiadores y fluido empacador).

-T.R. y accesorios como; cople de cementación múltiple, coples de retención para los tapones de desplazamiento, zapata guía cople flotador, tapones de diafragma y tapones ciegos.

Este equipo se emplea para colocar un fluido empacador en el espacio anular T.R.-formación, con el objetivo de que la mayor parte de la tubería trabaje libre de esfuerzos mecánicos de origen térmico, ya que sólo en el fondo del pozo se coloca cemento, que sirve de apoyo y aísla el intervalo productor. Este fluido también cumple como función aislar térmicamente la tubería de la formación, con lo cual las pérdidas de calor por convección del vapor que se inyectará son mínimas (proceso de recuperación secundaria).

#### V.5.- DESCRIPCIÓN DE LAS OPERACIONES.

V.5.1.- Cuando el desplazamiento es con tubería de perforación franca a).- Acondicionar el pozo con barrena y rima después de cementar la T.R. de explotación para eliminar la película adherida a la pared in-

- b).- Calibrar el pozo con una herramienta denominada "canasta-calibradora", para verificar el diámetro interior de trabajo.
- c).- Bajar con la T.P. franca y efectuar el desplazamiento del fluido empacador deseado, ya sea con el sistema circulatorio del pozo o con la unidad de alta presión.
- d).- Bajar y anclar el empacador a la profundidad programada.
- e).- Introducir el aparejo de producción y conectarlo al empacador a través de los sellos multi"V".
- f).- Eliminar el sistema de preventores y colocar el medio árbol de válvulas.
- g).- Se baja la herramienta para disparar el intervalo seleccionado.
- h).- Por último inducir el pozo y estimularlo si es necesario.

V.5.2.- Cuando el desplazamiento es con el aparejo de producción.

- a).- Acondicionar el pozo con barrena y rima.
- b).- Calibrar el pozo con la herramienta "canasta calibradora".
- c).- Bajar y anclar el empacador a la profundidad programada.
- d).- Introducir el aparejo de producción y conectarlo al empacador a través de los sellos multi"V".
- e).- Eliminar el sistema de preventores e instalar el medio árbol de válvulas.
- f).- Abrir la camisa deslizable del aparejo de producción, para desplazar el fluido que se tiene en el pozo, por el fluido-empacador, que se coloca en el espacio anular aparejo de producción-T.R., ya sea por circulación en directo o en inversa, posteriormente se cierra la camisa de circulación.
- g).- Bajar la herramienta para disparar el intervalo seleccionado.
- h).- Inducir y estimular el pozo si es necesario.

Como se puede apreciar los dos procedimientos anteriores, generalmente se emplean para colocar un fluido empacador, durante la terminación del pozo, ó después de efectuarle una reparación.

V.5.3.- Cuando el desplazamiento es con Equipo de Cementación en Etapas.

- a).- Bajar T.R. y accesorios para cementación múltiple a la profundidad programada.
- b).- Colocar cabeza de cementación y línea superficial que conecta a la unidad de alta presión.
- c).- Bombear un bache de fluido de limpieza, un bache de fluido espaciador, e inmediatamente después el cemento de la primera etapa.
- d).- Se lanza el tapón inferior y con lodo se desplazará el cemento hasta el cople flotador.
- e).- Se lanza el tapón que opera la camisa de apertura, localizada en el cople de cementación múltiple y esperar de 10 a 15 minutos por cada 300 mts. de profundidad.
- f).- Aplicar presión para deslizar la camisa y se abran los puertos de cementación.
- g).- Bombear un bache de fluido espaciador, inmediatamente después el fluido empacador que es la segunda etapa.
- h).- Se lanza el tapón superior y con lodo se desplaza el fluido empacador, hasta que el tapón llegue al cople de cementación, notándose un incremento de presión.
- i).- Aplicar presión para cerrar los puertos de cementación.
- j).- Posteriormente se procede al acondicionamiento del pozo, para bajar el aparejo de inyección, disparar el intervalo y comenzar a inyectar el vapor.

La operación anterior se emplea para colocar un fluido empacador en procesos de recuperación secundaria tal como la inyección de vapor.

Los tres procedimientos anteriormente descritos, han sido empleados en la industria petrolera, utilizando para ello diferentes tipos de fluidos empacadores como son; bentoníticos, cromolignosulfonatos, base aceite, emulsión inversa, salmueras y agua dulce.

Hoy en día, se emplea como fluido empacador agua dulce, tratada con un alcalí (sosa cáustica), debido principalmente a que la presión de las formaciones productoras, puede controlarse con una densidad equivalente a la del agua dulce, o como en el caso de la zona marina cuyos yacimientos son "naturalmente fracturados" y densidades mayores que la del agua provocan que el fluido se pierda en la formación. Sólo en el caso que se tienen formaciones productoras nuevas, con alta presión es necesario el empleo de fluidos con mayor densidad que el agua y éstos son; lodos bentoníticos, cromolignosulfonatos y emulsiones inversas, previamente densificados con diversas cantidades de barita.

El agua dulce que se emplea como fluido empacador en las tuberías de revestimiento, no es lo más adecuado, porque genera problemas de corrosión aún cuando tenga un PH mayor de 10, además que provoca hinchamiento de arcillas como la "illita y montmorillonita" presentes en las formaciones productoras, debido a lo cual se provoca daño a la formación y por consiguiente se dificulta la extracción del aceite.

CAPITULO VI

## CRITERIOS DE SELECCION Y APLICACION.

### VI.1.- BASES PARA SU SELECCION.

Una serie de variantes deben analizarse previamente para poder seleccionar adecuadamente un buen fluido empacador y éstas son:

#### VI.1.1.- La química básica:

Definir al fluido íntegramente en su composición química, el porcentaje de agua, de aceite, sólidos, aditivos viscosificantes, gelantes, material densificante, agentes dispersantes y PH.

#### VI.1.2.- Propiedades corrosivas:

Determinar si alguno o algunos de los componentes de lodo, pueden inducir reacciones que ataquen al material metálico como pueden ser tuberías y accesorios y ver la posibilidad de emplear inhibidores de corrosión y para controlar el daño.

#### VI.1.3.- Los rangos de densidad:

Es una parte fundamental que se debe conocer, sobre cual es la menor y mayor densidad que se puede obtener con un determinado fluido, sin que éste pierda o altere sus propiedades y se le puedan manejar con la mayor seguridad para tener un amplio control sobre el pozo.

#### VI.1.4.- Estabilidad a la presión y temperatura:

Esta propiedad se define mediante pruebas en laboratorio, del fluido candidato para emplearse como empacador bajo condiciones de temperatura y presión.

#### VI.1.5.- Limitaciones de los fluidos empleados anteriormente:

Esta es una información valiosa para la selección de sistemas

de sistemas de fluidos y el sitio en que serán plicados, debido a que se cuenta con los antecedentes de los fluidos que ya fueron empleados como empacadores, las condiciones de temperatura y presión y la eficiencia o deficiencia de sus funciones mostrada.

#### VI.1.6.- Daño a la formación:

Esto se debe al tipo de filtrado del fluido, que provoca reacciones cuando no es compatible con el agua de la formación y tiende a crear depósitos o incrustaciones de sales. Además si el fluido contiene gran cantidad de material densificante taponna los poros de la formación, provocando daño ya que su productividad baja.

#### VI.1.7.- Estabilidad con el tiempo:

El objetivo es definir por cuanto tiempo puede mantener un fluido sus propiedades y características inalterables, ya que permanecerá en forma estática por largos períodos de tiempo sometido al efecto de la temperatura y presión.

#### VI.1.8.- Su costo:

Este es evaluado de acuerdo al beneficio o las susceptibilidad al daño que pueda ocasionar, ya que si el fluido desempeña sus funciones en forma adecuada minimizará las intervenciones de reparación, alargando la vida del pozo lo cual disminuirá los costos de producción.

Por su naturaleza son clasificados generalmente como:

- a).- Por el contenido de sólidos; lodos.
- b).- Por el no contenido de sólidos; aceite, agua dulce, agua salada, salmueras.



c).- Gases y espumas.

d).- Especiales Aceite con sólidos en suspensión, Azufre fundido .

## VI.2.- APLICACION:

A continuación se mencionan los posibles fluidos empacadores y las diferentes condiciones o maniobras en las cuales se pueden emplear.

### VI.2.1.- FLUIDOS EMPACADORES PARA USO EN POZOS DE ACEITE.

Debe emplearse un fluido que no provoque daño y que pueda controlar la presión de la formación por medio de la columna hidrostática. El fluido es a base de agua con la viscosidad suficiente para mantener en suspensión los sólidos pesados del fluido, esta característica se le proporciona con un polímero hidratable, además debe incorporarse un inhibidor al hinchamiento de las arcillas que consiste en una pequeña cantidad de electrolitos divalentes ó metales alcalinos solubles en agua como la halita de amonio, dispersantes en una concentración total menor que 1.5% por m<sup>3</sup> de líquido, dentro de estos están los productos de la condensación del sulfonato, asfaltenos, formaldeídos y mezclas de ácidos grasos líquidos, y un licor de sulfonato de lignito.

### VI.2.2.- FLUIDO EMPACADOR PARA POZOS CON ALTA PRESION.

En este caso es conveniente emplear fluidos de alta densidad para tener un control sobre la presión de la formación, se recomienda que no se emplee en exceso la barita debido a que es un material muy di-

fcil de eliminar cuando taponan los poros de la formación, como sustituto de la barita al fluido se le puede dar la densidad necesaria con sales de calcio y en el caso que estas sales no sean compatibles con el agua de la formación se puede emplear sales de sodio obteniéndose resultados similares. Además debe adicionarse al fluido empacador productos para evitar la alta gelatinización por efecto de las elevadas temperaturas debido a la profundidad de los pozos, aditivos que controlen la viscosidad, la cual disminuye por el mismo efecto, inhibidores de corrosión y productos que compensen aquellos que se van degradando.

#### VI.2.3. FLUIDO EMPACADOR PARA RECUPERAR TUBERIA DE REVESTIMIENTO (T.R.).

Para esta maniobra se emplea un fluido empacador a base de aceite con propiedades gelantes, usado con gran éxito en el Campo POLK COUNTY en Texas, en el cual se llegaron a recuperar hasta 3369m, 11050 pies de T.R. de un solo pozo.

Este fluido se emplea para aislar la tubería de las paredes del pozo, además tiene una elevada fuerza de flotabilidad y una consistencia para amortiguar impactos explosivos empleados para desconectar las roscas de las tuberías de Revestimiento manteniendo la estabilidad de las paredes del agujero para que no se derrumben y causen problemas posteriores.

Este fluido está hecho de una mezcla de aceite pesado, un aditivo químico concentrado y un catalizador, este fluido puede adquirir peso para cualquier tipo de densidad y presión.

Una vez que el fluido es colocado y queda en forma estática en un plazo de 3 a 4 horas desarrollar una gel muy fuerte, su consistencia

final es parecida a una grasa de dureza media que es la característica con la cual mantiene la estabilidad de la formación alrededor de la T.R.

#### VI.2.4.- FLUIDO EMPACADOR AISLANTE TERMICO.

Existen 3 fluidos empacadores para emplearse como aislantes térmicos

- a).- Una gel de Aceite o Ken-Pack.
  - b).- Azufre fundido.
  - c).- Aceite y Partículas de sílice.
- a).- Este fluido empacador se coloca en el espacio anular T.R. y forma--  
ción idénticamente como si se tratara de una cementación en etapas -  
Ver Capítulo V . Este fluido es una gel de aceite o Ken-Pack, el -  
cual es un fluido a base de aceite con una consistencia parecida a -  
la grasa de dureza media que evita el derrumbe de las formaciones, -  
este fluido adquiere la viscosidad necesaria para ser bombeado si se  
agita. El Ken-Pack ó gel de aceite tiene diversas aplicaciones, para  
este caso se prepara mezclando 5% de solución concentrada de Ken-Pack  
con 95% en volumen de diesel ó crudo e inmediatamente antes de ser -  
bombeado al pozo, se le agrega óxido de calcio en proporción de 3 a  
4 Kg/ m<sup>3</sup>, la cual actúa como catalizador para formar la gelatina.
- b).- Otro fluido empacador aislante térmico lo es el azufre fundido, ya  
que previene las pérdidas de calor por convección en las formaciones  
circundantes y se coloca en el espacio anular T.R. y T.P. con el mé  
todo de desplazamiento descrito en el Cap. V .  
Es fácil de manejar y colocar, debido a que a la temperatura ambien-  
te tiene baja viscosidad pudiendo ser bombeado y una vez que permane

ce. en forma estática empieza a desarrollar alta viscosidad por efecto de alta temperatura 146°C, 320 °F .

c).- Otro fluido empacador aislante térmico empleado es aquel que se prepara con un aceite de baja conductividad térmica y que contiene en suspensión partículas de sílice ultrafinísimas; el tamaño de estas partículas de sílice es menor de  $0.1 \mu$  " micras", siendo preparadas a una temperatura de alrededor de 1100°C, por el vapor de la fase de hidrólisis de tetracloruro de silicio.

Partículas de sílice de tamaño grande también forman un fluido aislante térmico cuando se mezcla con aceites de esta característica, aunque no es muy confiable ya que las suspensiones resultantes tienden a depositarse con el tiempo.

Todos los fluidos mencionados anteriormente no solo se utilizan en procesos de inyección de vapor en recuperación secundaria, también si se desea que el aceite de la formación sea transportado a la superficie sin pérdidas altas de calor, es necesario emplear estos fluidos debido a que cuando se trata aceites de tipo asfáltico depositan por efecto de disminución de la temperatura asfaltenos, con lo cual pueden taponar y disminuir el diámetro de la tubería de producción.

## CONCLUSIONES

Es importante que los fluidos empacadores lleven consigo inhibidores de corrosión y desincrustantes.

La gelatinosidad debe ser estable para no causar depositación de partículas sólidas, ni la migración de las mismas a las formaciones productoras.

En el caso de emplearse bentonita y atapulgita se limita el uso de salmueras de alta salinidad debido a que se reduce su poder de hidratación propiciando la sedimentación de materiales densificantes.

El uso de inhibidores de corrosión debe ser en proporción razonable y de acuerdo a pruebas de laboratorio en las cuales se simulen las condiciones de Presión y Temperatura, del pozo, ya que el uso indebido de estos productos en lugar de controlar o detener la corrosión la aceleran.

Para terminar un pozo no es recomendable emplear fluidos densificados con barita, ya que provocan taponamiento de las formaciones productoras difíciles de remover por tratamientos ácidos, sólo con costosos fracturamientos, por lo que es aconsejable emplear fluidos densificados por medio de sales, Cloruro de sodio ó cloruro de calcio, y cuando se requieran densidades altas óxido de fierro tratado con recubrimiento para reducir la abrasión.

La base principal para que cualquier fluido empacador desempeñe sus funciones de manera eficiente, es la composición y propiedades, las cuales dependerán de los materiales que se adicionen.

Por lo que se refiere a las condiciones operacionales para su colocación, los diferentes equipos y métodos de desplazamiento empleados, están en función del tipo de fluido seleccionado como empacador y

de la maniobra específica en la cual se requiere su aplicación.

Lo anteriormente expuesto de manejarse acertadamente redun dará de manera directa al disminuir el número de intervenciones a los pozos por concepto de reparación, con lo cual los costos de producción serán menores ya que este es el principal objetivo que se persigue al emplear - los fluidos empacadores adecuados.

## RECOMENDACIONES

Es necesario la búsqueda de nuevos materiales gelantes - que puedan emplearse en salmueras de alta salinidad, ya que podrían reducir el contenido de materiales sólidos, los cuales dañan las formaciones productoras debido a que por el tamaño de las partículas estas pueden taponar los poros de las formaciones productoras y su remoción con tratamientos ácidos es muy difícil.

Un factor muy importante que debe considerarse es el de efectuar pruebas en laboratorio de la compatibilidad del filtrado del fluido empacador con el agua de la formación, pues de no ser compatible - provoca daño por la incrustación que ocasiona la precipitación de sales - carbonatadas de difícil disolución por acidificación.

Se recomienda el empleo de salmuera de alta salinidad para obtener fluidos pesados en lugar de barita como densificante, además - una dosificación moderada de inhibidores de corrosión, aditivos viscosificantes, materiales gelantes y efectuar pruebas que determinen que estos - no se degradan por efecto de temperatura y presión bajo condiciones estáticas, lo cual puede ocasionar daño a la formación, tuberías y accesorios de tipo metálico y sintético.

No es recomendable emplear como fluido empacador Agua dulce debido a que provoca serios daños de corrosión a las tuberías, además, hidratamiento de arcillas que reducen al área de flujo de la formación - productora debido a que se hinchan.

Si un fluido empacador se va a colocar, cualquier tipo de desplazamiento es adecuado si de antemano se sabe que el fluido seleccionado cumplirá eficazmente sus funciones.

En conclusión, es indispensable que se desarrolle en nuestro país la investigación en el Campo de los fluidos empacadores, ya que para la realización de este trabajo no se obtuvieron los datos suficientes, por no considerar que los fluidos empacadores son importantes para una buena terminación de pozos.

Por este motivo los costos de producción son altos, por reparaciones que se efectúan a pozos con poco tiempo de producción, por presentar problemas en las tuberías de producción y accesorios o cuando se desea efectuar una reparación mayor que involucra sacar el aparejo de producción, este se encuentra atrapado por la sedimentación del material pesado del fluido que se tiene como empacador y que no es el adecuado.



## BIBLIOGRAFIA

- 1.- J.N. Dew, D.L. Whitfill and R.E. Crumb: "Technique to Transport Formation Oil Using Insulating Sulphur Molten", Continental Oil Co., February 1976. p.p. 560, 743.
- 2.- D.J. Chauvin Jr: "Packer Fluids Selection", World Oil, Vol. 182, Nº 7, June 1976. p.p.87-91.
- 3.- S. Stewart and J. Meyer: "Casing Recovery Programs, Pay-off in The -- East of Texas", Oil and Gas Journal, Vol. 74, Nº 28, December 1976. p.p. 61-63.
- 4.- J. Rike: "Well Completion Fluids, Selection", Oil and Gas Journal Vol. 73, Nº 39, September 1975. p.p. 83-84, 89-90.
- 5.- Barbee Ray: "Corrosión Control important in Packer Fluids, Casing Packs", Petroleum Equipment, March-April 1966. p.p. 14-15.
- 6.- J.M. Jackson: "Corrosión Problems in Packer Fluids", Nace Group Corrosión Control, January 1965.
- 7.- B.G. Chesser: "Corrosivity of Chrome-Treated Sodium Lignosulfonate Packer - Fluid Systems", Milcham, Inc. Houston Texas, March 1968. p.p. 38-45.
- 8.- Simpson, Jay P. and. Barbee Ray: "How Corrosive are Water Base Completion Muds? " Materials Protection, December 1967.
- 9.- S. Seagraves: "Corrosion Control in Packer Fluids", Baroid News Bulletin, Vol. 28, Nº 9, November 1977.
- 10.- M.P. Hunter, K.E. Gillenwater and H.J. Warren: "Soluble Acid Packer and - Workovers Fluid", Dresser Industries, Inc. March 1975.
- 11.- J.D. Culter: "Fluids using wells as thermal Insulate" Continental Oil Co. August 1975, p.p. 446-455.
- 12.- D.P. Johnston: "Inhibitor Corrosion in Brine Packer Fluids" Int. Nace Corrosion, April 1975.
- 13.- R.E. Snyder and G.O. Suman Jr: "High Pressure in Well Completions", World Oil, Vol. 187, Nº 6, November 1978. p.p. 77-84, 86.
- 14.- J. Place, J.R. Paul and A. Sigalas: "High Density Clean Fluids To Completions and Workovers", SPE EUROPE OFFSHORE PETROL. CONF. Vol. 2, 1980. p.p. 497-504.
- 15.- Raul Carmona D: "Análisis y Solución al problema de Daño a la formación ocasionado por los Fluidos de Perforación y Control", Tesis Profesional, UNAM 1982.
- 16.- Fabián López C. y Abraham de Swaan O. "Terminación y Acondicionamiento de Pozos para Inyección de Vapor", Publicación Nº 71 BH/1081, Depto. Ingeniería.

de Yacimientos I.M.P., Julio 1971.

- 17.- Armando García V. y Baltazar Sandoval U. "Inyección Cíclica de Vapor como Método de Estimulación", Tesis Profesional UNAM 1984.
- 18.- "BULK Handling Equipment and Cementing Material" Sales and Service Catalog, Halliburton Co. 1970-71.
- 19.- "RECUPERACION DE TUBERIA", NL. Mc Cullough Catalog, Shaffer de México, - S.A. 1984.
- 20.- René Berger G. "Pruebas Físicas y Químicas efectuadas a los lodos de Perforación", Congreso de Especialistas en el Control de fluidos de perforación. Poza Rica, Ver.
- 21.- "Technical Information for The Oil and Gas Well Specialist", Tech. Facts. Backer Oil Tools Group. 1977.