



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**APUNTES DE FLUIDOS DE PERFORACIÓN.**

**ING. MIGUEL A. BENITEZ HERNÁNDEZ.**

G-601053

P R E F A C I O

En febrero de 1979 se firmó un convenio de colaboración entre la - UNAM, PEMEX, IMP y el CIPM (Colegio de Ingenieros Petroleros de México). El objeto del convenio ha sido elevar el nivel académico - de los alumnos del área de Ingeniería Petrolera en la Facultad de Ingeniería, tanto de licenciatura como de posgrado, así como crear el Doctorado, y promover la superación de un mayor número de profesionales que laboran en la industria petrolera, por medio de cursos de actualización y especialización.

Uno de los programas que se están llevando a cabo a nivel de licenciatura, dentro del marco del Convenio, es la elaboración y actualización de apuntes de las materias de la carrera de Ingeniero Petrolero. Con esto se pretende dotar al alumno de más y mejores medios para elevar su nivel académico, a la vez que proporcionar al profesor material didáctico que lo auxilie en el proceso enseñanza-aprendizaje.

Estos apuntes se prepararon en base a la bibliografía anotada, bajo la dirección del Ingeniero Miguel Angel Benítez Hernández, la colaboración del Ingeniero Francisco Garaicochea Petrixena y durante el servicio social del pasante Ciro Reyes Alvarez.

DEPARTAMENTO DE EXPLOTACION DEL PETROLEO

CAJA  
85

FACULTAD DE INGENIERIA UNAM.



601053

601053

80103



THE STATE OF TEXAS

COUNTY OF ...

...

...

...

...

...

...

...

...

FLUIDOS DE PERFORACION

TEMARIO

PAGINA

I.- <u>Introducción y Definición.</u>	2	IV
II.- <u>Funciones de un fluido de perforación.</u>		
II.1.- Enfriar y Lubricar la barrena.	3	
II.2.- Transmisión de potencia hidráulica a la barrena.	3	
II.3.- Transporte y Acarreo de los recortes a la superficie.	3	
II.4.- Control de las presiones de la formación.	3	
II.5.- Estabilidad de las paredes del pozo.	4	
II.6.- Ayuda en toma de registros eléctricos.	4	
II.7.- Sustentación de la sarta de perforación y revestimiento.	4	
II.8.- Suspensión de los recortes.	6	
III.- <u>Factores de Influencia de un Fluido de Perforación.</u>		
III.1.- Velocidad de la perforación.	6	
III.2.- Limpieza del agujero.	6	
III.3.- Estabilidad del agujero.	6	
III.4.- Programa de revestimiento.	7	
III.5.- Evaluación de la Formación.	7	
III.6.- Tiempo de perforación total y costos de terminación.	7	
III.7.- Selección del equipo.	7	
IV.- <u>Criterios para seleccionar un programa de fluidos de perforación.</u>		
IV.1.- Tipo de pozo.	8	
IV.2.- Tipo de Formación a Perforar.	8	
IV.3.- Abastecimiento de Agua.	9	
IV.4.- Naturaleza de las formaciones productoras.	9	
V.- <u>Propiedades importantes del lodo para una óptima perforación.</u>		
V.1.- Contenido de sólidos coloidales.	10	
V.2.- Filtrado y fragmentos atrapados en el fondo.	10	

	PAGINA
V.3.- Limpieza del fondo del agujero y desplazamiento de los recortes.	10
V.4.- Densidad.	10
VI.- <u>Tipos de fluidos de perforación.</u>	10
VI.1.- Neumáticos.	11
VI.2.- Lodos Base-Agua.	11
VI.3.- Lodos base-aceite (Teoría de las emulsiones).	14
VII.- <u>Pruebas de las propiedades en el campo.</u>	17
VII.1.- Densidad del lodo.	17
VII.2.- Viscosidad del lodo (Tipos de fluidos)	33
VII.3.- Pérdida de agua (Filtrado)	64
VII.4.- Contenido de sólidos.	83
VIII.- <u>Análisis Químicos de los Fluidos de Perforación.</u>	91
VIII.1.- P. H.	91
VIII.2.- Dureza total.	91
VIII.3.- Cloruros.	93
VIII.4.- Alcalinidad.	93
VIII.5.- Potasio.	94
VIII.6.- Pruebas diversas de campo.	94
IX.- <u>Aditivos y reactivos del fluido de perforación.</u>	
IX.1.- Viscosificantes.	95
IX.2.- Materiales Densificantes.	97
IX.3.- Reactivos reductores de viscosidad.	98
IX.4.- Reductores de pérdida de agua.	100
IX.5.- Emulsificantes.	100
IX.6.- Materiales para el control de la pérdida de circulación.	101
IX.7.- Aditivos especiales.	102
X.- <u>Estructura y química de las arcillas comunes.</u>	102
X.1.- Arcillas usadas en los fluidos de perforación al agregarse desde la superficie.	106
X.2.- Arcillas comunmente encontradas al estar perforando.	112
X.3.- Mecanismos de hidratación y estabilización de las lutitas.	114

	PAGINA
X.4.- Factores generales que afectan la estabilidad de las paredes del pozo en lutitas inestables.	120
X.5.- Técnicas para la estabilización de las lutitas.	125
XI.- <u>Cálculos básicos en fluidos de perforación.</u>	
XI.1.- Capacidades y desplazamientos.	128
XI.2.- Bombeo del lodo, gastos, velocidades y eficiencia de las bombas.	130
XI.3.- Cálculo del tiempo de circulación del lodo a diferentes puntos del pozo.	132
XI.4.- Gradientes de presión de la columna de lodo en el pozo.	134
XI.5.- Balance de materia en los fluidos de perforación.	134
XI.6.- Porcentaje de aceite, agua y sólidos en fluidos de perforación.	147
XI.7.- Ejemplo.	147
XII.- <u>Problemas principales del pozo en donde intervienen los fluidos de perforación.</u>	
XII.1.- Pegadura por presión diferencial.	165
XII.2.- Problemas con flujo plástico de sal.	175
XII.3.- Problemas al encontrarse Acido Sulphídrico (H <sub>2</sub> S).	180
XII.4.- Problemas al encontrarse Temperaturas excesivas.	184
XII.5.- Espumas.	185
XII.6.- Corrosión.	186
Glosario.	
Bibliografía.	

AKIDAR

... ..

... ..

... ..

... ..

... ..

... ..

... ..

... ..

... ..

... ..

... ..

... ..

... ..

... ..

... ..

... ..

... ..

... ..

... ..

... ..

... ..

... ..

... ..

... ..

... ..

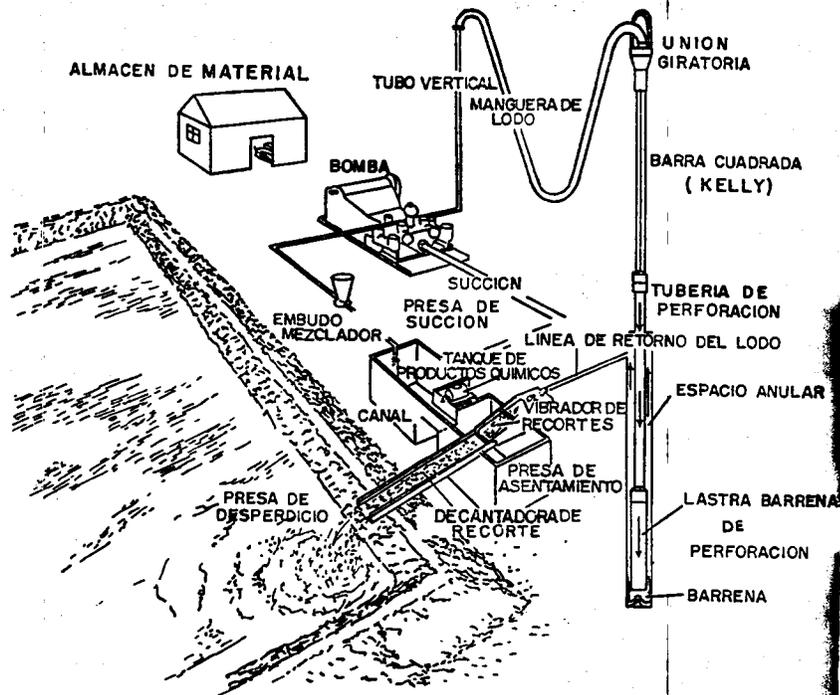
... ..

... ..

... ..

... ..

Vertical text on the right edge of the page.



COMPONENTES PRINCIPALES,  
EQUIPO ACCESORIO Y AUXILIAR

FIGURA No. 1

## FLUIDOS DE PERFORACION

### I.- INTRODUCCION Y DEFINICION

La creciente necesidad del mundo moderno ha obligado al hombre a desarrollar nuevas tecnologías para la búsqueda y obtención de mayores cantidades de hidrocarburos (que hasta el momento es la principal, fuente de energía) debido a que los nuevos yacimientos son más difíciles de descubrir y explotar.

Con el transcurso del tiempo, se han ideado varios métodos para la obtención de hidrocarburos (aceite, gas) y la perforación de pozos; el más común y aceptado es el método rotatorio.

La operación de un equipo de perforación implica la rotación de una barra por medio de un tubo llamado tubería de perforación, en el cual se hace necesario la utilización de un fluido que circula por su interior, pasa a través de la barrena, y regresa a la superficie por el espacio anular (espacio entre el exterior de la tubería de perforación y el interior del agujero o la tubería de revestimiento), arrastrando con él los recortes. (Ver figura 1).

Los primeros lodos de perforación, datan de 1914, cuando se definió como lodo: "A una mezcla de cualquier arcilla, la cual queda suspendida en el agua por cierto tiempo".

Este fluido de perforación (también llamado lodo de perforación) tuvo que reunir ciertas condiciones especiales, para obtener su objetivo principal, que es mejorar las condiciones de perforación.

La velocidad, eficiencia, seguridad y economía de la perforación, dependen principalmente del comportamiento del fluido de perforación usado.

Actualmente la tecnología de los fluidos de perforación es tan grande que no se podría tratar en un solo libro.

La finalidad del presente trabajo es la de exponer y hacer entendible esta rama de la perforación, para el aprovechamiento de las tecnologías recientemente desarrolladas.

### DEFINICION DE FLUIDO DE PERFORACION

DEFINICION API: "Es un fluido circulante, usado en la perforación rotatoria, para ejecutar alguna o todas las funciones requeridas. (Operaciones de perforación).

### II.- FUNCIONES DE UN FLUIDO DE PERFORACION.

Las funciones de los fluidos de perforación son lograr un completo éxito de un programa de perforación manteniendo como se dijo anteriormente eficiencia, seguridad y economía.

Las siguientes ocho funciones se enlistan en orden de importancia:

#### II.1.- ENFRIAR Y LUBRICAR LA BARRENA

Durante la perforación se produce considerable calor debido al contacto de la barrena con la formación. El calor producido se transmite al fluido de perforación, el cual, por circulación, es llevado a la superficie, donde se disipa dicho calor. El fluido de perforación también lubrica la barrena y reduce la fricción de la formación con la barrena y con la sarta de perforación. La mayoría de los fluidos de perforación contienen diferentes aditivos (bentonita, polímeros, etc.) que ayudan a reducir la fricción al enfriar y lubricar la barrena y la sarta de perforación.

#### II.2.- TRANSMISION DE POTENCIA HIDRAULICA A LA BARRENA

El fluido de perforación es el medio a través del cual se transmite la potencia hidráulica a la barrena.

Un fluido cuya viscosidad en la barrena se aproxima a la del agua, disminuirá las pérdidas de presión por fricción y aumentará la potencia hidráulica disponible a la barrena. Esto se debe a que mientras más baja viscosidad tenga un fluido, menos pérdida por fricción en las paredes del pozo tendrá, ya que le será más fácil el movimiento y, por lo tanto, aumentará el rendimiento de la potencia hidráulica disponible.

#### II.3.- TRANSPORTE Y ACARREO DE LOS RECORTES A LA SUPERFICIE

Uno de los aspectos principales en la perforación, es la obtención de un óptimo valor de la "Velocidad de Penetración". Para obtenerlo, es esencial el acarreo apropiado de los recortes, de acuerdo con el tipo de barrena, peso, velocidad de rotación y programa hidráulico.

El fluido de perforación deberá proporcionar un flujo adecuado para crear una turbulencia, a través de la barrena, que levante y acarree instantáneamente los recortes perforados; esto se realiza mediante el diseño de un programa hidráulico adecuado. De otra manera, la velocidad de penetración será reducida, debido al remolimiento de los recortes por la barrena.

El levantamiento de los recortes depende principalmente de las características reológicas del lodo y de su velocidad. El valor del punto de cedenencia deberá controlarse, para obtener el óptimo desplazamiento de los recortes a la superficie.

#### II.4.- CONTROL DE LAS PRESIONES DE LA FORMACION

La densidad del fluido de perforación debe ser adecuada para contener cualquier presión de la formación y evitar el flujo de los fluidos de la formación hacia el pozo, además de dar un cierto margen de seguridad mientras se efectúa un viaje de tubería. Sin embargo, la densidad no debe ser

tan alta para crear excesivas presiones diferenciales, las cuales disminuirían la velocidad de penetración y podría causar una pérdida de circulación; así como una posible pegada de tubería.

#### II.5.- ESTABILIDAD DE LAS PAREDES DEL POZO

Estabilizar las paredes del pozo mientras se perfora a través de formaciones inestables, es una función de gran importancia. Las causas de la inestabilidad en las formaciones pueden ser numerosas y son diferentes en cada área.

Estas causas deben quedar bien definidas, para así poder formular un fluido de perforación con los requerimientos físicos y químicos que permitan evitar el problema. Para asegurar la estabilidad del agujero, el enjarre, la densidad, el flujo y la actividad química del lodo deberán ser ajustados.

#### II.6.- AYUDA EN TOMA DE REGISTROS ELECTRICOS

El lodo debe suministrar un medio apropiado para evaluar las formaciones a través de los Registros Eléctricos.

Para tomar los Registros Eléctricos se requiere que el fluido de perforación sea un medio conductor eléctrico, que permita obtener las propiedades eléctricas de los diferentes fluidos de la formación.

La evaluación apropiada de la formación se dificulta enormemente si la fase líquida del fluido de perforación se ha desplazado al interior de la formación, o bien si el fluido altera las propiedades químicas o físicas del agujero.

#### II.7.- SUSTENTACION DE LA SARTA DE PERFORACION Y DE REVESTIMIENTO

El fluido de perforación tiene, entre otras funciones la de sustentar la sarta de perforación y de revestimiento. Esto se realiza por medio de un empuje ascendente que obra en la tubería al estar sumergida en el fluido de perforación. Este empuje dependerá de la profundidad a la que se encuentre la tubería y de la densidad del fluido sustentante.

Cuando el fluido considerado es aire, el empuje es casi nulo, por la baja densidad del aire; pero en el caso de un pozo donde la tubería se encuentra sumergida en lodo, el empuje puede ser considerable y se deberá de tomar en cuenta para obtener un análisis real de todas las variables involucradas en el pozo.

Para la determinación de la sustentación de la sarta por el fluido de perforación, se seguirá la siguiente secuela, considerando la Tensión que obra en una determinada sección de tubería, como base de estudio.

Sea una sección de tubería de revestimiento o de perforación a "h" pies de la base, con peso lineal de  $w$  (lb/pie). El peso o fuerza de tensión que obra es igual a  $wh$ , siempre y cuando la tubería se encuentre libre o colgada sin fluido de perforación.

$$T = wh = (lb/pie) (pie) = (lb)$$

Quando la tubería se sumerge en un fluido de perforación, ésta comienza "a perder peso", debido al empuje ascendente que actúa en ella, por lo cual la fuerza de Tensión cambiará de valor y por lo tanto quedará:

$$T = \text{Peso total de toda la tubería abajo de la sección considerada (P)} - \text{Empuje ascendente provocado por el lodo bajo la sección considerada (E)} \dots \dots \dots \text{(II.1)}$$

El valor de ( P ) puede determinarse conociendo el área de la sección de dicha tubería y la densidad relativa del acero (agua = 1) que es 7.83, con lo que se podrá escribir:

P.- Peso de la tubería bajo la sección considerada =  
 $Ah \times 62.4 \times 7.83 = (\text{lb})$  Donde:  
 A = Área de la sección de la tubería (pie<sup>2</sup>)  
 h = Altura de la sección de la tubería (pie)  
 62.4 = Densidad del agua (lb/pie<sup>3</sup>)  
 7.83 = Densidad relativa del acero (adimensional)

El valor de (E) se puede determinar de la misma forma. En éste caso se considera la densidad relativa del lodo (Gm) (agua = 1).

E.- Empuje ascendente del lodo bajo la sección considerada =  $Ah \times 62.4 \times Gm$ .

Donde:

Gm = Densidad relativa del lodo (adimensional)  
 E = (lb)

sustituyendo las dos ecuaciones anteriores en II.1

$$T = P - E = Ah \times 62.4 \times 7.83 - Ah \times 62.4 \times Gm = Ah \times 62.4 \times 7.83 \left(1 - \frac{Gm}{7.83}\right) \dots \dots \text{(II.2)}$$

Como la Tensión T de la sección que se encuentra libre y el peso de la tubería bajo la sección considerada (P) son iguales, se tiene:

$$T = Wh = Ah \times 62.4 \times 7.83$$

Por lo que sustituyendo en (II.2)

$$T = Wh \left(1 - \frac{Gm}{7.83}\right) \dots \dots \dots \text{(II.3)}$$

Donde  $\left(1 - \frac{Gm}{7.83}\right) \dots \dots \dots \text{(II.4)}$

Se le llama el "Factor de Flotación", que afecta a la tubería al estar en contacto con el fluido de perforación. La ecuación II.3 expresa que para determinar la tensión neta, que actúa en una sección cualesquiera, es necesario multiplicar el peso de la tubería por el correspondiente factor de flotación.

En el caso de no tomar en cuenta el medio en que está sumergida la tubería, por considerar que es el aire el medio en que se encuentra la tubería, el factor de flotación será igual a "1".

#### II.8.- SUSPENSIÓN DE LOS RECORTES

La suspensión de los recortes se efectúa principalmente cuando la circulación del fluido es detenido por un tiempo determinado durante un viaje de tubería, o por cualquier otra causa. Los recortes que no han sido removidos deberán de quedar suspendidos, ya que si no se efectúa el fenómeno anterior, caerán al fondo y causarán problemas al meter nuevamente la tubería de perforación y al reanudar la perforación, reduciendo la velocidad de perforación al producir un atascamiento de la barrena con los recortes sueltos asentados.

La velocidad de asentamiento de una partícula a través del fluido de perforación, depende de la densidad de la partícula, así como de la densidad, la viscosidad y gelatinosidad o tixotropía del fluido.

La gelatinosidad previene el asentamiento al reducir el grado de caída de las partículas; sin embargo altas gelatinosidades requieren altas presiones de bombeo para iniciar la circulación. Debido a esto se deberán programar, antes de hacer cualquier operación, las propiedades que convengan para un cierto objetivo. En algunas ocasiones se puede dejar de perforar y circular antes de sacar la tubería de perforación, a fin de limpiar el agujero de cortes y presumir el asentamiento de éstas durante el viaje de la tubería.

#### III.- FACTORES DE INFLUENCIA DE UN FLUIDO DE PERFORACION

##### III.1.- VELOCIDAD DE PERFORACION

La velocidad o ritmo de perforación depende principalmente de la selección y mantenimiento apropiados del fluido de perforación. El fluido debe tener propiedades que permitan la mayor velocidad de penetración; por ejemplo: la menor densidad posible, el mínimo contenido de sólidos, y óptimas propiedades de flujo.

##### III.2.- LIMPIEZA DEL AGUJERO

Para mantener una apropiada limpieza del agujero, la velocidad anular, el punto de cedencia y la gelatinosidad del fluido de perforación, deben ser mantenidos en los valores apropiados, indicados por las condiciones de la perforación.

##### III.3.- ESTABILIDAD DEL AGUJERO

La estabilidad del agujero se afecta principalmente por tres factores externos (1) erosión mecánica debida a la barrena y al aparejo de perforación, (2) composición química del fluido de perforación y (3) el tiempo que el agujero permanece descubierto.

La erosión mecánica es producto de la rotación y de los viajes del aparejo de perforación, y no existe modo de eliminarla. La composición química del filtrado se puede modificar, de manera que cause el menor daño posible a las formaciones sensibles al agua. El fluido de perforación se debe diseñar de

tal manera que aumente la velocidad de penetración. El lodo debe permanecer el menor tiempo posible en el agujero descubierto.

#### III.4.- PROGRAMA DE REVESTIMIENTO

Aunque el programa de revestimiento está principalmente determinado por la profundidad del pozo y la presión de la formación, queda también supeditado al fluido de perforación en zonas donde se encuentren formaciones inestables. Un fluido de perforación, debe ser acondicionado para estabilizar el agujero, de manera que pueda introducirse el revestimiento a mayores profundidades. Por ejemplo: Al estar perforando una zona de lutitas inestables, hidratables o deleznales, se puede observar la necesidad de usar un revestimiento, para cubrir esta zona, después de haberla perforado. Sin embargo si se usa un fluido estabilizador, para evitar que reaccionen las lutitas, se puede eliminar el uso de una tubería intermedia y así proseguir la perforación hasta la siguiente profundidad de revestimiento.

#### III.5.- EVALUACION DE LA FORMACION

El fluido de perforación se debe diseñar de manera que tenga el mínimo efecto sobre la formación productora. Esto permitirá una mejor interpretación de las características del yacimiento y del potencial de la zona productora. La mayoría de los fluidos de perforación son, con algunas excepciones, dañinos a la zona productora. Para reducir cualquier daño, es importante que el fluido de perforación esté en buenas condiciones (bajo contenido de sólidos, composición química apropiada) al perforar la zona productora.

#### III.6.- TIEMPO DE PERFORACION TOTAL Y COSTOS DE TERMINACION

La elección de los fluidos de perforación se debe hacer tomando en cuenta el mayor valor de penetración con un agujero estable y el mínimo daño a la formación productora. Los costos diarios y final del lodo no son el factor más importante en la elección del fluido. El objetivo es reducir el número de días en el pozo, a través de una apropiada elección y mantenimiento del fluido.

#### III.7.- SELECCION DEL EQUIPO

Generalmente el equipo empleado, para manejar los fluidos de perforación, se selecciona en forma inapropiada. Muchos equipos perforan ineficientemente debido a un programa de lodo mal escogido y viceversa. Siendo la meta de un programa de perforación terminar un pozo en el menor tiempo, con el mínimo costo; el equipo escogido debe funcionar apropiadamente con el fluido de perforación. Esto significa que el equipo deberá contar con dispositivos para eliminar sólidos y que proporcionen una adecuada circulación, de manera que los beneficios de un buen programa de lodo puedan realizarse. La elección de un fluido de perforación es una variable importante en la optimización de la perforación, y un buen fluido no se puede mantener y usar sin el equipo apropiado de circulación y de remoción de sólidos, en el equipo de perforación.

### IV.- CRITERIOS PARA SELECCIONAR UN PROGRAMA DE FLUIDOS DE PERFORACION

#### IV.1.- TIPO DE POZO

#### IV.1.a.- POZO EXPLORATORIO

El fluido de perforación que se escoja para un pozo exploratorio debe permitir la obtención de información geológica con facilidad y seguridad. Debe proporcionar estabilidad en las paredes del pozo, así como permitir tomar muestras y controlar las operaciones en el fondo del pozo.

#### IV.1.b.- POZOS DE DESARROLLO

Los pozos de desarrollo permiten el uso completo de las técnicas de perforación. Los sistemas de lodo experimentales u otros no probados aún, se usan una vez que se conoce la litología básica. Si se desea que los pozos de desarrollo se perforen en el mínimo de tiempo y con el menor costo posible, el programa de perforación y el de los fluidos de perforación deben ser planeados cuidadosamente.

#### IV.1.c.- REPARACION Y TERMINACION DE POZOS.

Los fluidos para reparación y/o terminación de pozos se deben escoger de tal manera, que se produzca el mínimo daño a la formación productora. Usualmente estos fluidos se elaboran con la mínima cantidad de sólidos, solubles en ácidos, y se densifican con sales disueltas para evitar daño a la formación.

#### IV.2.- TIPO DE FORMACION A PERFORAR

##### IV.2.a.- LUTITAS DELEZNABLES

El problema de las lutitas puede ser menor o muy grave y tiene gran influencia en la selección del fluido de perforación. En situaciones normales, cuando el problema de las lutitas es menor, usualmente la formación oportuna de un buen enjarre controla la lutita deleznable. Si la situación es grave, se debe hacer un análisis completo de la lutita y se debe elaborar el fluido de perforación específico para controlar o disminuir el problema.

##### IV.2.b.- ANHIDRITA.

El problema más grave al perforar formaciones de anhidrita ( $\text{CaSO}_4$ ) es el factor de los iones de calcio ( $\text{Ca}^{++}$ ) sobre las partículas de bentonita en un sistema de agua dulce. La contaminación cálcica de la formación de anhidrita limita seriamente la hidratación de la bentonita y floculará la bentonita hidratada, ocasionando aumentos en la pérdida de fluido y en las propiedades viscosas del fluido de perforación. Si solamente se perforan unos cuantos estratos de anhidrita o si se perfora una sección de anhidrita, el recurso más económico sería eliminar el calcio y utilizar el fluido de perforación que más satisfaga a la perforación. Si se necesitan perforar secciones masivas de anhidrita y lutita, entonces se tendrá que usar un lodo especial, que no sea afectado por la anhidrita y/o lutita.

##### IV.2.c.- SAL.

En la perforación de secciones de sal se tendrán efectos de contaminación similares, en un lodo agua dulce, a los que se tienen con la anhidrita. Como los estratos de sal pueden estar compuestos de cloruro de magnesio ( $\text{MgCl}_2$ ), cloruro de calcio ( $\text{CaCl}_2$ ) y cloruro de sodio ( $\text{NaCl}$ ) los efectos adversos antes mencionados serán debidos a los iones de calcio ( $\text{Ca}^{++}$ ), magnesio ( $\text{Mg}^{++}$ ), y de cloruro ( $\text{Cl}^-$ ).

Si es posible, se debe hacer un análisis del contenido de calcio y magnesio, para determinar si estos contaminantes se pueden eliminar económicamente. Si sólo se necesita perforar unos cuantos metros de estrato y estos luego se revisten, puede usarse un lodo de agua dulce, con tal que los iones de calcio y magnesio se hayan eliminado.

Si se están perforando secciones masivas de sal, se tendrá que usar un lodo saturado de sal o un lodo inerte, para evitar el deslave y la formación de cavidades.

#### IV.2.d.- FORMACIONES CON ALTA TEMPERATURA

La estabilidad de los componentes del fluido de perforación se deberá considerar, cuando la temperatura de fondo sea mayor de 250°F (120°C). Las altas temperaturas, reducirán la efectividad de los aditivos químicos, aumentarán las pérdidas de agua y aumentarán la gelatinosidad de los lodos. En general entre más bajo sea el contenido de sólidos perforados, más fácil será mantener las propiedades deseadas a altas temperaturas.

#### IV.2.e.- FORMACIONES CON PERDIDA DE CIRCULACION

Aunque el tipo de fluido de perforación en uso no tenga un comportamiento directo con la pérdida de circulación, otras complicaciones y costos asociados con las pérdidas de lodo, en una zona en particular, tienen influencia directa en la selección del fluido de perforación. Si los costos de obturar una zona de pérdida son muy altos se debe considerar la opción de continuar la perforación ciega y/o meter una tubería de revestimiento, o perforando con aire o espuma si las condiciones lo permiten.

#### IV.3.- ABASTECIMIENTO DE AGUA

##### IV.3.a.- COMPOSICION DEL AGUA

De la composición química del agua se debe analizar el contenido de calcio y magnesio, de manera que se escoja un sistema de lodo conveniente a la composición química del agua.

##### IV.3.b.- DISPONIBILIDAD

La fuente de abastecimiento de agua es una consideración importante que debe hacerse al elegir un programa de lodo. Si el agua dulce es abundante, entonces la dilución del lodo se puede mantener con bajos costos. Si el agua tiene que ser acarreada en camiones u otros medios, debe reducirse su consumo al mínimo. Esto requerirá el uso apropiado de equipo de control de sólidos. En otros casos como en la perforación costa-fuera es más económico utilizar agua de mar como base del fluido de perforación y, de esa manera, reducir el costo que representaría el acarreo de agua dulce.

#### IV.4.- NATURALEZA DE LAS FORMACIONES PRODUCTORAS

Cuando se están perforando pozos de desarrollo, se deben dar determinadas consideraciones para escoger el fluido de perforación apropiado de manera que disminuya los daños a la formación.

El tipo de lodo usado para perforar la formación productora dependerá de las características de la roca de ese yacimiento.

## V.- PROPIEDADES IMPORTANTES DEL LODO PARA UNA OPTIMA PERFORACION

### V.1.- CONTENIDO DE SOLIDOS COLOIDALES

Para obtener un beneficio completo de las técnicas de optimización es esencial conocer y controlar el tipo, concentración y distribución del tamaño de las partículas de los sólidos en los fluidos de perforación. Las pruebas de perforación han demostrado que aunque todos los sólidos sean adversos al ritmo de penetración, las partículas menores de una micra son 12 veces más perjudiciales que las partículas más grandes.

### V.2.- FILTRADO Y FRAGMENTOS ATRAPADOS EN EL FONDO

Cuando se quedan fragmentos atrapados en el fondo del agujero se crea en el fondo una presión diferencial contraria, entre el frente hidrostático del lodo y la de la formación. Estos fragmentos no se pueden levantar inmediatamente del fondo, a menos que la presión diferencial que los retiene se elimine. El primer filtrado, es el filtrado que se encuentra anteriormente al enjarre, este filtrado iguala la presión que se forma entre los fragmentos y la formación y por lo tanto elimina la presión diferencial, haciendo que los fragmentos se levanten inmediatamente del fondo. Los fluidos de perforación cargados con partículas coloidales no muestran el primer filtrado y por lo tanto retardan el desplazamiento de los fragmentos de la formación hacia la superficie.

### V.3.- LIMPIEZA DEL FONDO DEL AGUJERO Y DESPLAZAMIENTO DE LOS CORTES

La eficiente limpieza del fondo del agujero y el desplazamiento de los cortes, son dos de los prerequisites para optimizar la perforación. La limpieza del fondo del agujero depende principalmente del flujo turbulento a través de la barrena. El transporte o desplazamiento efectivo de los cortes del agujero depende del perfil del flujo anular.

### V.4.- DENSIDAD

La densidad del lodo se debe mantener en la mínima requerida para anular las presiones de la formación, considerando además un pequeño factor de seguridad por los viajes de la tubería. Las pruebas de perforación y los datos del campo han establecido que a medida que la presión diferencial, entre el frente hidrostático y la formación aumenta, el ritmo de penetración disminuye drásticamente. Esta disminución se atribuye a un aumento en los esfuerzos de compresión de la roca matriz bajo presión y a los efectos exagerados de la retención de fragmentos en el fondo.

## VI.- TIPOS DE FLUIDOS DE PERFORACION

### VI.1.- NEUMATICOS

#### VI.1.a.- AIRE SECO

Aire seco es el medio ideal para obtener altos valores de velocidad de -

penetración. La capacidad de acarreo de los cortes depende de la velocidad anular. Su aplicación queda restringido por agujeros inestables, formaciones productoras de agua y factores económicos. Aunque la perforación con aire puede continuar en la presencia de flujo de gas, la posibilidad de explosiones en el agujero, debidas a una mezcla crítica de gas-metano, es siempre una amenaza.

#### VI.1.b.- NIEBLA

La perforación con niebla es la perforación de aire seco con pequeñas <sup>IV</sup> cantidades de agua y surfactantes espumosos inyectados a altas velocidades en una corriente de aire. La niebla se puede usar para perforar áreas donde se encuentren pequeñas cantidades de agua de formación. Como con el aire seco, la capacidad de acarreo de la niebla depende únicamente de la velocidad anular. El peligro de una explosión subterránea es también obstáculo para la perforación con niebla.

#### VI.1.c.- ESPUMA

Los lodos de espuma se elaboran inyectando agua y surfactantes espumosos en una corriente de aire, creando una espuma viscosa. Las espumas estables se hacen inyectando un lodo conteniendo surfactantes espumosos a una corriente de aire.

La capacidad de acarreo de estos fluidos depende en mayor grado de la viscosidad del fluido que de la velocidad anular. Las espumas se utilizan cuando existen flujos débiles de las formaciones atravezadas. En comparación con el aire, la espuma ejerce una presión mayor, que actúa sobre los fluidos de las formaciones.

#### VI.1.d.- LODOS AEREADOS

Los lodos aereados se elaboran inyectando aire y una mezcla gelatinosa. Estos fluidos son usados para perforar formaciones de baja presión, donde el equipo superficial y de profundidad impiden el uso de aire o espuma, y en ocasiones en zonas de pérdida de circulación.

#### VI.2.- LODOS BASE AGUA

##### VI.2.a.- LODOS INICIALES

Los lodos iniciales se usan en la perforación del agujero del tubo conductor. Usualmente consisten de una mezcla viscosa de bentonita o atapulgita, que proveen al lodo de una buena capacidad de acarreo para limpiar los agujeros de gran diámetro. Los lodos iniciales se desechan des-

pués de haber perforado el agujero del tubo conductor, debido a que no se tiene instalado el equipo de recuperación del fluido.

#### VI.2.b.- LODO BENTONITICO

Los lodos tratados con bentonita son fluidos de perforación simples que se pueden utilizar en la perforación de pozos someros en áreas no problemáticas. La bentonita mejora la capacidad de acarreo y previene los problemas que se presentarían perforando con agua solamente.

#### VI.2.c.- LODOS TRATADOS CON FOSFATO

Los fosfatos son productos inorgánicos (dispersantes) usados para reducir la viscosidad de los lodos bentoníticos que han sido contaminados con sólidos de la formación o cemento. Los fosfatos no controlan el filtrado y son inestables a temperaturas mayores de 150°F. De cualquier manera los fosfatos son los dispersantes químicos más eficientes, y sólo se necesita una pequeña cantidad para controlar las propiedades de flujo.

En las partes superiores del pozo o en pozos someros en lugar de tratamientos costosos a base de lignitos y surfactantes se pueden utilizar fosfatos, siempre y cuando no existan problemas de altas temperaturas de fondo.

#### VI.2.d.- LODOS GEL - QUIMICOS

Un lodo gel-químico consiste de bentonita y pequeñas concentraciones de un adelgazante (reductor de viscosidad) como el quebracho o un lignosulfonato. Un lodo de este tipo es similar en su aplicación al lodo tratado con fosfatos, pero puede ser utilizado a mayores profundidades.

#### VI.2.e.- LODO TRATADO CON LIGNITOS Y LIGNOSULFONATOS

Los lodos tratados con lignosulfonatos son el último avance a partir de un lodo gel-químico. A medida que la concentración de sólidos aumenta, se hace necesario añadir mayores cantidades de lignosulfonatos para controlar el valor de cedencia y la consistencia gel del lodo. Los lodos con lignosulfonatos son también los más resistentes a la contaminación por calcio o a un aumento en el contenido de cloruros. Los lodos con lignitos y lignosulfonatos se pueden usar para preparar lodos de densidad elevada y son estables a temperatura hasta de 400°F. El porque de la combinación de estos dos ingredientes químicos, se debe a que los lignitos son efectivos para controlar el filtrado, mientras que los lignosulfonatos son adelgazantes más efectivos.

#### VI.2.f.- LODOS CALCICOS

Los lodos cálcicos son aplicables en la perforación de capas de poco espesor de anhidrita y también en aquellas zonas donde las lutitas deslignables y los flujos de agua salada son comunes. Estos lodos difieren de los otros lodos base agua, en que las arcillas sódicas (bentonita) se convierten en arcillas cálcicas a través de la adición de cal y yeso.

- CON ADICION DE CAL

Los lodos de cal se preparan mediante la adición de sosa cáustica, adal gazantes orgánicos y cal hidratada, a un lodo bentonítico. Estos lodos resisten contaminaciones hasta de 50,000 ppm. de sal (30,000 cloruros); sin embargo tienden a solidificarse o desarrollar alta gelatinosidad a altas temperaturas.

- CON ADICION DE YESO

Los lodos con adición de yeso se han usado en la perforación de formaciones de anhídrita y yeso, especialmente aquellas con intercalaciones de sal y lutita. Se elaboran a partir de lodos naturales mediante la adición de yeso (sulfato de calcio) y lignosulfonatos.

VII.2.g.- LODOS DE POLIMEROS DE BAJO CONTENIDO DE SOLIDOS NO DISPERSOS

Los lodos de bajo contenido de sólidos no dispersos son el resultado de recientes avances tecnológicos entre la industria química de los polímeros y la tecnología de la perforación. El objetivo de este tipo de lodos, es que en lugar de dispersar los sólidos en el lodo, los recubre y los flocula para facilitar su desplazamiento y así mejorar la estabilidad y las características de perforación del fluido de perforación.

Diversos tipos de lodos de polímeros de bajo contenido de sólidos no dispersos se han elaborado usando varios polímeros con o sin bentonita y evitando el uso de dispersante.

Estos lodos se elaboran mediante la adición de bentonita con polímeros floculantes, para usar menos bentonita, o sea una concentración menor de sólidos en su elaboración. También se preparan utilizando polímeros reductores, poco recubridores y floculantes, para su aplicación en formaciones bentoníticas. Un buen lodo de este tipo permitirá obtener altas velocidades de perforación, gracias a sus propiedades tixotrópicas y filtrantes. Son también los lodos base agua más estables a la temperatura, debido a su bajo contenido de sólidos y pueden ser densificados a cualquier valor.

VI.2.h.- LODOS SALADOS

Para su estudio se pueden dividir en:

- LODOS DE BAJA SALINIDAD (1 % de NaCl ó <10,000 ppm)

Estos lodos exhiben altas velocidades de filtración y enjarres gruesos. Para su control se utilizan reactivos orgánicos. Su P.H. generalmente es mayor de 8.0. Con el uso de valores de P.H. mayores de 9.5, se controla la fermentación de los agentes reductores de filtrado. La suspensión es difícil, debido a la floculación de las arcillas, donde para mejorar esta propiedad se utiliza atapulgita o bien bentonita que deberá ser hidratada en agua dulce.

La salinidad, puede ser producto del agua de mar, sal añadida (NaCl) en la superficie o sal disuelta proveniente de estratos de sal. (Domas Salinos o formaciones evaporíticas). Este tipo de lodos se usa para perforar domos salinos y algunas veces cuando se encuentran flujos de agua salada, así como formaciones o secciones de anhidrita, de yeso y de lutitas problemáticas.

#### - LODOS SALADOS SATURADOS

Estos lodos se utilizan para perforar domos salinos, donde existen problemas de agrandamiento del agujero con otros lodos.

Es necesario controlar el filtrado antes de llegar al domo salino, por medio de agentes de control de filtración (reducirlo si es posible hasta 1 cc según la prueba A P I). El control de sus propiedades consiste en la adición de agua salada para reducir la viscosidad; de atapulgita para aumentar su poder de sustentación; y de agentes reductores para controlar el filtrado.

#### - LODOS SALADOS DE APLICACION ESPECIAL

Algunos de estos sistemas se elaboran a partir de polímeros, los cuales aumentarán la viscosidad del agua salada. Su aplicación principal es en operaciones de reparación de pozos o en la perforación costafuera y en áreas de lutitas donde no se necesitan lodos de alta densidad. Otros sistemas son similares a los lodos convencionales, pero incluyen aditivos para la estabilización de la lutita.

### VI.3.- LODOS BASE ACEITE

#### VI.3.a.- LODOS DE ACEITE (MENOS DE 5 % DE AGUA)

Los lodos de aceite son usados principalmente para evitar las contaminaciones de agua de las formaciones productoras y para muestreo de formación en estado nativo. Son también inertes a las contaminaciones tales como de H<sub>2</sub>S, secciones de sal y anhidrita. Los lodos de aceite se elaboran comúnmente con crudo previamente desgasificado. (Aceite estabilizado).

#### VI.3.b.- EMULSION INVERSA

Las emulsiones de agua en aceite, contienen al agua como "fase dispersa" y al aceite (usualmente diesel) como fase continua. Valores hasta de 40% de agua se pueden dispersar y emulsificar en aceite. Las emulsiones inversas tienen las características de los lodos base aceite, ya que el aceite es la fase continua y el filtrado es únicamente aceite. Estos fluidos son estables a altas temperaturas, son inertes a la contaminación química y pueden ser densificados después de ser ajustada la relación aceite-agua. El uso de los lodos de aceite y de emulsión inversa, requiere medidas de seguridad para protección del medio ambiente.

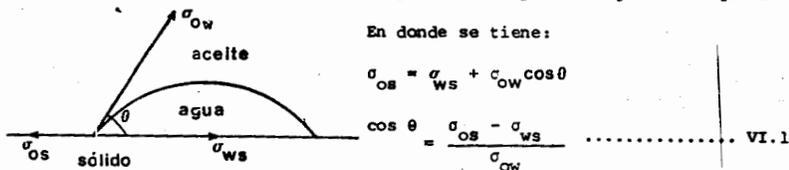
#### - TEORIA DE LAS EMULSIONES

Las emulsiones son una dispersión de un líquido inmiscible en otro líquido inmiscible ejemplo aceite en agua o agua en aceite el primer ejemplo se refiere cuando la fase continua es agua y la fase dispersa o interna es el aceite; si nosotros agregamos mayor cantidad de aceite hasta obtener casi

la unión de las burbujas de aceite diríamos que existe una emulsión de - agua en aceite (fase dispersa agua).

Diferentes trabajos de investigación se basan en la naturaleza de la película interfacial y que éste es el principal aportador a la estabilidad de la emulsión ya que contribuyen a la resistencia y compatibilidad de ella.

La tensión interfacial podemos representarla por el siguiente esquema:



En la mayoría de las emulsiones, el aceite es la fase dispersa y el agua es la fase continua, pero las emulsiones inversas, en las cuáles el agua es la fase dispersa, se pueden lograr con un emulsionante adecuado, que previene que las partículas dispersas vuelvan a juntarse y formen una fase, disminuyendo así la tensión interfacial, estabilizando la emulsión.

Para hacer ésto el emulsificador deberá construir gradualmente una película la fuerte y vigorosa alrededor de las gotas para estabilizar su condición. (ver figura 2)

Otro mecanismo por el cual las gotas llegan a estabilizarse es a través de la adsorción de iones de la solución.

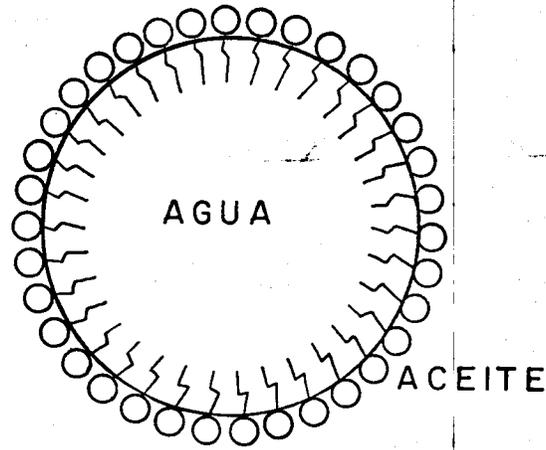
La resultante de las partículas electricamente cargadas repelen a las otras y posteriormente previenen su combinación (fenómeno de ionización).

La formación de una emulsión ya sea aceite en agua (directa) o de agua en aceite (inversa), dependerá de la solubilidad relativa del emulsionante en las dos fases. Por lo tanto un surfactante preferentemente soluble en agua como el oleato de sodio, formará una emulsión directa, porque disminuye la tensión superficial en el lado del agua de la interfase aceite/agua, y la interfase tiende a curvarse hacia el lado que tiene mayor tensión superficial, formando una gota de aceite rodeada de agua. Por otro lado los oleatos de calcio y magnesio son solubles en aceite, pero no en agua, y por lo tanto forman emulsiones inversas.

Los emulsionantes típicos para emulsiones directas que se usan en los fluidos base agua, son sulfatos y sulfonatos de alquil aril, ácidos grasos polioxietilénicos, ésteres y éteres.

Una emulsión directa puede romperse agregando emulsionante de agua en aceite, la emulsión se invertirá si se añade demasiado emulsionante contrastante.

Se pueden formar emulsiones estables sin la presencia de un surfactante, por la adsorción de sólidos finamente divididos, tales como: arcillas, CMC, almidón y otros materiales coloidales, en la interfase aceite/agua. Una película de partículas sólidas es entonces para rodear a las gotas disper



REPRESENTACION DE LA PELICULA PROTECTORA  
DE MOLECULAS DE UN EMULSIFICADOR  
ALREDEDOR DE UNA GOTTA DE AGUA

FIGURA No. 2

Así  
tas lo cual previene su choque. Puesto que las partículas no bajan la tensión interfacial significativamente, se conocen como "emulsionantes mecánicos".

Con el objeto de formar emulsiones estables, las partículas deben ser entre ligeramente humectables en aceite y ligeramente humectables en agua, de tal forma que permanezcan parcialmente en cada fase. Como se muestra en la figura 3, idealmente las emulsiones más estables se forman cuando el ángulo es de 90°.

Las arcillas dispersadas y varios aditivos coloidales, especialmente los lignosulfonatos en solución alcalina, actúan como agentes emulsionantes mecánicos, de tal manera que se forman emulsiones directas completamente estables, agregando únicamente el aceite y proporcionando la agitación mecánica suficiente.

Las emulsiones mecánicas no son tan estables como las químicas. Cuando no se ha alcanzado la suficiente estabilidad, la emulsión puede estabilizarse agregando pequeñas cantidades de un emulsionante químico adecuado.

#### VII.- PRUEBAS DE LAS PROPIEDADES EN EL CAMPO

Las propiedades listadas en el reporte diario del lodo deberán determinarse mediante pruebas en el campo, serán certificadas por el encargado de lodos, pudiendo anotarse las siguientes excepciones:

- No se requiere siempre, al perforar un pozo poco profundo, la pérdida de agua a alta presión y temperatura; las alcalinidades del filtrado y del lodo; y la prueba de azul de metileno.
- No es necesario obtener en forma rutinaria, a menos que se presente una contaminación de carbonato en el área, la alcalinidad del filtrado y del lodo.
- A no ser que se presente una contaminación en la perforación con un sulfato o sulfuro en una área conocida, (con sulfhídrico), las pruebas del sulfuro y del sulfato no serán requeridas rutinariamente.
- La pérdida de agua a alta presión y temperatura, y el contenido de azul de metileno de un lodo, son dos propiedades esenciales y deberán obtenerse rutinariamente conforme aumenta la profundidad del pozo, debiendo contar con el equipo necesario para su determinación.

#### VII.1.- DENSIDAD DEL LODO

La densidad del lodo es una propiedad expresada en términos de la masa por unidad de volumen. Idealmente, se desea que el lodo tenga una densidad tan baja como la del agua, para lograr óptimas velocidades de penetración y disminuir las pérdidas de circulación. Sin embargo, un lodo con densidad dos veces y media más de la del agua podrá ser necesario para prevenir o controlar un derrumbe ocasionado por formaciones delesnables.

Por regla general, para obtener con seguridad la óptima velocidad de penetración, la densidad del lodo deberá mantenerse a un valor mínimo, que -

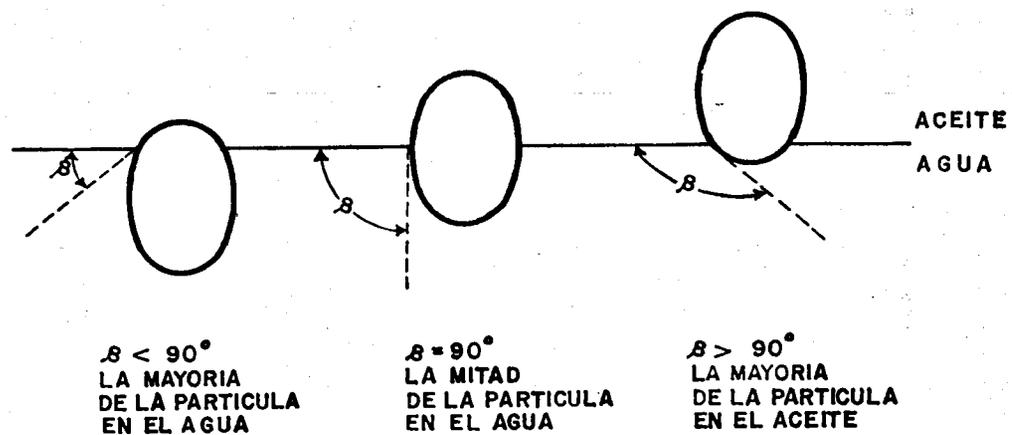


DIAGRAMA IDEALIZADO, MOSTRANDO EL EFECTO DEL ANGULO DE CONTACTO SOBRE LA INMERSION DE LA PARTICULA.  
LA EMULSION MAS ESTABLE SE FORMA CUANDO  $\theta = 90^\circ$

FIGURA No.3

equilibrará la presión de la formación y suministrará un leve sobrealance, para dar seguridad contra sondeos del pozo durante viajes y conexiones de tubería.

Son excepciones para esta regla cuando se está perforando en un área con baja permeabilidad y formaciones sobrepresionadas o en áreas donde formaciones plásticas o hidratables tienden a cerrarse sobre el agujero que está siendo perforado. En el primer caso la solución sería perforar usando un preventor rotatorio en la superficie, para controlar el flujo de la formación. En el segundo caso, además de ajustar otras propiedades del lodo, se aumenta su densidad para evitar los derrumbes de las formaciones.

Como sucede con otras propiedades del lodo, la habilidad para controlar eficazmente la densidad, es el control de la naturaleza y el contenido de sólidos en el lodo. Esto depende de las formaciones perforadas, la velocidad de penetración, el equipo superficial de control de sólidos, el tipo de lodo utilizado, la calidad de los reactivos, y la calidad del personal calificado para la perforación del pozo. Todos estos factores, con excepción de las formaciones perforadas, pueden ser controlados y mejorados.

#### VII.1.a.- PRESION HIDROSTATICA

Es la presión ejercida por una columna de fluido, a una profundidad vertical dada, que actúa en todas direcciones. Para una densidad dada se puede calcular la presión hidrostática con las siguientes ecuaciones:

$$P H \text{ (lb/pg}^2\text{)} = \frac{\text{Gradiente del lodo (lb/pg}^2\text{)}}{\text{pie Vertical (pies)}} \times \text{Profundidad. . . . . (VII.1)}$$

$$P H \text{ (lb/pg}^2\text{)} = 0.052 \times \text{Densidad (lb/gal)} \times \text{Profundidad Vertical.. (VII.2)}$$

(pies)

$$P H \text{ (kg/cm}^2\text{)} = \frac{\text{Profundidad vertical (m)} \times \text{densidad (gr/cm}^3\text{)}}{10} \text{..... (VII.3)}$$

La definición matemática de esta ecuación está expresada como: "La Presión Hidrostática es igual al gradiente de presión por la profundidad vertical de el punto de interés".

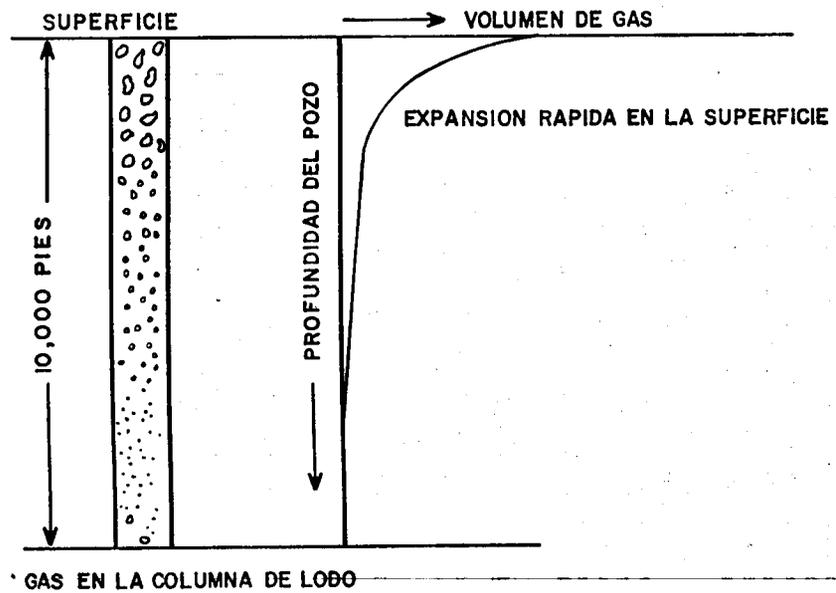
#### VII.1.b.- AIRE O GAS EN EL LODO

En el equipo, cuando en la línea de flujo aparece el lodo cortado por aire o gas, se debe tener en cuenta la posibilidad de un inminente brote. Es muy importante conocer las diferentes causas de la presencia del gas o el aire en el lodo y tener un juicio correcto para controlar la situación en el campo.

En la Figura 4 se generaliza esquemáticamente el comportamiento del gas con la presión cuando fluye hacia la superficie.

Debido al decremento de la presión hidrostática que se encuentra actuando al entrar gas al lodo de perforación, cada burbuja de gas se expande desde su volumen original a condiciones de fondo, a un volumen que dependerá de su posición en el espacio anular.

VII - 20



EXPANSION DEL GAS EN LA BOCA DEL POZO

FIGURA No. 4

El ritmo de expansión se incrementará asintóticamente a medida que el gas se aproxima a la superficie (ver figura 4), éste comportamiento de la expansión del gas será gobernado principalmente por la ley de los gases reales.

- Aumento de volumen del gas por la ley de los gases reales desde el fondo del agujero a la superficie.

De la Ley de los Gases Reales:

$$P V = Z N R T \dots \dots \dots \text{VII.4}$$

Las condiciones del gas en el pozo son:

$$P_1, V_1, T_1, Z_1$$

Las condiciones del gas fuera del pozo, son:

$$P_2, V_2, T_2, Z_2$$

como la masa del gas no varía en su trayectoria hacia la superficie, se tiene:

$$N_1 = N_2$$

Despejando e igualando

$$N_1 = \frac{P_1 V_1}{Z_1 R_1 T_1}$$

$$N_2 = \frac{P_2 V_2}{Z_2 R_2 T_2}$$

$$\frac{P_1 V_1}{Z_1 R_1 T_1} = \frac{P_2 V_2}{Z_2 R_2 T_2}$$

$$\frac{V_2}{V_1} = \frac{P_2 Z_1 R_1 T_1}{P_1 Z_2 R_2 T_2}$$

$$\therefore V_2 = \frac{P_2 Z_1 T_1 V_1}{P_1 Z_2 T_2} \dots \dots \dots \text{VIII.5}$$

Para calcular  $V_2$  se requieren los datos siguientes:

$P_1$  = Presión del gas en el fondo del pozo ( $\text{kg/cm}^2$ )

$P_1$  =  $\frac{\text{Densidad del lodo} \times \text{Profundidad}}{10}$  ( $\text{kg/cm}^2$ )

$P_2$  = Presión en la superficie

$T_2$  = Temperatura en la superficie

$T_1$  = Temperatura en el fondo.- Determinado por el gradiente de temperatura del pozo.

$E_2$  = 1 (Ya que está a condiciones superficiales)

$Z_1$  = Se obtiene para la profundidad deseada, con los datos de presión y temperatura.

$V_1$  = Volumen del gas en el fondo del agujero.

El volumen de gas que se desprende de los cortes de la barrena, en una hora, puede calcularse con la expresión siguiente:

$$V_g = V_r \phi (1 - S_w) \dots \dots \dots \text{VII.6}$$

Donde:  $V_r$  es el volumen de roca perforado por hora;  $\phi$  es la porosidad y  $(1-S_w)$  es la saturación de gas

A medida que transcurre el tiempo, el gas se expande cientos de veces conforme las burbujas suben a la superficie en su volumen y reducirá su densidad en la línea de flujo y en el espacio anular de manera considerable. Sin embargo éste efecto en la densidad estará limitado a la longitud de la columna del lodo por lo cual el efecto reducido de la presión hidrostática a la profundidad total será mínimo.

La Tabla VII.1 muestra la reducción de la presión hidrostática en el fondo del agujero cuando el lodo se encuentra cortado por gas y cambia de densidad de 18 lb/gal a 12 lb/gal y de 18 lb/gal a 9 lb/gal para diferentes profundidades (Ver figura 5).

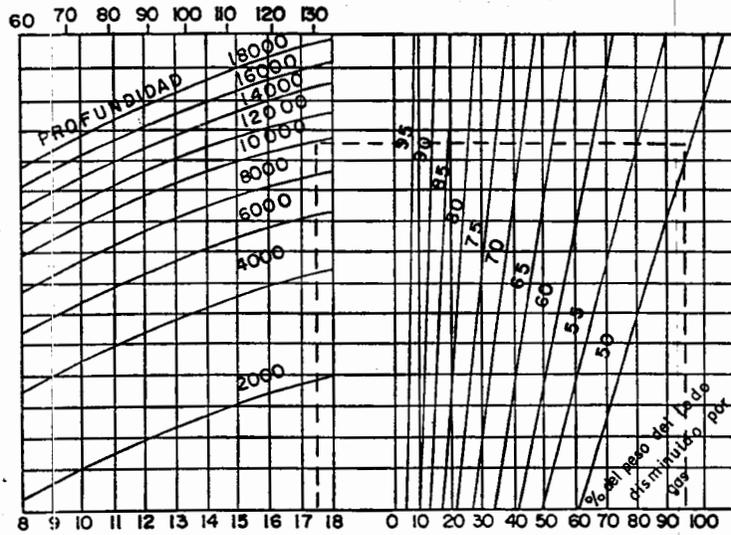
TABLA VII.1  
REDUCCION DE LA PRESION HIDROSTATICA

PROFUNDIDAD	LODO DE 18 A 12 (lb/gal)	LODO DE 18 A 9 lb/gal
1,000 pies	- 31 lb/pul <sup>2</sup>	- 60 lb/pul <sup>2</sup>
5,000 pies	- 41 lb/pul <sup>2</sup>	- 82 lb/pul <sup>2</sup>
10,000 pies	- 48 lb/pul <sup>2</sup>	- 95 lb/pul <sup>2</sup>
20,000 pies	- 51 lb/pul <sup>2</sup>	-105 lb/pul <sup>2</sup>

Las tres causas por la que se manifiesta un lodo cortado con gas o aire que se manifiesta en la línea de flujo son: durante la circulación se forma una gran cantidad de espuma en el lodo; gas liberado de los cortes; o flujo de gas de la formación.

Si lodo cortado por aire esta circulando, el aire entrampado será comprimido a volúmenes despreciables a la presión de fondo y solamente se expandirá a su volumen original cuando se circule a la superficie.

Densidad del lodo lb / pie<sup>3</sup>



Densidad del lodo lb / gal .

Reducción de la presión hidráulica lb / pg<sup>2</sup>

### EFFECTO DEL GAS EN LA PRESION HIDROSTATICA DE LA COLUMNA DE LODO

FIGURA No. 5

La reducción en la densidad debido a esta causa tendrá efectos mínimos sobre la presión hidrostática y el aumento de volumen de lodo en las presas será mínimo a consecuencia de circular aire en el lodo, disminuyendo la eficiencia del bombeo. Esta situación puede corregirse reduciendo el punto de cedencia y la gelatinosidad, con la adición de un reactivo apropiado, o por eliminación mecánica del aire (pistolas superficiales, descarga elevada del embudo, agitación por centrifugas, etc.)

Si la reducción en la densidad del lodo en la línea de flujo es debida a la liberación del gas de los cortes, seguramente no ocurrirá un brote. También cuando los cortes provienen de una formación porosa saturada de gas, la presión hidrostática decrecerá. Este fenómeno no se puede evitar, pero no presenta peligro si los cortes son pequeños (arena fina en pozos de diámetro pequeño). Sin embargo, si la formación se perfora rápidamente, el desprendimiento de gas puede ser apreciable, tanto que puede ocasionar un brote imprevisto. En caso de perforar arenas con gas se deberá hacer con precaución observando constantemente los niveles de las presas. Se deberá suspender la circulación para observar el flujo del pozo.

Si se observa aumento de nivel en las presas o indicios de flujo, el pozo debe cerrarse y proceder de acuerdo con las técnicas establecidas en estos casos. De todos modos se deben tomar las medidas para eliminar el gas y que éste no recircule.

Si la reducción en la densidad del lodo en la línea de flujo se debe a flujo de gas de la formación, existe un peligro serio de desbalanceo de la columna. En este caso la densidad del lodo debe elevarse, para balancear la presión de la formación, más un margen de seguridad para poder sacar la tubería.

#### VII.1.c.- MEDIDAS DE LA DENSIDAD DEL LODO EN EL CAMPO

En el campo, la densidad del fluido se determina por medio de una balanza convencional. La figura 6 muestra la balanza, que debe ser un instrumento permanente en cada pozo.

La mayoría de las balanzas tienen una regla graduada de tal manera que se puede leer la densidad directamente, en diferentes unidades, lb/gal, lb/pie<sup>3</sup>, gr/cm<sup>3</sup>, o sea la densidad específica del fluido, así como el gradiente de presión correspondiente. Recientemente se ha desarrollado una nueva balanza presurizada (tru-watecup) que ha sido aprobada por el A.P.I. para medir la densidad de los fluidos de perforación. Esta balanza se utilizó primero para determinar la densidad de lechadas de cemento que contenían aire o espuma. Es efectiva, pues elimina el efecto de las burbujas de gas atrapadas y determina la densidad real. (Figura 6)

La tabla VII.2, muestra la comparación de la densidad del lodo obtenida por diferentes instrumentos.

Como se puede ver las medidas por la balanza compensadora de gases atrapados y por la balanza presurizada son muy semejantes; no así la de la balanza convencional que reflejan en sus lecturas el aire atrapado en las muestras. Sin embargo la prueba 4 de la tabla muestra que si se elimina la espuma, se tienen valores más aproximados a los de los otros dos instrumentos.

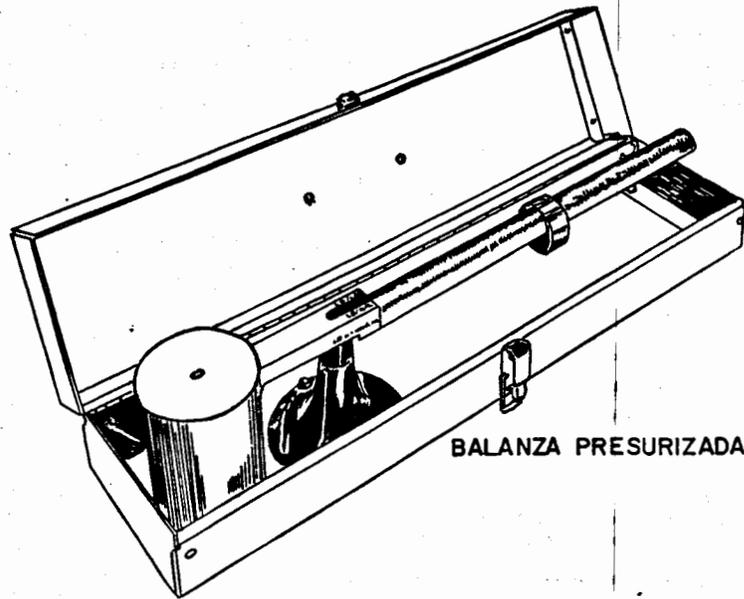


VISTA FRONTAL



VISTA TRASERA

BALANZA CONVENCIONAL



BALANZA PRESURIZADA

BALANZA DE LODOS

FIGURA No. 6

T A B L A VII.2

Comparación de la densidad del lodo en varios Instrumentos.

PRUEBA	BALANZA COMPENSADORA lb/gal	HALLIBURTON (TRU-WATE CUP) lb/gal	BALANZA CONVENCIONAL lb/gal
1	15.74	15.76	13.40
2	18.45	18.37	17.90
3	18.45	18.70	17.00
4	18.75	18.78	18.73 *

\* Se eliminó la espuma.

Como se vé, la práctica de verificar la densidad del lodo en el campo - puede dar datos erróneos.

Los errores en el reporte del lodo pueden causar: pérdida de circulación y altos costos en la perforación.

Las causas comunes de estos errores son:

a) LA BALANZA DESCALIBRADA

- Debido a partes de cemento o lodo seco en la copa.
- Debido a pérdida de metal en la copa.

b) AIRE O GAS EN EL LODO

- Debido a flujo de gas o gas en los cortes.
- Debido a espuma
- Debido a alto valor de cedencia y gelatinosidad.
- Por aereación en el equipo superficial.

c) ERRORES DE PROCEDIMIENTO

- La copa no fue llenada apropiadamente.
- El bulbo no fue centrado correctamente
- Lectura apresurada de la densidad.

Para evitar estos errores, se debe seguir el siguiente procedimiento:

Esté seguro de la calibración de la balanza, verificándola frecuentemente con agua (a 70°F). De acuerdo con las instrucciones API debe dar una lectura de 1 gr/cm<sup>3</sup>, 8.33 lb/gal o 62.3 lb/pie<sup>3</sup>.

Elimine de la muestra la espuma y las burbujas de aire.

Use la balanza presurizada.

#### VII.1.d.- CONTROL DE LA DENSIDAD

Uno de los principales problemas es mantener la densidad del lodo dentro de determinado rango.

Los sólidos perforados que no sean separados en la primera circulación, en la superficie, proseguirán y causarán efectos adversos en la densidad del lodo y en otras propiedades.

El primer paso para la eliminación de sólidos en el fluido de perforación es hacerlo pasar por vibradores que eliminan los recortes grandes. Las mallas de 80 - 100, eliminan las partículas finas. Se puede mejorar la separación utilizando fluoculantes químicos, desarenadores y limpiadores para lodos ligeros, o centrifugas para lodos pesados. (Ver figura 7 y 8). Para tener un buen control de los sólidos en el lodo, el equipo utilizado debe estar apropiadamente instalado, tener suficiente capacidad y ser operado continuamente. La instalación correcta de la succión y la descarga de cada equipo, por compartimientos separados es preferible a que estén en serie. Por ejemplo, un desarenador no debe tener sus líneas de succión y de descarga en el mismo compartimiento.

Para obtener mejores resultados se recomienda instalar en paralelo, dos o más juegos de los dispositivos mencionados.

Por regla general se debe instalar un equipo para procesar del 120 al - 150 % del valor máximo de lodo esperado. La única excepción a esta regla es que la capacidad efectiva de las centrifugas debe ser de 8 a 15% mayor del valor del flujo esperado.

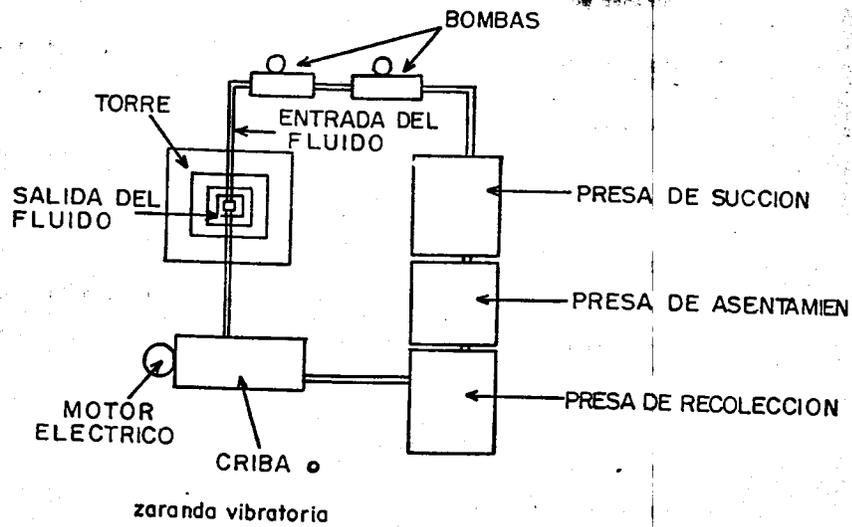
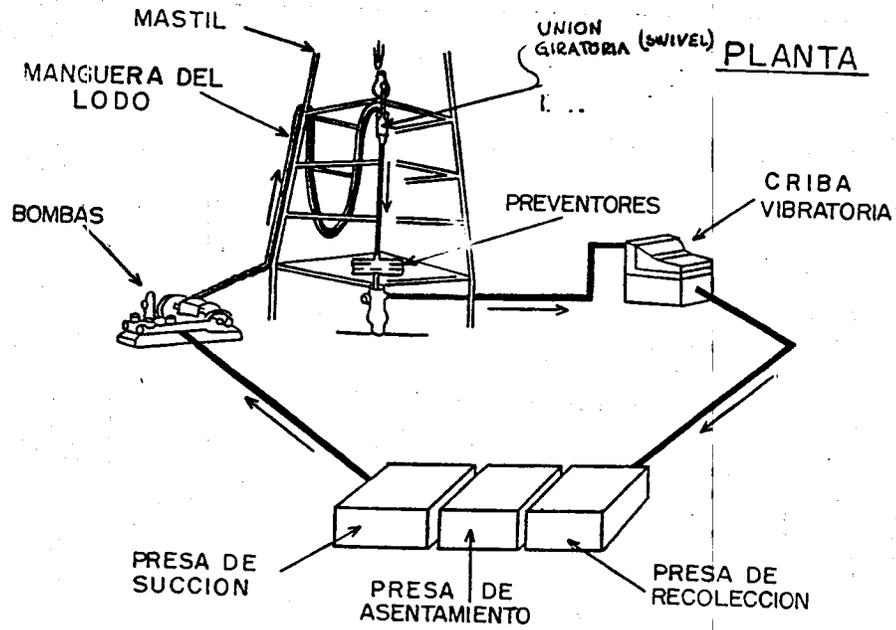
Además del equipo para remover sólidos se debe contar con dispositivos para la adición de sustancias floculantes que auxilien a remover las - partículas micrométricas y a controlar la densidad del lodo. Los floculantes comunmente usados para lodos de bajo contenido de sólidos no dispersos, también son compatibles y aplicables a los lodos dispersos y a los salados.

Otra manera de controlar la densidad del lodo es mediante la adición de agua. Unicamente hay que tener cuidado de que un exceso de agua puede causar una excesiva dilución, que resulta en un elevado costo de tratamiento.

Una práctica recomendada es remover periódicamente los sólidos asentados del fondo de las presas. La medida de la densidad del lodo, en la línea de flujo, es reflejo de la presión hidrostática en el espacio anular y depende en gran parte de la velocidad de perforación.

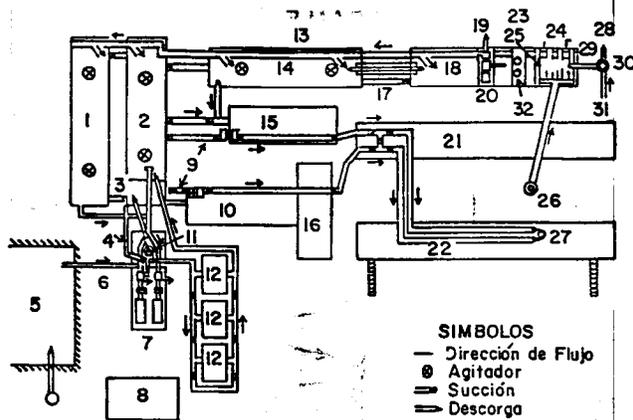
La medida de la densidad del lodo en las presas de succión es el reflejo de la efectividad del sistema de separación de sólidos y debe conservar las especificaciones del lodo. Resumiendo, los requerimientos en el campo para el control de la densidad del lodo son:

- 1.- Equipo efectivo para remover sólidos. (ver figuras 9, 10 y 11)
  - Vibradores de alta velocidad, con mallas finas.
  - Desarenadores con suficiente capacidad.



EQUIPO DE FLUIDOS DE PERFORACION

FIGURA No.7



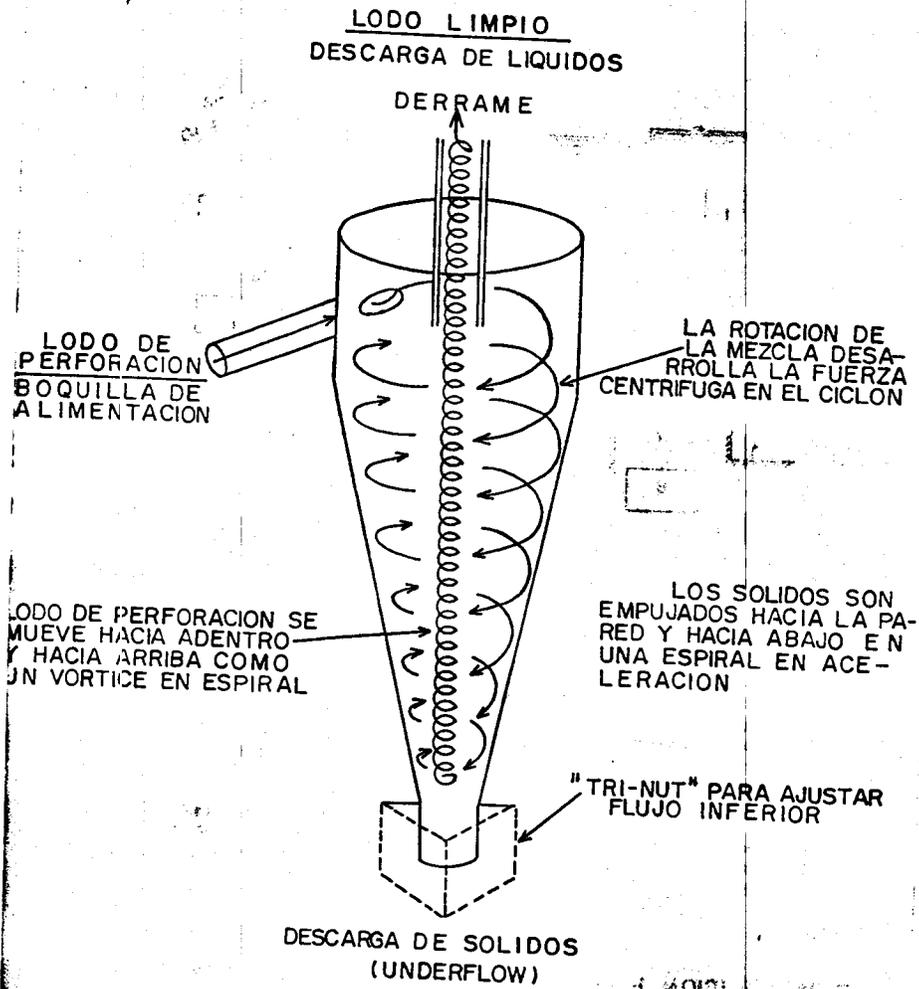
**SIMBOLOS**

- Dirección de Flujo
- ⊙ Agitador
- ⊖ Succión
- ⊕ Descarga

- |   |   |
|---|---|
| 1. Tanque de reserva.                           | 17. Desgasador.                                   |
| 2. Tanque de succión.                           | 18. Tanque agitador.                              |
| 3. Fosa de pesados.                             | 19. Arena.  |
| 4. Tubería de inyección.                        | 20. Desarenador.                                  |
| 5. Agua de la fosa.                             | 21. Subestructura.                                |
| 6. Bomba centrífuga.                            | 22. Subestructura.                                |
| 7. Bombas mezcladoras.                          | 23. Punteo (by-pass) del agitador.                |
| 8. Caseta de almacenamiento para material seco. | 24. Recortes.                                     |
| 9. Tubería de inyección                         | 25. Agitador.                                     |
| 10. Bomba de lodos no. 2                        | 26. C del pozo.                                   |
| 11. Tolva mezcladora.                           | 27. Tubería de bajante.                           |
| 12. Material a granel.                          | 28. Desperdicio.                                  |
| 13. Zanja para lodo.                            | 29. Lodo de retorno.                              |
| 14. Tanque de asentamiento.                     | 30. Separador de lodo y gas.                      |
| 15. Bomba de lodo no. 1                         | 31. Del estrangulador BOP.                        |
| 16. Motor.                                      | 32. Tanque de compuestos químicos sin agitadores. |

**DISTRIBUCION ESQUEMATICA DE LOS TANQUES DE LODOS Y FACILIDADES CONEXAS PARA POZOS**

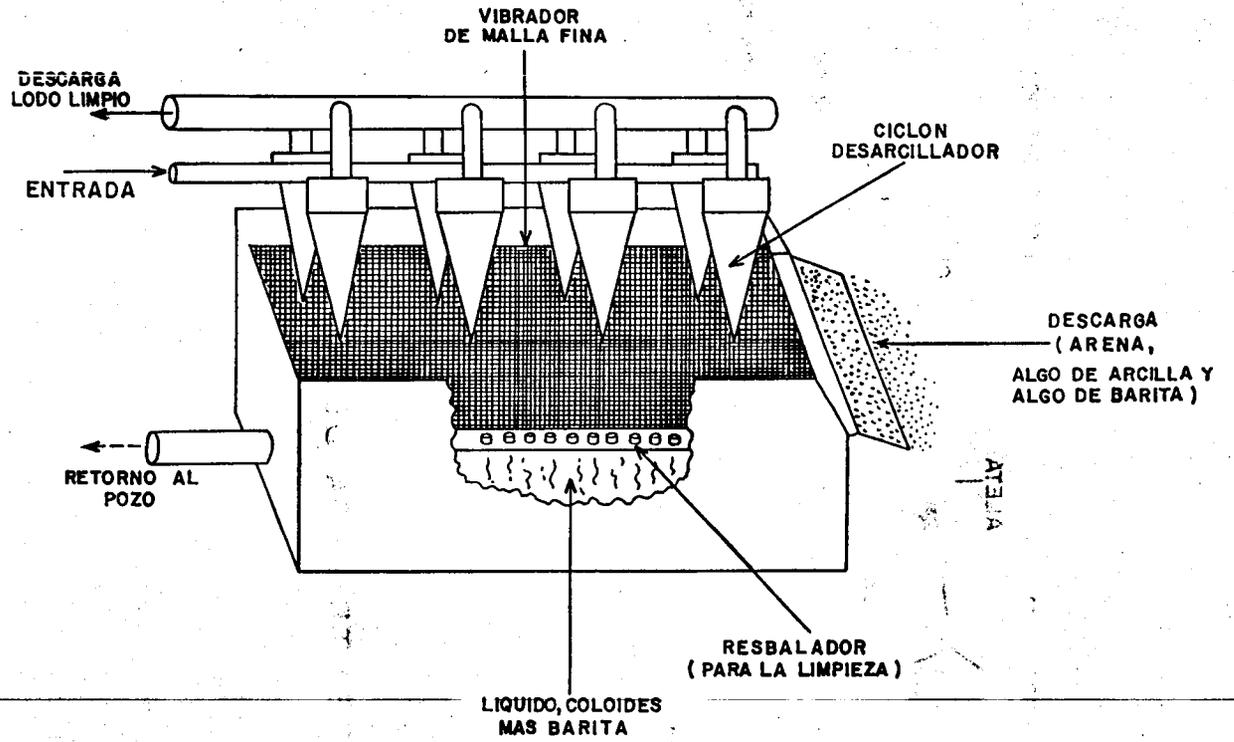
**FIGURA No. 8**



HIDROCICLON

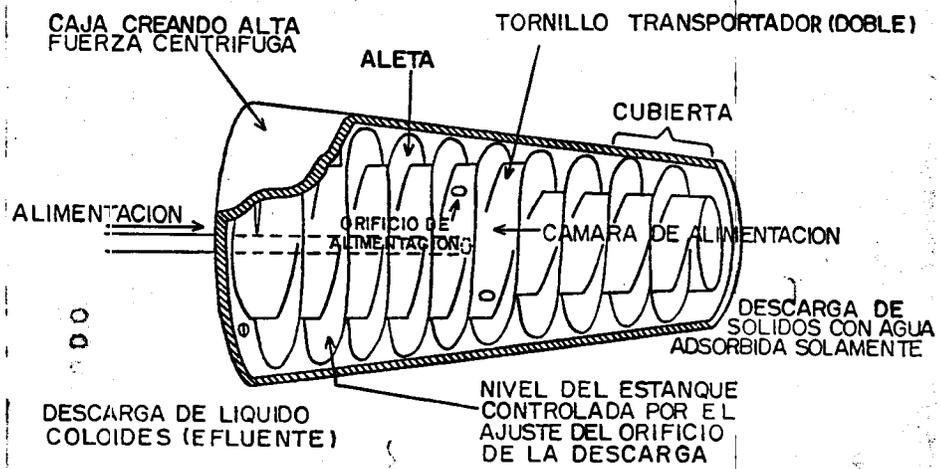
FIGURA No. 9

VII-31



LIMPIADOR DE LODO

FIGURA No.10



## CENTRIFUGA DECANTADORA

**FIGURA No.11**

- Limpiadores de lodo.
- Centrífugas

2.- Floculantes químicos en el flujo.

- Experimentar el mejor floculante para el área y continuar su aplicación.

3.- Controlar el valor de la velocidad de perforación.

4.- Dilución por agua y nueva mezcla de lodos.

- Agregar agua, en volúmenes mínimos, sólo en la línea de flujo.
- Mezclar lodos nuevos en tanques de reserva, con la mínima concentración de aditivos.

VII.2.- VISCOSIDAD DEL LODO.

Cualitativamente, la viscosidad se define como "La resistencia interna de un fluido a fluir". Sin embargo sólo los fluidos Newtonianos como el agua, cuyas características de flujo tienen una viscosidad verdadera, pueden definirse por un solo término. Todos los fluidos no-Newtonianos, incluyendo a los lodos de perforación, tienen características de flujo no lineales y requieren de más de un término de viscosidad para definir su comportamiento viscoso.

La viscosidad de un fluido de perforación puede expresarse en medidas relativas o absolutas. Las medidas relativas son la viscosidad del embudo o viscosidad aparente. Las medidas absolutas son valores de las características no newtonianas, como la viscosidad plástica, el valor de cedencia y esfuerzo de corte.

Un fluido de perforación tendrá diferentes propiedades viscosas al circular por diferentes partes del sistema. Las propiedades de viscosidad deseada para un fluido de perforación son: proporcionar a éste la facilidad de impartir una óptima potencia hidráulica en la barrena; debe tener suficiente "viscosidad efectiva" en el espacio anular para mantener el agujero limpio; debe de tener suficiente baja "viscosidad efectiva" para que el fluido se desprenda de los cortes al llegar a la superficie; y - por último, tener suficiente gelatinosidad para mantener los cortes y el material pesado en suspensión cuando el fluido no está en movimiento.

En cualquier sistema de fluidos de perforación estas propiedades deben de analizarse y elegir los valores más adecuados para cada caso.

VII.2.a.- DEFINICION DEL ESFUERZO CORTANTE Y VELOCIDAD DE CORTE.

Los fluidos se distinguen por su comportamiento del flujo. El comportamiento de flujo de un fluido se expresa en términos de un esfuerzo externo aplicado, cuyo resultado es velocidad de corte a ese fluido. La velocidad de corte se define como un gradiente de velocidad a través de las capas adyacentes cuando el flujo es laminar.

Para explicar la relación que existe entre la velocidad de un fluido en movimiento y el esfuerzo de corte, considérese a un fluido contenido entre dos placas planas y paralelas entre sí, de un área A y separada por una distancia Y.

El sistema inicialmente está en reposo, pero a un tiempo t=0, la lámina inferior se pone en movimiento con una velocidad constante V (pie/seg). Ver figura 12.

A medida que transcurre el tiempo, el fluido va ganando cierta cantidad de movimiento, hasta que se vá estableciendo poco a poco el perfil de velocidades en régimen estacionario (ver figura 13). Al alcanzarse el estado estacionario de movimiento antes mencionado, es preciso aplicar una fuerza F para conservar el movimiento de la lámina inferior. (figura 13). De la ley de viscosidad de Newton y observando la figura se tiene que "la fuerza aplicada a la placa por unidad de área es proporcional a la variación de la velocidad con la distancia, multiplicada por una constante de proporcionalidad que va a ser particular para cada tipo de fluido.

$$\frac{F}{A} = -K \frac{dv}{dy} \dots \dots \dots (VII.7)$$

En la figura (12) las capas de fluido intermedias se moverán entre 0 pies/seg y V pies/seg. Esta distribución de velocidad a través del fluido entre las dos placas, dividida entre la distancia perpendicular que separe las dos placas, es el gradiente de velocidad o velocidad de corte del fluido (dv/dy).

Comunmente este valor se designa por la letra  $\delta$  (gama).

$$\delta = \frac{dv}{dy} = \frac{\text{Velocidad}}{\text{Distancia}} = \frac{\text{pies/seg.}}{\text{pies}} = \text{seg}^{-1} \dots \dots (VII.8)$$

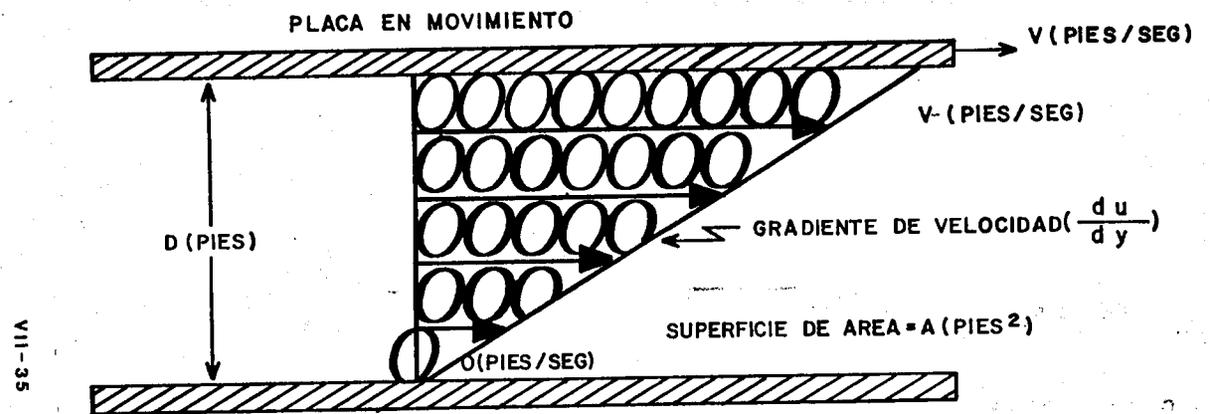
La relación F/A se denomina esfuerzo cortante y es la fuerza requerida por unidad de área, para proporcionar un gradiente de velocidad al lodo dando movimiento al fluido.

El esfuerzo de corte se designa por la letra  $\sigma$  (tau), y se expresa en lb/100 pies<sup>2</sup>.

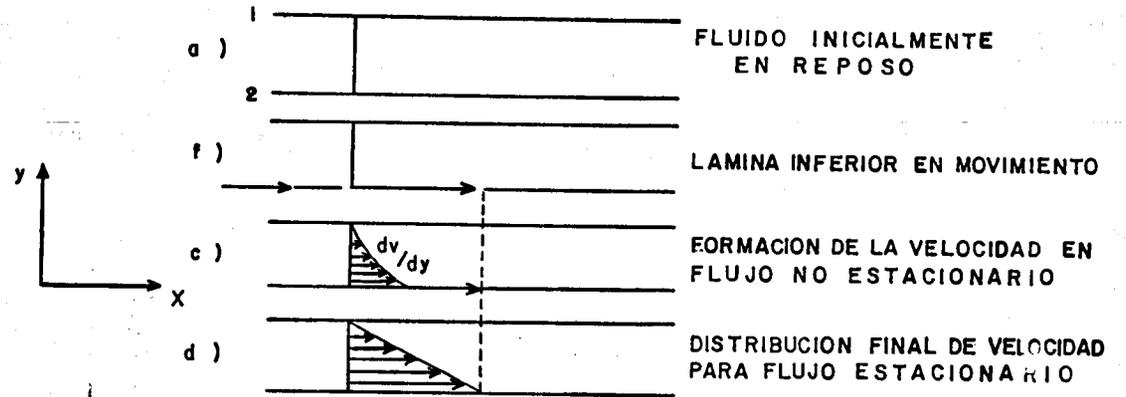
$$\sigma = \frac{\text{Fuerza de corte}}{\text{área}} = \frac{\text{lb. fuerza}}{100 \text{ pies}^2} \dots \dots \dots (VII.9)$$

La constante de proporcionalidad K se denomina "viscosidad - absoluta del fluido contenido entre esas placas", y se define como "la resistencia que presenta un fluido a un esfuerzo de corte al efectuarse el movimiento", por lo que la ecuación VII.7 queda:

$$\nu = \frac{\sigma}{\delta} = \frac{F/A}{dv/dy} \dots \dots \dots (VII.10)$$



GRADIENTE DE VELOCIDAD ENTRE DOS PLACAS PARALELAS



FORMACION DEL PERFIL DE VELOCIDAD EN ESTADO ESTACIONARIO PARA UN FLUIDO CONTENIDO ENTRE 2 PLACAS PARALELAS

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

Asimismo la viscosidad de los líquidos afecta la velocidad de perforación.

En una misma formación y manteniendo todas las demás variables iguales, la velocidad de perforación disminuye a medida que aumenta la viscosidad. (por efecto del contenido de sólidos).

Este efecto de la viscosidad sobre la velocidad de perforación se debe a una o varias de las siguientes causas:

- 1.- Al aumentar la viscosidad del lodo, disminuye la eficiencia hidráulica de las bombas de lodo.
- 2.- Un aumento de viscosidad, incrementa las pérdidas de presión por fricción en el circuito de lodo, lo cual significa por lo general menor eficiencia del lodo para eliminar los cortes y evitar que la barrena los triture.
- 3.- Los lodos con altas viscosidades proporcionan un colchón viscoso que disminuye la fuerza de impacto de los dientes de la barrena sobre la formación.

El lodo, al circular a través de la sarta de perforación hasta que sale del agujero y vuelve nuevamente a la presa de succión, se mueve a diferentes velocidades de corte. Estas son pequeñas en las presas; de mayor magnitud dentro de la tubería de perforación y los lastrabarrenas; muy altas a la salida de las toberas de la barrena; y reducidas en el espacio anular.

#### VII.2.b.- TIPOS DE FLUIDOS

Básicamente los fluidos se clasifican en dos grupos:

Newtonianos y no Newtonianos. Los fluidos no Newtonianos se dividen en 4 tipos y cada tipo se subdivide de acuerdo con el comportamiento del flujo.

- 1.- Newtonianos
- 2.- No Newtonianos
  - 2.1.- De tiempo independiente
    - Plásticos de Bingham
    - Pseudo plásticos
    - Dilatantes
  - 2.2.- De tiempo dependiente
    - Tixotrópicos
    - Reopéticos

2.3.- Viscoelásticos

2.4.- Fluidos complejos

1.- FLUIDOS NEWTONIANOS

Los fluidos newtonianos son aquellos cuyo comportamiento de flujo esta descrito por la "Ley de resistencia de viscosidad de Newton". Esta ley establece que a una temperatura y presión dadas, el esfuerzo de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte. Esta constante de proporcionalidad es la viscosidad verdadera de los fluidos Newtonianos. (Ver figura 14)

Matemáticamente: esfuerzo de corte ( $\sigma$ ) = viscosidad ( $\mu$ ) x velocidad de corte ( $\delta$ ) . . . . . (VII.11)

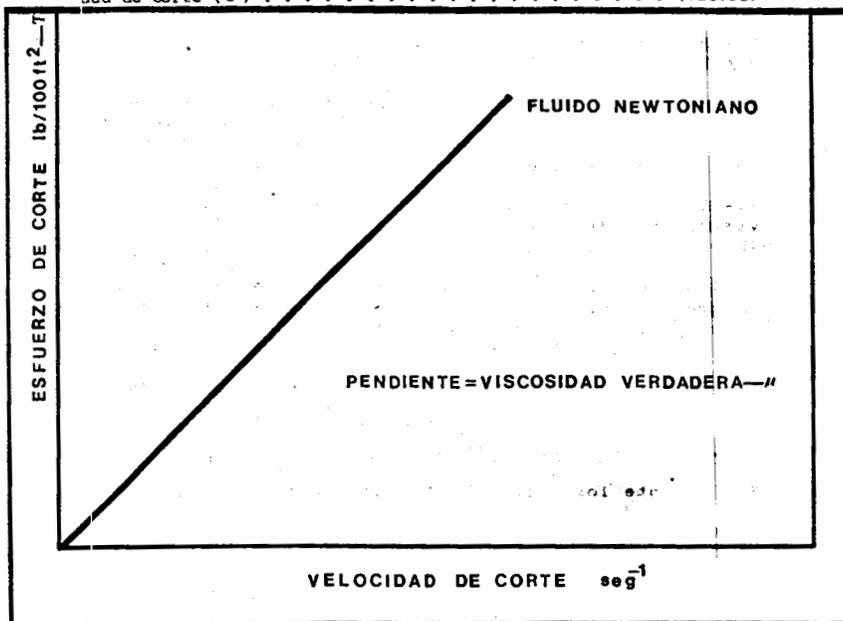


FIGURA 14

RELACION DE LA VELOCIDAD DE CORTE Y ESFUERZO DE CORTE DE UN FLUIDO NEWTONIANO.

La figura muestra la relación entre la velocidad de corte y el esfuerzo de corte para fluidos Newtonianos.

La unidad de viscosidad en el sistema es el "Poise" y se define como la viscosidad de un líquido hipotético tal que una fuerza tangencial de una dina hace que dos superficies paralelas en el seno del líquido, de un centímetro cuadrado de área y a un centímetro de distancia una de otra se muevan a una velocidad relativa de un centímetro por segundo.

$$\text{Poise} = \frac{\text{dina}}{\text{cm}^2} \cdot \frac{\text{cm}}{\text{seg}}$$

En la práctica se emplea más la centésima parte del poise o "Centipoise".

## 2.- FLUIDOS NO NEWTONIANOS

Estos fluidos no manifiestan una relación lineal entre la velocidad de corte y el esfuerzo de corte y no pueden representarse por la ecuación de la viscosidad, las cuales se comportan de acuerdo a la "Reología" de cada uno y por lo tanto son clasificados como no Newtonianos. (Ver figura 15).

Reología.- Es una rama de la ciencia que estudia el flujo y deformación de la materia, particularmente el flujo plástico de los sólidos y el flujo de los líquidos no Newtonianos.

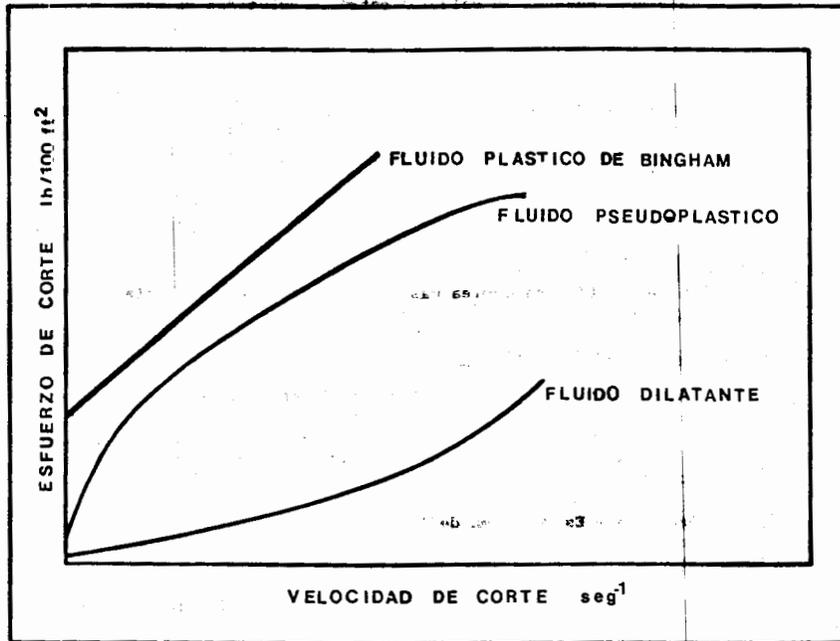
2.1.- De Tiempo Independiente.- Son aquellos cuyo valor de corte y esfuerzo de corte no cambian con el tiempo. La figura 15 muestra la relación entre velocidad de corte y esfuerzo de corte de tres tipos de fluidos de tiempo independiente, no Newtonianos.

### - Fluidos Plásticos de Bingham.

Las características de un fluido plástico de Bingham es que la relación velocidad de corte-esfuerzo cortante, es representado por una línea recta; ésta no pasa por el origen y por lo tanto intercepta el eje de los esfuerzos en un punto diferente al origen. La implicación física de este comportamiento es que el fluido Bingham requiere un valor finito del esfuerzo de corte para iniciar el flujo del fluido.

Este valor mínimo del esfuerzo de corte se denomina Punto de Cedencia (Yield Point), el cual es un pseudo número obtenido de acuerdo al modelo de Bingham, usándose un determinado cálculo involucra un error conocido.

En el campo el valor del Punto de Cedencia (Yield Point) da una indicación de las fuerzas de atracción entre los sólidos y por lo tanto de la desviación del comportamiento no - Newtoniano del lodo. Se usa más que la viscosidad plástica para indicar el espesamiento del lodo y está muy relacionado con la gelatinosidad,



RELACION DE LA VELOCIDAD DE CORTE Y ESFUERZO DE CORTE DE LOS FLUIDOS NO NEWTONIANOS DE TIEMPO INDEPENDIENTE.

FIGURA No. 15

de tal manera que en lodos densos, el nivel adecuado del punto de cedencia es el mínimo para soportar la barita, mientras que en lodos de baja densidad, el valor requerido es únicamente para proporcionar una limpieza adecuada del agujero. Estas determinaciones se pueden constatar más fácilmente con la práctica y con la ayuda de la gráfica de uso de condiciones del lodo en el campo y su comportamiento para diferentes densidades. (Ver figura 16).

La inclinación o pendiente de la línea que parte del valor del Punto de Cedencia, se llama Viscosidad Plástica, ( $\mu_p$ ) y es una medida del espesamiento del lodo y depende del contenido de sólidos, su tamaño y de la temperatura. Es difícil predecir la viscosidad plástica de un lodo de alta densidad, ya que el tamaño de los sólidos es un factor muy importante. Este parámetro es muy útil en el control de la viscosidad de lodos de alta densidad.

La temperatura afecta el lodo substancialmente, disminuyendo su viscosidad plástica al ser menor la viscosidad de la fase líquida; la prueba del índice de estabilidad indica, en terminos generales si el lodo mantiene su viscosidad con la temperatura, de tal manera que con una prueba piloto de un lodo en particular se podrá decidir si su empleo es adecuado a esas condiciones. (Ver figura 17).

Matemáticamente esta relación para el fluido Bingham se puede expresar, en la ecuación VII.12.

$$\text{Esfuerzo de corte } (\sigma) = (Y_P) + (\mu_p) \times (\delta) \text{ velocidad de corte.} \quad \dots \text{ (VII.12)}$$

El punto de cedencia ( $Y_P$ ) se expresa en lb fuerza/100 pies<sup>2</sup> y la viscosidad plástica en centipoises. Ejemplos de fluidos plásticos de Bingham son: grasa, mieles, etc.

- Fluidos Pseudoplásticos y Dilatantes. - Se caracterizan por las relaciones de velocidad de corte y esfuerzo de corte que se muestran en la figura 15. Ambas curvas, dibujadas en una gráfica logarítmica (log-log) proporcionan líneas rectas (figura 18). El comportamiento de los fluidos pseudoplásticos y dilatantes, matemáticamente se puede expresar por la ecuación empírica siguiente, conocida como Lev de Potencias.

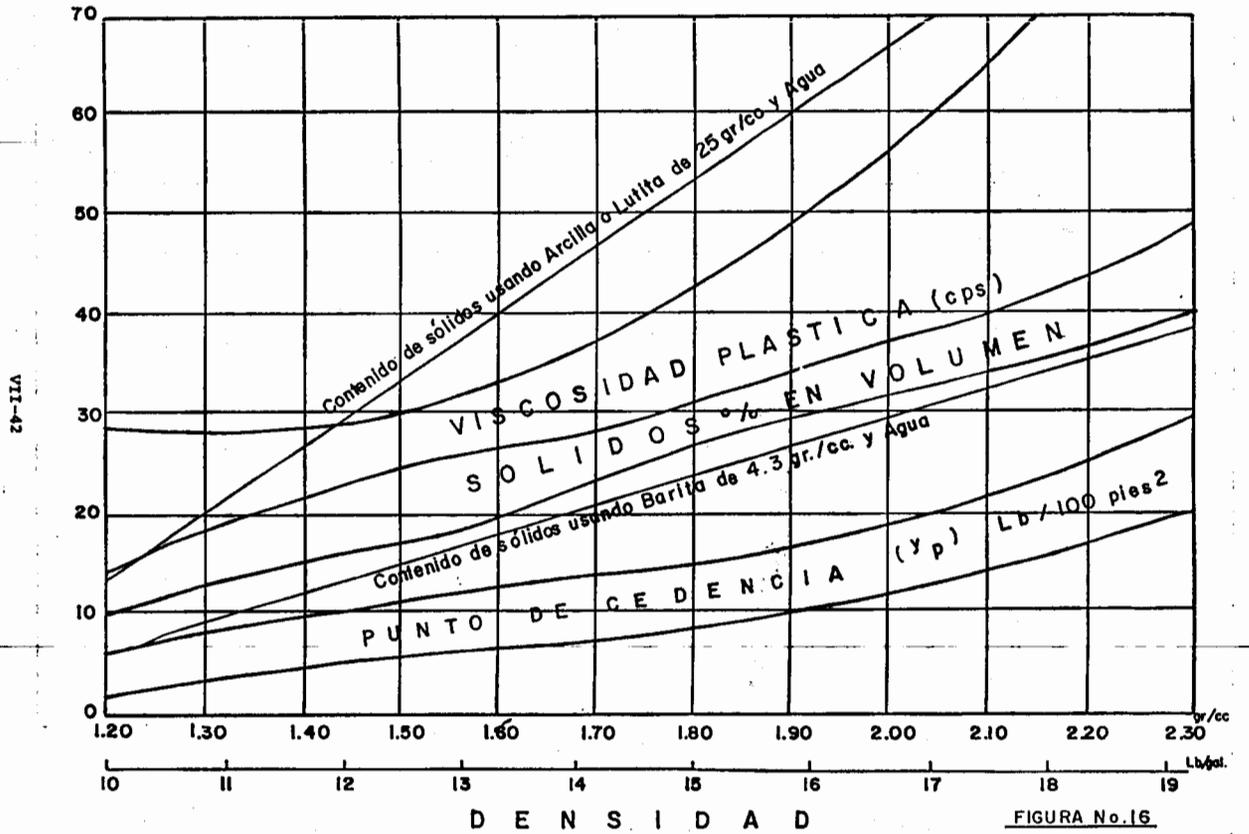
$$\text{Esfuerzo de corte } (\sigma) = K \times \text{velocidad de corte } (\delta)^n \quad \dots \text{ (VII.13)}$$

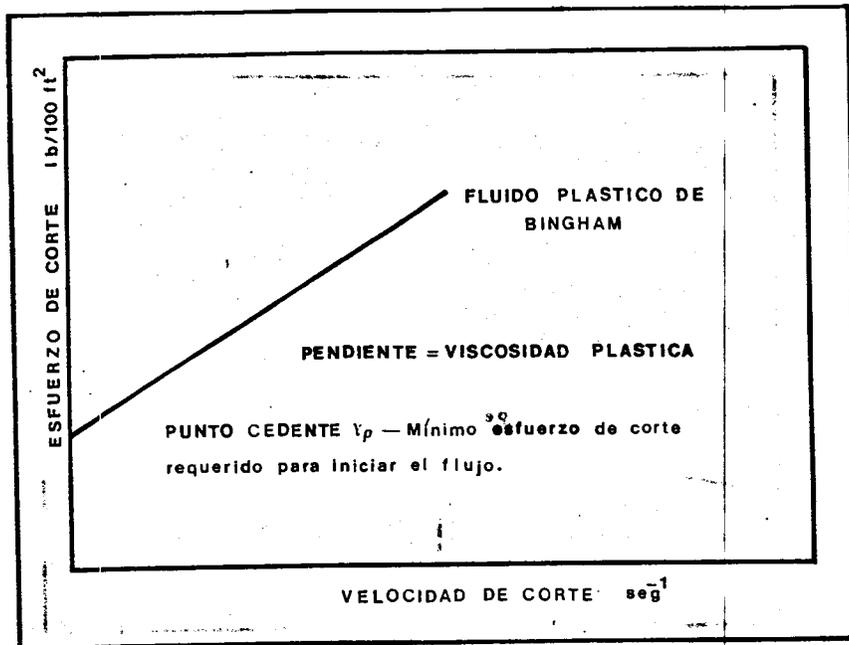
Esta ecuación describe el esfuerzo de corte en función de 2 constantes K y n.

La constante K es la medida de la viscosidad del fluido, la cual es uniforme para un fluido dado y se determina por la intercepción de la escala logarítmica mostrada en la figura 18. El factor de potencia n es una medida del grado de desviación del comportamiento de un flujo Newtoniano, el cual es uniforme para un flujo dado y se determina por la pendiente de la recta (figura 18).

Si el valor de n es igual a 1 el fluido es newtoniano. Si n es mayor que 1 el fluido es dilatante y si n es menor que 1 el fluido es pseudo plástico.

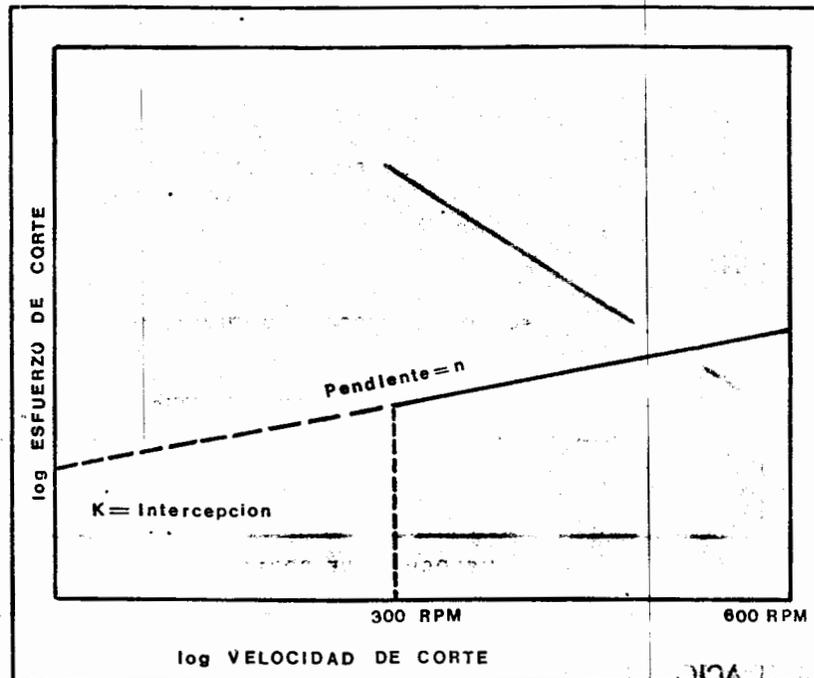
VALORES RECOMENDADOS PARA CONTROL DE LODOS EN EL CAMPO





RELACION DE LA VELOCIDAD DE CORTE Y ESFUERZO DE CORTE DEL FLUIDO PLASTICO DE BINGHAM.

FIGURA No.17



RELACION DE LA VELOCIDAD DE CORTE Y ESFUERZO DE CORTE DE LA FUERZA DE FLUJO DE LOS FLUIDOS EN ESCALA LOGARITMICA.

FIGURA

FIGURA No.18

VII-44

Son fluidos pseudoplásticos algunas soluciones polímeras y fluidos de base agua. Fluidos dilatantes son: almidón o mica en suspensión de agua.

La ecuación de la Ley de Potencias, se ha modificado para incluir el efecto mínimo del esfuerzo de corte requerido para iniciar el flujo.

2.2.- Fluidos de Tiempo Dependiente.- Los fluidos de tiempo dependiente no Newtonianos, exhiben un comportamiento en el flujo no lineal dependiendo del tiempo de reposo con un valor constante del esfuerzo cortante. Estos fluidos son clasificados en dos tipos: Tixotrópicos o Reopéticos.

Fluidos Tixotrópicos.- La tixotropía se puede definir como "el fenómeno exhibido por algunos geles que se hacen fluidos con el movimiento, siendo este cambio reversible".

Los fluidos tixotrópicos tienen una estructura interna que aumenta su resistencia al esfuerzo cortante (gelatinosidad) mientras se encuentra en reposo. Cuando estos fluidos son sometidos a valores constantes de velocidad de corte, la estructura gelatinosa se rompe rápidamente y la curva esfuerzo cortante-velocidad de corte, se asemeja a la curva de los fluidos pseudoplásticos o Bingham. Las ecuaciones para los fluidos plásticos de Bingham y la ley de potencias pueden ser utilizadas para el comportamiento del fluido tixotrópico una vez que los efectos de la estructura gel ha desaparecido.

Esta propiedad de tixotropía es el resultado de las fuerzas de interacción de los sólidos a bajas velocidades de corte, que provocan la gelación del lodo y ejercen gran influencia en la viscosidad. Las arcillas son los sólidos eléctricamente más activos, cuyas partículas se pueden reunir para formar una matriz o estructura gel, la cual requiere de una fuerza finita para iniciar el flujo; conforme éste se incrementa, el efecto de dichas interacciones se hace menos importante.

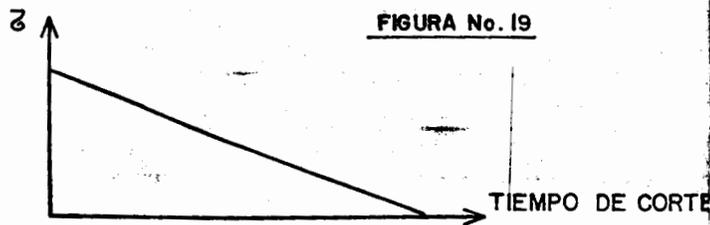


FIGURA No. 19

EN UN FLUIDO TIXOTROPICO EL ESFUERZO CORTANTE DISMINUYE CON EL TIEMPO DE CORTE CUANDO ESTE ESTA SUJETO A UNA VELOCIDAD DE CORTE CONSTANTE

El punto de cedencia de un fluido tixotrópicos puede aproximarse por extrapolación de la porción de la línea recta velocidad de corte-esfuerzo cortante y la curva al punto de intersección con el eje del esfuerzo cortante. Esta aproximación no es el verdadero punto de cedencia, se refiere al valor de cedencia y también se expresa en unidades de lb fuerza /100 pies<sup>2</sup>. Como en el caso de fluidos plásticos de Bingham la viscosidad plástica de un fluido tixotrópico se define como la pendiente de la porción recta de la curva velocidad de corte-esfuerzo cortante.

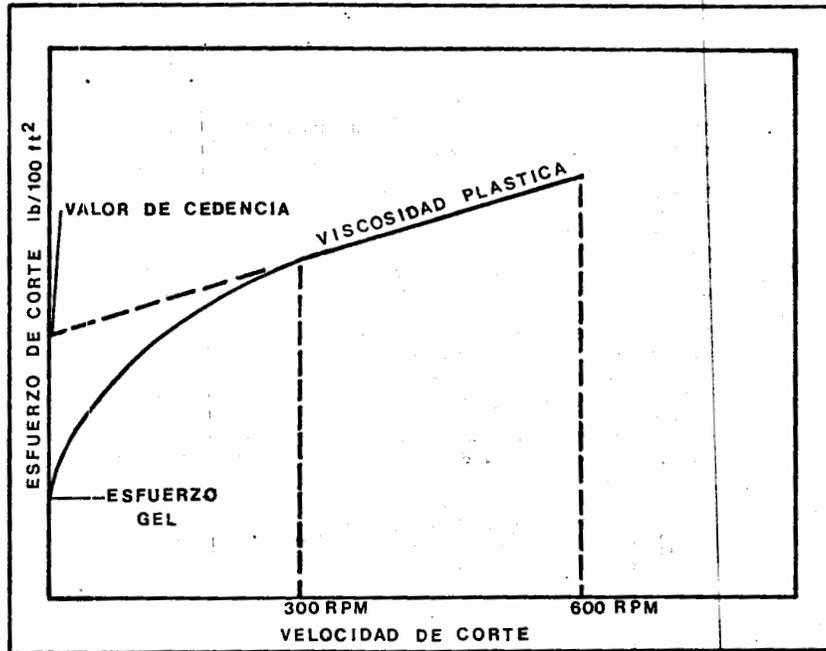


FIGURA 20

RELACION ENTRE EL ESFUERZO DE CORTE Y VELOCIDAD DE CORTE EN UN FLUIDO NEWTONIANO CON PROPIEDADES TIXOTROPICAS.

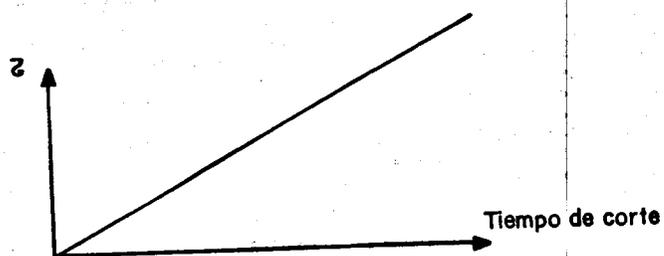
La figura 20 muestra la curva de un fluido tixotrópico con estructura gel.

La curva velocidad de corte-esfuerzo cortante de un fluido tixotrópico puede también dibujarse como una línea recta, en una hoja logarítmica, con objeto de determinar los valores "n" y "k", como en la figura 18 y el comportamiento aproximado del flujo usando la ecuación de la ley de potencia.

Ejemplos de fluidos tixotrópicos son los lodos de perforación, mayonesa, suspensiones de arenas finas y pinturas.

Contrario a los fluidos tixotrópicos, se encuentran los fluidos Reopécticos.

Fluidos Reopécticos.- Este tipo de fluidos, al contrario de los fluidos tixotrópicos, tienden a aumentar los esfuerzos estructurados (arriba de un límite) bajo un valor de velocidad de corte. Una característica de éstos es el incremento del esfuerzo cortante con respecto al tiempo, a una velocidad de corte constante, Figura 21.



EN UN FLUIDO REOPECTICO EL ESFUERZO CORTANTE AUMENTA CON EL TIEMPO CUANDO EL FLUIDO ESTA SUJETO A UNA VELOCIDAD DE CORTE CONSTANTE

FIGURA No. 21

2.3.- Fluidos Viscoelásticos. Son aquellos cuyas propiedades viscosas muestran cierto grado de elasticidad. Por ejemplo, los polímeros viscoelásticos usados en los fluidos de perforación, tienden a producir elongaciones cuando están sujetos a altos valores de velocidad de corte y a regresar a su condición inicial cuando dichos valores descienden a su nivel normal. Este comportamiento viscoelástico causa un "adelgazamiento del lodo" cuando este pasa a través de la barrera, reduciendo las pérdidas de presión por fricción. En el espacio anular, con bajos valores de velocidad de corte, el lodo vuelve a adquirir sus cualidades anteriores, mejorando su capacidad de acarreo. Esta característica viscoelástica comúnmente se designa como la habilidad de reducir el esfuerzo cortante del lodo de perforación.

2.4.- Fluidos complejos. Son fluidos que muestran en su comportamiento más de un tipo de los demás fluidos, es decir fluidos que bajo condiciones variables de valor de velocidad de corte, temperatura, presión y tiempo muestran propiedades tixotrópicas, viscoelásticas y también de los fluidos plásticos de Bingham y pseudoplásticos.

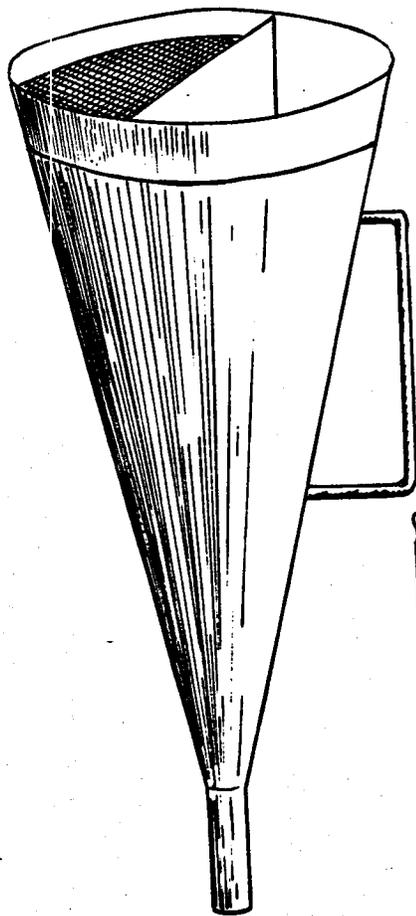
#### VII.2.c.- MEDIDA DE LA VISCOSIDAD EN EL CAMPO.

La medida rutinaria de la viscosidad en el campo cae en dos diferentes categorías: Una cualitativa, con el propósito de detectar una variación apreciable en las propiedades de flujo; y la otra cuantitativa, para la determinación de las propiedades del flujo con el propósito de diagnosticar y aplicar un tratamiento correctivo. La medida de la viscosidad cualitativa se denomina viscosidad de embudo; se efectúa frecuentemente para detectar cualquier variación de dicha propiedad. La medida de la viscosidad cuantitativa se obtiene por medio del viscosímetro, el cual da el valor de la viscosidad plástica, el valor del punto de cedencia y el esfuerzo gel (a 10 seg. y 10 minutos). Los valores numéricos de estas propiedades, junto con los de otras pruebas, permiten diagnosticar la causa de los cambios y realizar el tratamiento más económico para corregir las propiedades del fluido.

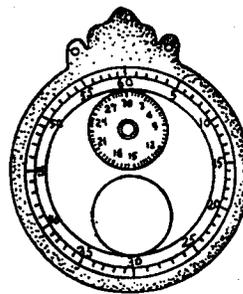
#### VII.2.d.- EQUIPO PARA MEDIR LA VISCOSIDAD DE LOS FLUIDOS DE PERFORACION.

1.- Embudo Marsh.- Este fue el primer instrumento utilizado para medir la viscosidad del lodo. (Ver figura 22). Esta medición se efectúa comparando el tiempo de escurrimiento del lodo con el del agua. El embudo es un instrumento calibrado con una capacidad de 1500 cc, con una perforación en la parte inferior para la descarga. Un litro de agua se descarga en 28 segundos y el tiempo requerido para que escurra un litro de lodo da una indicación de su viscosidad. El único beneficio que se obtiene al usar este método de medición es detectar los cambios en las propiedades del lodo, que pueden ser indicativas de los posibles problemas del pozo.

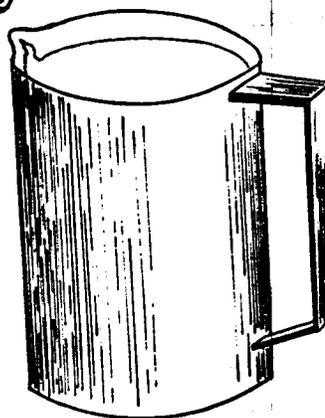
La viscosidad obtenida con el embudo, depende de las propiedades de flujo de ese lodo y no a la inversa; por lo tanto un sistema de lodo nunca se debe tratar solamente por las medidas así obtenidas. Además no se puede establecer una correlación exacta entre dos diferentes sistemas de lodo con base en la viscosidad del embudo, es decir un lodo disperso con



EMBUDO MARSH



CRONOMETRO



RECIPIENTE DE 1 LITRO

EQUIPO PARA MEDIR LA VISCOSIDAD EN FORMA CUALITATIVA

FIGURA No. 22

viscosidad de embudo de 35 segundos, no tiene la misma consistencia de un lodo no disperso con idéntica viscosidad de embudo. Por lo tanto un programa específico de lodo no se puede basar en la viscosidad de embudo. Si las propiedades del lodo (viscosidad plástica, valor de cedencia y esfuerzo gel) son satisfactorios, la viscosidad del embudo se puede tomar como un valor secundario.

2.- Viscosímetros Rotacionales. En el campo, las propiedades del flujo (viscosidad plástica, valor de cedencia, y esfuerzo gel) de un lodo de perforación, se miden usando un viscosímetro de velocidad variable; el de uso común es el viscosímetro fann V-G, modelo 35, de dos velocidades, 12 volts. También se usa el Reómetro Baroid de dos velocidades, movido a mano.

La figura 23 muestra el viscosímetro Fann V-G, modelo 35, de 6 velocidades, 115 volts, usado generalmente en el laboratorio.

Las relaciones reológicas del viscosímetro Fann V-G se indican a continuación:

a.- Fluido Newtoniano

$$\mu P = 0.600 - 0.300 \dots \dots \dots \text{VII.14}$$

$$Y P = P C = 0 \quad \text{Si: } \sigma = \frac{\mu P}{48000} \delta$$

b.- Fluido Bingham

$$\mu P = 0.600 - 0.300 \dots \dots \dots \text{VII.15}$$

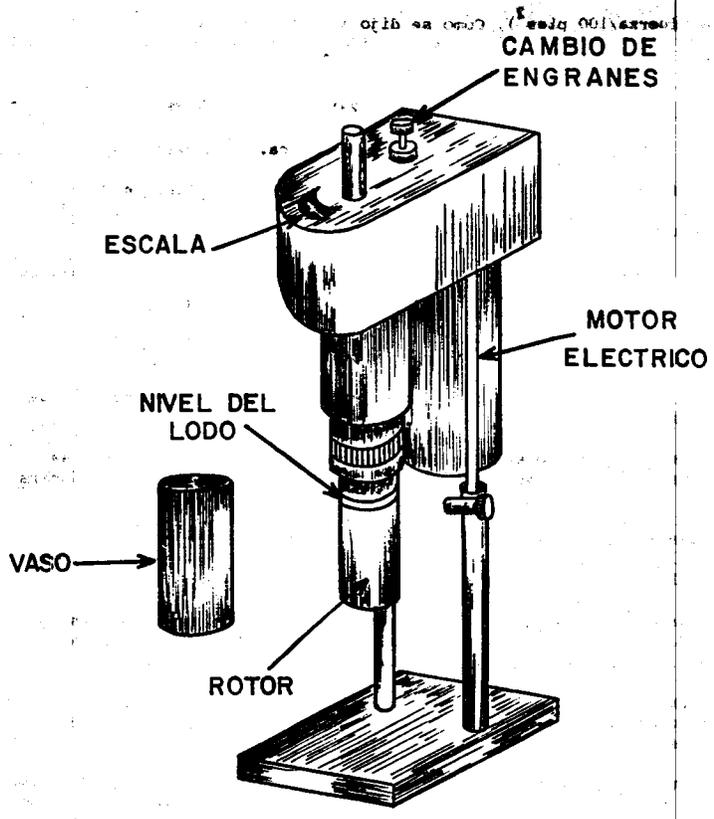
$$Y P = 0.300 - \mu P \quad \text{Si: } \sigma = \frac{1.066 Y P}{100} + \frac{\mu P}{48000} \delta$$

c.- Ley de Potencias

$$n = 3.32 \log \frac{Y P + \mu P}{Y P} \dots \dots \dots \text{VII.16}$$

$$K = \frac{Y P + 2 \mu P}{100 (1022)^n} \quad \text{Si: } \sigma = K \delta^n$$

El principio en el cual se basan las indicaciones directas del viscosímetro es similar al de las placas paralelas de la figura 12. El cilindro interior gira a velocidad constante (r.p.m.), impartiendo un valor de velocidad de corte entre las capas de fluido. Asimismo, mediante un resorte de rigidez conocida, se podrá aumentar la fuerza de corte aplicada al fluido. La desviación de la vibración es indicada en la escala en grados de rotación, o sea una medida angular, sin embargo, con la geometría de la marga, la constante del resorte, la definición matemática de los fluidos plásticos de Bingham, las lecturas (en grados) a 600 y 300 rpm del rotor, y el auxilio de las ecuaciones anteriores se podrá determinar la viscosidad plástica (en centipoises) y el valor del punto de cedencia -



VISCOSIMETRO FANN: PARA MEDIR LA VISCOSIDAD EN FORMA CUANTITATIVA

FIGURA No23

(en lb fuerza/100 pies<sup>2</sup>). Como se dijo anteriormente las indicaciones directas del viscosímetro se usan también para determinar el esfuerzo gel a 10 seg (cero minutos) y 10 minutos.

PROCEDIMIENTO DE LA PRUEBA (Ver figura 23).

- Llenar la copa del viscosímetro hasta la marca.
- Sumergir el rotor en la muestra exactamente hasta la línea grabada. (Sumergir el rotor a cualquier profundidad puede dañar el aparato o dar indicaciones anormales).
- Con el rotor girando a 600 rpm, esperar que la lectura de la escala se estabilice. Anotar la lectura para 600 rpm.
- Cambiar a 300 rpm y cuando la lectura se estabilice anotar la lectura correspondiente.
- Inmediatamente después cambiar la velocidad a 600 rpm., agitar así la muestra por 10 a 15 seg.
- Parar el instrumento exactamente 10 segundos mientras la muestra se asienta. Cambiar el engrane a 3 rpm mientras el instrumento está parado.
- Al terminar los 10 segundos girar el instrumento a 3 rpm observando la escala. La deflexión máxima en la escala es directamente el esfuerzo gel a 10 seg en lb fuerza/100 pies<sup>2</sup>.
- Inmediatamente cambiar a 600 rpm, agitar la muestra por 10 o 15 segundos. Parar el instrumento y esperar 10 minutos. Cambiar el engrane a 3 rpm mientras el aparato está parado.
- Al terminar los 10 minutos girar el instrumento a 3 rpm, observar la escala donde la máxima deflexión es directamente el esfuerzo gel de 10 minutos en lb fuerza/100 pies<sup>2</sup>.
- Si el viscosímetro es un modelo de 2 velocidades, para obtener el esfuerzo gel cambiar el engrane a la posición neutral y después del intervalo de tiempo (10 seg o 10 minutos) girar a mano, aproximadamente a 3 rpm. observando la escala. Por definición la viscosidad aparente (VA) en centipoises es la lectura de 600 rpm dividida entre 2. Para un lodo dado si la lectura de la escala a 600 rpm es de 25 y la lectura a 300 rpm es 16, la viscosidad aparente, la viscosidad plástica y el punto de cedencia se calculan como sigue:

$$\text{Viscosidad aparente: } 25/2 = 12.5 \text{ cp.}$$

$$\text{Lectura a 600 rpm} = 25$$

$$\text{Lectura a 300 rpm} = 16$$

$$\mu P = 25 - 16 = 9 \text{ cp.}$$

$$\text{Lectura a 300 rpm} = 16$$

$$YP = 16 - 9 = 7 \text{ lb}_f / 100 \text{ pies}^2$$

VII-52

P&HV

El viscosímetro se debe verificar regularmente para asegurar medidas correctas.

3.- Viscosímetro Tubular.- Es principalmente una herramienta de laboratorio; mide la caída de presión a través de una longitud dada de tubería a ciertas velocidades de flujo.

Usando intercambiadores de calor, se puede determinar la caída de presión a cualquier temperatura y presión, dentro del límite del instrumento.

4.- Viscosímetro Capilar.- Este instrumento mide la caída de presión cuando se hace fluir un líquido newtoniano o no newtoniano a través de un tubo capilar. Sus aplicaciones son únicamente para laboratorio.

#### VII.2.e.- CONTROL DE LA VISCOSIDAD DEL LODO.

Las fluctuaciones de la viscosidad del lodo de perforación deben vigilarse para que el lodo mantenga las propiedades del flujo dentro de las especificaciones y reducir al mínimo los costos de tratamiento, los efectos en el programa hidráulico y sobre todo los costos de la perforación. En la práctica se debe tener un miembro de la cuadrilla que tome la viscosidad del embudo y la cantidad de agua agregada a intervalos de 15 a 30 minutos. Un cambio brusco o tendencia gradual de cambio debe notificarse inmediatamente y analizar los datos que pudieran identificar la causa e indicar la naturaleza del tratamiento requerido.

La naturaleza del tratamiento para controlar las viscosidades del lodo depende de la causa del cambio y el tipo del sistema de lodo en uso. Por ejemplo, las contaminaciones de cemento se tratarán químicamente con bicarbonato de sodio en cualquier sistema de lodo a base de agua dulce no importa si se esté usando lodo disperso o no disperso.

Sin embargo, un cambio de viscosidad debido a exceso de sólidos será tratado agregando agua y lignosulfonatos en lodos dispersos.

Para el mejor control del fluido de perforación se deberán mantener las siguientes propiedades:

##### 1.- Viscosidad Plástica.

En términos físicos la viscosidad plástica es la resistencia del flujo a fluir causada por fricción mecánica dentro del fluido. La fricción mecánica es debida a la acción recíproca de partículas sólidas y líquidas en el lodo. La deformación de las partículas líquidas depende del tipo, naturaleza de la formación y del estado de partículas presentes en el lodo.

La viscosidad plástica no puede ser calculada o determinada exactamente a partir de la concentración de sólidos. El valor observado de la viscosidad plástica será una indicación cualitativa del contenido de sólidos en el fluido de perforación. Por ejemplo si los sólidos perforados que contiene un lodo de 15 lb/gal, son iguales a los existentes en un lodo de 12 lb/gal, el primero tendrá una viscosidad

plástica más alta, debido a una mayor concentración de partículas inertes de barita.

Es posible que en un pozo exista un lodo de 13 lb/gal con un bajo contenido de sólidos perforados y tenga una viscosidad plástica menor que un lodo de 12 lb/gal con la misma concentración de sólidos, esta viscosidad dependerá de las condiciones de acarreo del lodo ya que un sistema de lodo no disperso es fácil remover los sólidos perforados, teniendo una viscosidad plástica más baja que un lodo disperso con la misma densidad.

En resumen, la acumulación de sólidos perforados, adición de barita y la presencia de material químico contaminante, aumentarán la viscosidad plástica. La dilución con agua, el uso efectivo del equipo de control de sólidos y floculación en la línea de salida disminuirá la viscosidad plástica.

#### 2.- Punto cedente .

Físicamente el punto cedente, es la medida de las fuerzas de atracción electroquímicas del lodo en condiciones de flujo. Estas fuerzas electroquímicas son debido, a cargas en la superficie de las partículas reactivas, (las cargas actúan en las partículas de tamaño micrométrico) y la presencia de electrolitos en la fase agua.

El valor del punto cedente es el factor dominante que afecta las pérdidas de presión en el sistema circulatorio, la densidad de circulación, la densidad de circulación equivalente, el punto de transición de flujo laminar a flujo turbulento y la capacidad de acarreo del fluido de perforación.

Como algunas otras propiedades físicas del lodo, el control efectivo del valor del punto cedente en un nivel óptimo, depende directamente del control de los sólidos perforados.

Este valor es una propiedad del lodo que debe ser controlada entre un rango exacto y específico de acuerdo con las condiciones del pozo y el sistema de lodo usado. (Ver gráfica de el control de las Propiedades del lodo en campo, Figura 16).

El mantener este valor entre límites exactos requiere un efectivo control de sólidos y un apropiado tratamiento químico. Pequeñas cantidades de agua no afectan este valor y grandes volúmenes de agua diluyen el lodo al punto de que la capacidad de acarreo del agujero y las propiedades estabilizadoras del fluido son de efectos adversos.

En un sistema de lodo el valor del punto cedente se puede bajar removiendo los sólidos mecánicamente, defloculando el lodo por la adición de dispersantes químicos.

Los dispersantes químicos como lignitos y lignosulfonatos, neutralizan las superficies de las partículas reactivas, ocasionando una disminución en la actividad electroquímica y por lo tanto en el valor del punto cedente. Para aumentar este valor en un sistema de lodo se requiere de

la adición de bentonita o un polímero como el CMC (Carboximetil Celulosa) o almidón. La cantidad de tratamiento químico dependerá del grado de ajuste del valor que se requiera del volumen total en circulación y del contenido total de sólidos.

Para reducir el peligro de un sobretreatmento, las sustancias químicas deberán de agregarse en cantidades mínimas, en pruebas piloto y de esta forma verificar el efecto producido.

En un sistema con bajo contenido de sólidos la clave para mantener un valor estable en un rango deseado es evitar un sobretreatmento con bentonita y polímeros y evitar la acumulación de sólidos perforados.

Para mantener el mínimo contenido de sólidos se deberá deflocular el lodo en la línea de flujo ("Flowline") y usar apropiadamente el equipo de control de sólidos. Para controlar el valor en formaciones de alto contenido de bentonita el uso de polímeros debe suspenderse y en su lugar seleccionar un defloculante apropiado.

Si no se actúa de inmediato, la dispersión por medios químicos se tendrá que abandonar.

### 3.- Gelatinosidad (Esfuerzo gel)

El esfuerzo gel es la medida de las fuerzas de atracción entre el fluido de perforación en condiciones estáticas, son medidas después de 10 segundos y 10 minutos de reposo. Es una propiedad de los fluidos tixotrópicos. Estas fuerzas de atracción difieren del valor del punto cedente, son dependientes del tiempo y se rompen después de que el flujo se ha iniciado, a la vez el rango de los esfuerzos gel está indirectamente relacionado al rango del valor del punto cedente, dado que las fuerzas de atracción entre las partículas, influyen ambas medidas.

Los esfuerzos gel son cualitativamente clasificados en forma progresiva, basados en un rango de esfuerzo de; 10 seg. y 10 minutos y en la diferencia existente de estos valores en el tiempo transcurrido.

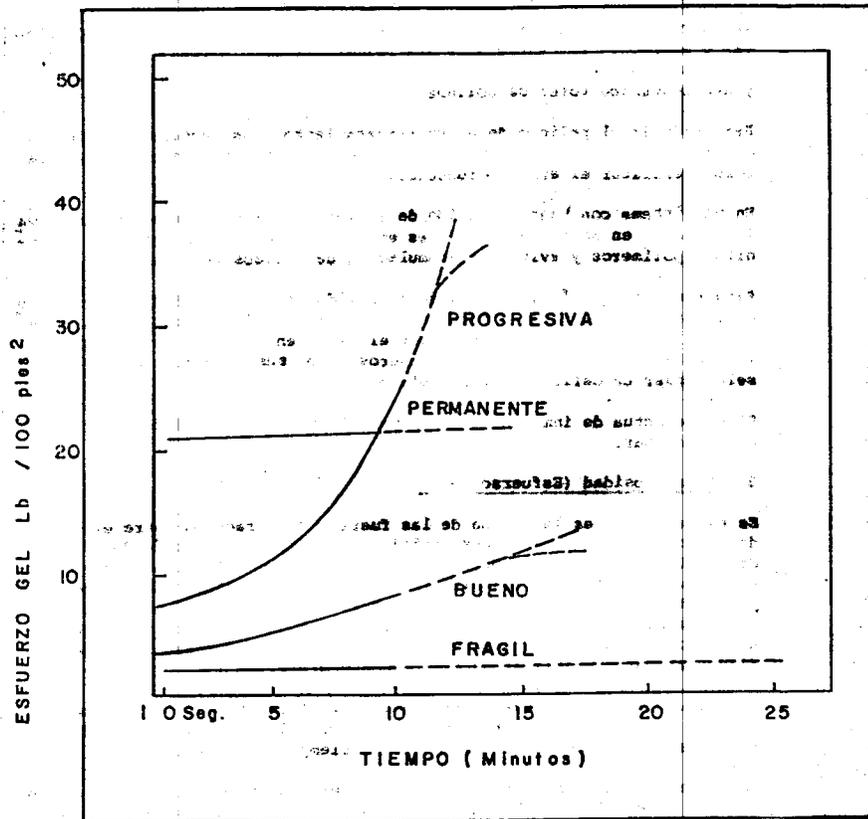
La figura 24 es una gráfica que muestra el comportamiento de los esfuerzos gel observados en el campo. (a 10 segundos/10 minutos). Gel frágil. Son esfuerzos gel muy bajos e idénticos a 10 segundos y 10 minutos semejantes a  $1/1$  ó  $2/2$  de acuerdo a 10 seg/10 min.

Gel de buena calidad.- Son aquellos con bajo o medio esfuerzo gel a 10 segundos el cual aumenta de valores medios a intermedios en 10 minutos ( $2/4$ ,  $4/8$ ,  $5/10$ ).

Gel Progresivos.- Muestran valores bajos e intermedios a 10 segundos, valores que suben a niveles muy altos en 10 minutos ( $2/25$ ,  $6/35$ ,  $15/60$ ).

Gel Planos.- Son esfuerzos gel muy semejantes a 10 segundos y 10 minutos de medios a altos niveles ( $14/15$ ,  $22/24$ ).

Así como con otras propiedades, la habilidad para mantener los esfuerzos gel dentro de rango especificado, depende del control efectivo de sólidos.



**GENERALIZACION DEL ESFUERZO GEL**

**FIGURA No.24**

26-ITV

El esfuerzo gel es necesario para ayudar a mantener los sólidos en suspensión durante las paradas por conexiones o viajes e inclusive sostener el material inerte en suspensión.

Sin embargo las presiones creadas mientras se saca o se mete tubería, la presión inicial requerida para romper circulación, son también influenciados por los esfuerzos gel. Estas presiones actúan directamente en las formaciones y pueden ocasionar por sondeo (suaveo) un brote, o fracturar las formaciones débiles si los esfuerzos gel son muy altos. Prácticas de campo aconsejan en estos casos mover despacio las tuberías en los viajes y levantar y dar rotación a la tubería mientras la bomba rompe circulación después del viaje.

El esfuerzo gel es de las dos propiedades clave que justifican tratamiento al sistema de lodos para evitar las posibles complicaciones mencionadas.

En la mayoría de sistemas ligeros base agua, esfuerzos gel 10 seg/10 min.  $5 \frac{2}{4}$  lb f/100 pies<sup>2</sup> son suficientes para soportar los cortes.

En sistemas densos, esfuerzos gel de 2 lbf/100 pies<sup>2</sup> son suficientes para soportar la barita. En la mayoría de los sistemas será preferible tener esfuerzos gel de 10 seg. en el rango de 3 a 5 lbf/100 pies<sup>2</sup>.

Los esfuerzos gel en el lodo, se deberán controlar por la adición de dispersantes químicos y aplicación de técnicas para remover sólidos.

Debido a la naturaleza de los lodos, los esfuerzos gel son normalmente más altos, cuando la bentonita se encuentra en estado de dispersión y se acepta siempre que el contenido de sólidos perforados sea mínimo.

Estas determinaciones 0 y 10 minutos nos sirven para apreciar otra propiedad de los fluidos que es 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.

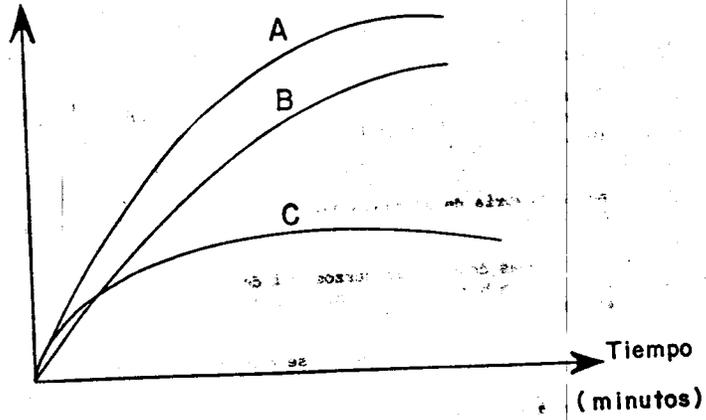
En la figura 25 podemos ver tres tipos diferentes, pero reales de velocidades de gelatinosidad de los lodos.

- La curva A representa un lodo con alta fuerza de gelatinosidad y alta velocidad de gelatinización.
- La curva B representa un lodo con alta fuerza de gelatinosidad y velocidad de gelatinización lenta.
- La curva C representa un lodo con velocidad de gelatinosidad alta y baja fuerza de gelatinización.

Los líquidos verdaderos no tienen gelatinosidad por muy alta que sea su viscosidad.

La fuerza de gelatinosidad inicial y el punto de cedencia verdadero en los líquidos plásticos son teóricamente iguales; sin embargo en la prác

Esfuerzo de  
corte



- A.- ALTA FUERZA DE GELATINOSIDAD Y VELOCIDAD DE GELATINIZACION.
- B - ALTA FUERZA DE GELATINOSIDAD Y LENTA VELOCIDAD DE GELATINIZACION.
- C.- BAJA FUERZA DE GELATINOSIDAD Y ALTA VELOCIDAD DE GELATINIZACION.

**FIGURA No. 25**

tica difieren sus valores, debiéndose principalmente a las siguientes causas:

- a) Los lodos de perforación no se comportan exactamente como fluidos plásticos de Bingham a bajas velocidades de corte.
- b) Debido a la imposibilidad de medir el esfuerzo de corte inicial a exactamente cero segundos de tiempo de reposo. No obstante lo anterior, el valor de la fuerza de gelatinosidad tiene utilidad como dato comparativo.

La detección de cambios en la viscosidad del embudo nos obligará a hacer pruebas para emplear el tratamiento adecuado a seguir.

#### VII.2.f.- VISCOSIDAD EFECTIVA DE CIRCULACION. (METODO GRAFICO)

En la introducción se dijo que el fluido de perforación puede mostrar diferentes valores de viscosidad en varias partes del sistema de circulación.

Además, la sensibilidad de los cambios en las propiedades viscosas, en la aplicación de los valores de corte varía de acuerdo con las propiedades viscoelásticas de un sistema particular de perforación.

La clasificación general de las velocidades de corte en varias partes del sistema de circulación se sintetizan en la tabla siguiente. Como se puede ver en esta tabla las velocidades de corte de un fluido en circulación - puede clasificarse de  $5 \text{ seg}^{-1}$  (en la presa) a más de  $100,000 \text{ seg}^{-1}$  (en la barrena).

Entonces la viscosidad efectiva de circulación se define como la viscosidad aparente del fluido de perforación a una velocidad de corte dada bajo condiciones dadas de presión y temperatura.

TABLA VII.3.

Clasificación de los valores de corte en un sistema de circulación

Tubería de perforación:	100 - 500 $\text{seg}^{-1}$
Lastrabarreras :	700 - 3000 $\text{seg}^{-1}$
Toberas :	10,000 - 100,000 $\text{seg}^{-1}$
Espacio anular :	10 - 500 $\text{seg}^{-1}$
Presas :	0 - 5 $\text{seg}^{-1}$

La velocidad de corte impartida a una muestra de fluido en un viscosímetro de velocidad variable es expresada en rpm por el rotor basada en la construcción del viscosímetro, la velocidad rpm puede convertirse directamente en velocidad de corte ( $\text{seg}^{-1}$ ) simplemente multiplicando los rpm. por la constante 1.7.

Velocidad de corte ( $\text{seg}^{-1}$ ) = 1.7 x velocidad del viscosímetro. . VII.17

Usando esta ecuación para 300 rpm la velocidad de corte resulta  $510 \text{ seg}^{-1}$ , el cual cae dentro de la clasificación de las velocidades de corte que pueden ocurrir dentro de la tubería de perforación y en el espacio anular.

Para 600 rpm el valor de corte resulta  $1020 \text{ seg}^{-1}$  el cual es representativo del valor de corte dentro de los lastrabarrenas; pero lo que más nos interesa conocer y controlar son las viscosidades del fluido en la barrena (para mejorar los valores de penetración), en el espacio anular (para mejorar la limpieza del agujero) y en las presas (para mejorar la eficiencia de la separación de sólidos).

La viscosidad del lodo encontrado en la barrena puede determinarse por el viscosímetro capilar el cual es utilizado en los laboratorios como herramienta de investigación.

La viscosidad efectiva se podrá obtener mediante la clasificación de los valores por análisis gráficos de datos obtenidos de viscosímetros de velocidad variable o modelos de campo.

**- ANALISIS GRAFICO PARA DETERMINAR LA VISCOSIDAD EFECTIVA.**

El análisis gráfico consiste en dibujar en una gráfica logarítmica 3 x 5 la velocidad del viscosímetro (velocidad de corte) contra la viscosidad aparente, determinando el perfil de la viscosidad efectiva del lodo de perforación.

El procedimiento del análisis gráfico se detalla con el ejemplo siguiente.

- 1.- En la tabla siguiente se dan las lecturas de la escala para un viscosímetro de 6 velocidades para determinada rpm. Si usamos el modelo de dos velocidades tabulamos lecturas a 600 y 300 rpm y también registramos el esfuerzo gel como una aproximación de 3 rpm.

**TABLA VII.4**

Datos hipotéticos del viscosímetro

rpm.	LECTURA DE LA ESCALA
600	38
300	28
200	23
100	17
6	5.5
3	4.5

- 2.- Se convierten los valores de corte de la velocidad rpm del viscosímetro al correspondiente valor segundos recíprocos ( $\text{seg}^{-1}$ ) multiplicando cada rpm por 1.7, tenemos la Tabla VII.5

TABLA VII.5

Conversión rpm a segundos recíprocos ( $\text{seg}^{-1}$ ) velocidad de corte.

rpm	$\text{seg}^{-1}$	Lectura de la escala
600	1020	38
300	510	28
200	340	23
100	170	17
6	10.2	5.5
3	5.1	4.5

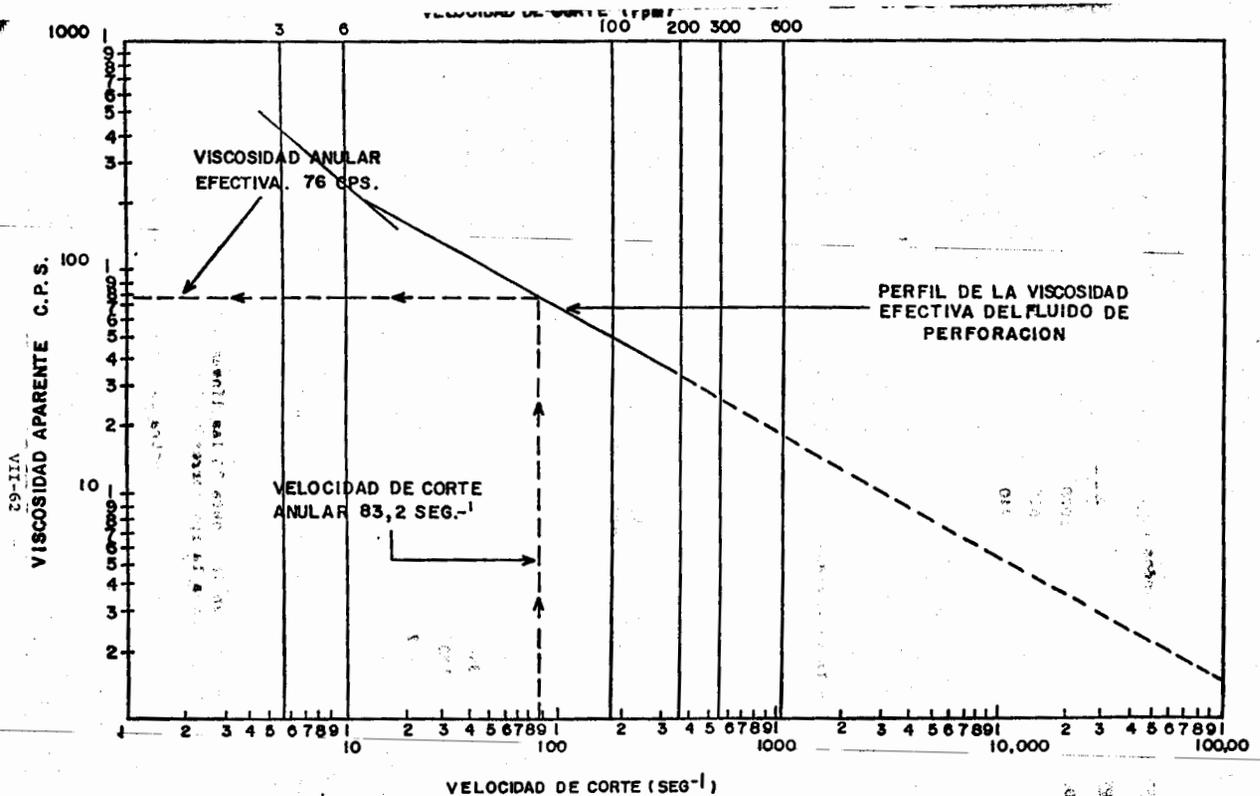
3.- Calcular la viscosidad aparente para cada rpm en el viscosímetro multiplicando las lecturas de la escala por un factor multiplicador, el factor multiplicador se obtiene dividiendo 300 por cada rpm obteniendo de la tabla VII.6.

TABLA VII.6

Viscosidad aparente para cada rpm.

Velocidad de corte rpm.	$\text{seg}^{-1}$	Lectura de la escala	Multiplicador	Viscosidad aparente (C.p.s.)
600	1020	38	0.5	19
300	510	28	1.0	28
200	340	23	1.5	34.5
100	170	17	3.0	51
6	10.2	5.5	50.0	275
3	5.1	4.5	100.0	450

- 4.- En papel logarítmico 3 x 5 colocar en el eje horizontal las velocidades de corte ( $\text{seg}^{-1}$ ) distribuidos de 1 a 100,000  $\text{seg}^{-1}$  y en el eje vertical la viscosidad aparente en centipoises de 1 a 1000 cps. Figura 26.
- 5.- Como se muestra en la figura 26 las líneas verticales van de los segundos recíprocos a la rpm correspondiente en la parte superior.
- 6.- Dibujar los valores de corte contra la viscosidad aparente datos de la Tabla VII.6



DETERMINACION DE LA VISCOSIDAD EFECTIVA ANULAR

FIGURA No. 26

Como se muestra en la figura 26 dibujar la curva a través de los - datos para obtener el perfil de la viscosidad de el fluido de perforación.

- 7.- Usando la ecuación de velocidad de corte encontrado en el párrafo siguiente ( $\text{seg}^{-1}$ ), calcular el valor de corte en el espacio anular en segundos recíprocos para cada sección del espacio anular.

$$\text{Velocidad de corte anular (seg.}^{-1}\text{)} = 2.4 \times V / (D_h - D_p) \dots \text{VII.18}^*$$

Donde:

$$V = \text{Velocidad anular pies/minuto} = 1029.46 \times q / (D_h^2 - D_p^2)$$

$D_h$  = Diámetro del agujero . pulgadas

$D_p$  = Diámetro tubería . pulgadas

Si  $D_h = 8\text{-}1/2$  pg y  $D_p = 4\text{-}1/2$  pg  $q$  bomba = 7 bl /min.

Entonces:

$$V = 138.6 \text{ pies/minuto.}$$

$$\text{Velocidad de corte anular} = 83.2 \text{ seg}^{-1}.$$

- 8.- Con el valor efectivo de la velocidad de corte anular para cada segmento del espacio anular (calculada en el punto 7) entrar al perfil de la viscosidad efectiva y leer la correspondiente a cada valor de corte particular en la figura 26 por lo cual la viscosidad efectiva en el espacio anular para  $8\text{-}1/2$  y  $4\text{-}1/2$  pg = 76 cps.
- 9.- Así como el principal propósito de la construcción del perfil de la viscosidad es para determinar la viscosidad efectiva del fluido de perforación bajo las condiciones del flujo anular, también se puede usar para estimar la viscosidad en la barrena.

Para hacer esto simplemente se extrapola el perfil de la viscosidad de  $100,000 \text{ seg}^{-1}$ . Usando la ecuación para velocidad de corte en la barrena leer la viscosidad efectiva en la barrena en la porción extrapolada en el perfil de la curva de viscosidad.

$$\text{Velocidad de corte en la barrena (seg}^{-1}\text{)} = 72 \times V_n / D_n \dots \text{VII.19}^*$$

donde:

$V_n$  = Velocidad en las toberas. pies/seg.

$D_n$  = Diámetro de las toberas. pulgadas.

Si se construye una curva semejante cuando se está haciendo el lodo y se dibujan valores y esfuerzos de corte en días consecutivos en la misma gráfica o tenemos información práctica, lo primero que veremos

\* Obtenidas de J.J. Azar "Drilling in Petroleum Engineering"

será que los cambios de inclinación de la curva mostrarán los efectos de los sólidos perforados y los sólidos coloidales formados durante la perforación. Así como el fluido se carga de más sólidos la curva se hace plana. Como segundo punto si los problemas de limpieza se observan, entonces se analizará cuanto se incrementa el punto cedente o cuanto se reduce el valor de circulación (sujeto a otros parámetros de perforación) para poder aumentar la viscosidad efectiva. La tercera aplicación será la determinación del efecto de cualquier tratamiento en la viscosidad efectiva del sistema de lodo.

### VII.3.- PERDIDA DE AGUA (FILTRADO)

Los fluidos de perforación son un elemento integral en el programa de perforación, debido a esto, su principal contribución a los progresos en la perforación son la máxima eficiencia manteniendo siempre costos mínimos.

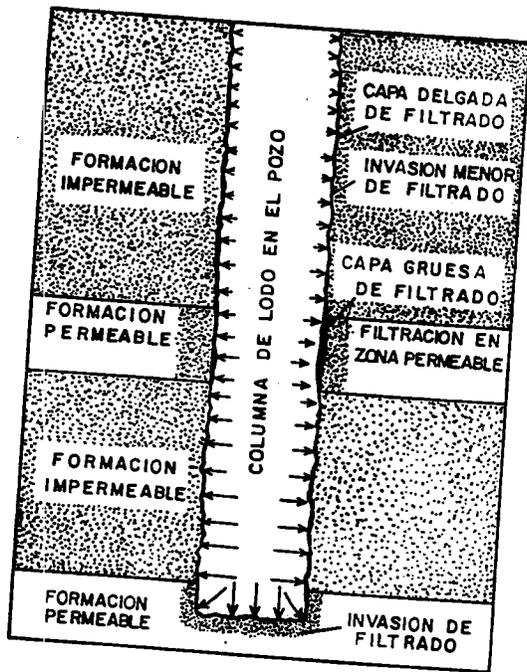
Entre las propiedades principales del fluido de perforación para llegar a su buen cometido, se encuentra el tratamiento para el mantenimiento de la permeabilidad en el enjarre, así como el mantenimiento del filtrado lo más bajo posible para "tener una buena estabilidad del agujero y disminuir la invasión del filtrado", y el daño en los horizontes potencialmente productores.

Los lodos de perforación tienen una habilidad de sellar las formaciones permeables expuestas por la barrena debido a la creación de una delgada capa de lodo en las paredes del agujero denominada "Enjarre", la cual se presentará principalmente en aquellas formaciones que sean permeables, por lo cual requerirá una permeabilidad baja del filtrado en el enjarre para una próspera terminación del pozo. Esto se debe a que la presión de la columna de lodo deberá ser tan grande como la presión de poro de la formación, requerida para prevenir el flujo de los fluidos de la formación dentro del pozo. Consistentemente el lodo invade las formaciones permeables si el enjarre no fué formado. (Ver figura 27).

Para la formación del enjarre, es esencial que el lodo contenga algunas partículas de un tamaño diminutamente pequeño (para el cierre de los poros de la formación). Estas partículas construirán un puente hacia la formación ya que son atrapados en la superficie de los poros, por lo que las partículas finas son las primeras en ser acarreadas al fondo de la formación. La zona taponada en la superficie de los poros comienza a atrapar sucesivamente pequeñas partículas y en pequeños segundos solo líquidos invaden la formación.

A la suspensión de las partículas finas que entran al enjarre de la formación y que al momento se estabiliza se le conoce como "Filtrado Primario". Y al líquido que entra subsecuentemente se le conoce como "Filtrado del lodo".

La pérdida de agua del fluido de perforación tiene una relación directa en: el ritmo de penetración, problemas de agujeros en áreas de lutitas de lesnables, en daño a formaciones débiles y problemas de pegaduras en zonas permeables. Todos estos factores pueden tener gran impacto económico, es por esto que se deberán tratar con cuidado en el campo. Tomando extremas precauciones se evitan problemas en el pozo que pueden resultar



LAS FLECHAS INDICAN  
 EL AUMENTO DE LA PRE-  
 SION HIDROSTATICA CON  
 LA PROFUNDIDAD.  
 SE ACUMULA EL FILTRA-  
 DO EN LAS FORMACIONES  
 PERMEABLES.

PENETRACION DEL FILTRADO EN  
 EL ENJARRE DEBIDO A LA  
 COLUMNA DE LODO

**FIGURA No. 27**

en prolongados y costosos trabajos, así como demasiado tiempo empleado en la perforación,

Como el fluido de perforación en el pozo puede estar en estado dinámico - (mientras se perfora) o en estado estático (sacando o metiendo tubería), la pérdida de agua del fluido en la formación ocurre en ambas condiciones. Las condiciones estáticas han sido estandarizadas por el API y se efectúan a diferentes temperaturas y presiones. También pruebas de laboratorio en estado dinámico han sido idealizadas. Una técnica práctica que simule realmente el estado dinámico en pozos perforados no ha sido desarrollada.

Las pérdidas de agua estática es por definición el estado fijo frente a una formación permeable a través de un medio filtrante (enjarre).

El valor de la pérdida de agua del fluido estático está descrito y gobernado por la ley de flujo de Darcy a través de un medio poroso, modificada para incluir los efectos de filtración a través del enjarre.

- TEORIA DE LA FILTRACION ESTATICA. (Ley de Darcy)

Si una unidad de volúmen de una suspensión estable de sólidos se filtra hacia una estructura permeable se tiene que:

$X$  = Volúmen de filtrado que entra .

$I - X$  = Volúmen de enjarre (sólidos + líquido) que se depositará sobre la estructura.

$Q_c$  = Volúmen de enjarre

$Q_w$  = Volúmen de filtrado

Por lo tanto:

$$\frac{Q_c}{Q_w} = \frac{I - X}{X} \dots \dots \dots \text{VII.20}$$

Ahora si se toma una porción de formación o estructura permeable, se tendrá que el espesor se expresa como:

$$h = \frac{I - X}{(X \cdot A)} Q_w \dots \dots \dots \text{VII.21}$$

Que será el espesor que tiene la estructura en una determinada área por un cierto tiempo de filtración. (Ver figura 28).

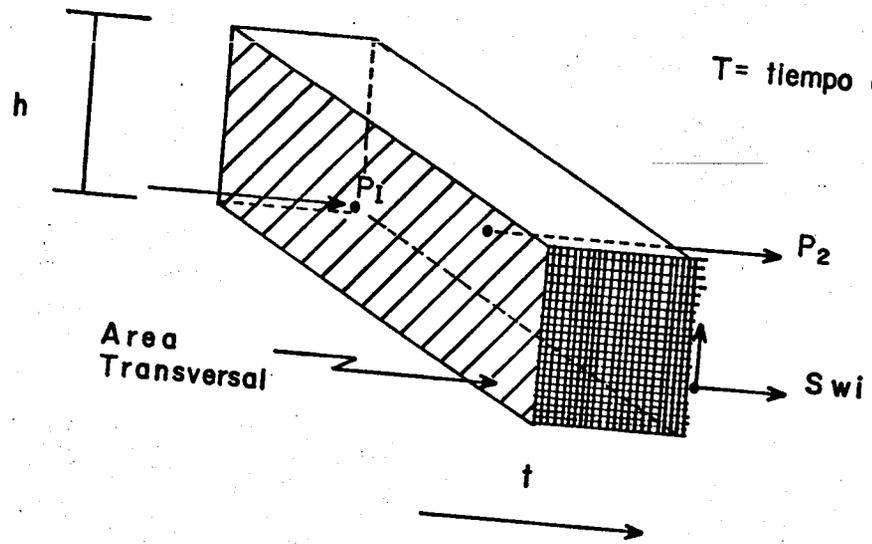
Ahora si se sabe que la ecuación de darcy para condiciones estáticas es:

$$\frac{dV}{dt} = \frac{k P A}{\mu h} \dots \dots \dots \text{VII.22}$$

En las cuales:

$k$  = Permeabilidad (darcies)

VII-67



SECCION TRANSVERSAL DEL ENJARRE

FIGURA No. 28

P = Presión diferencial ( $P_1 - P_2$ ) (atmósferas)

$\mu$  = Viscosidad de el filtrado (centipoises)

h = espesor (centímetros)

v = Volúmen filtrado ( $\text{cm}^3$ )

t = tiempo (segundos)

A = Area transversal del enjarre

Donde si se substituye la ecuación VII.21 en VII.22 se tendrá:

$$\frac{dv}{dt} = \frac{k (P_1 - P_2)}{\mu Q_w} \times \frac{x (A^2)}{1-x}$$

$$dv = \frac{k (P_1 - P_2) (A^2)}{\mu Q_w} \times \frac{x}{1-x} dt$$

$$v = \frac{2k (P_1 - P_2) (A^2)}{\mu Q_w} \times \frac{x}{1-x} t$$

Donde  $V = Q_w$  = Volúmen filtrado y substituyendo.

$$Q_w^2 = \frac{2k (P_1 - P_2) (A^2)}{\mu} \times \frac{x}{1-x} t$$

$$Q_w^2 = \frac{2k (P_1 - P_2) x (A^2)}{\mu (1-x)} t$$

Por lo tanto:

$$Q_w^2 = \frac{\text{Volúmen de Filtrado}}{\sqrt{t}} = \frac{2k (P_1 - P_2) x (A^2)}{(1-x) \mu} \dots \text{VII.23}$$

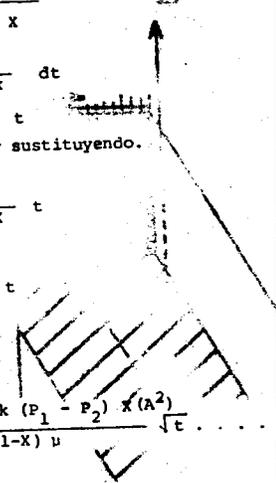
$$Q_w = C \sqrt{t} \dots \text{VII.24}$$

Que es la ecuación fundamental que gobierna la filtración bajo condiciones estáticas.

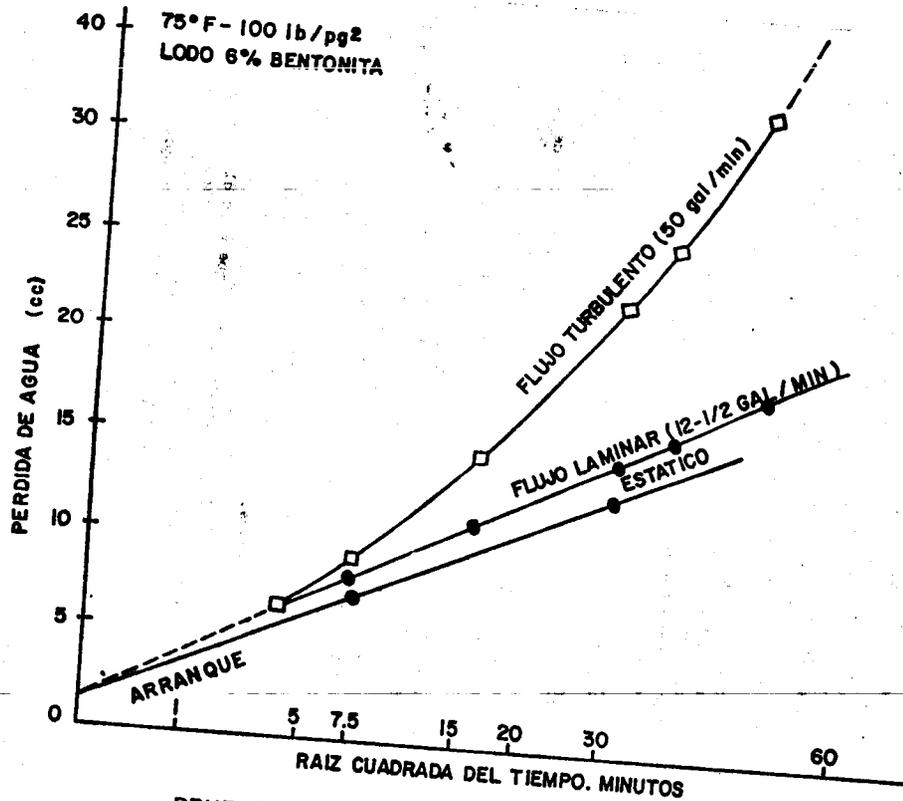
Esta ecuación no considera o predice las pérdidas en la formación antes de que se forme el enjarre; las pérdidas de agua en estado fijo a través del enjarre incluirá el volúmen total del filtrado reportado. Las pérdidas de agua en estado dinámico llegan a ser similares a las pérdidas de agua en estado estático, pero ligeramente más altas mientras se forma el enjarre. (ver figura 29)

Si el régimen de flujo es turbulento el enjarre puede ser simultáneamente desgastado a medida que se forma; valor que no se puede predecir precisamente.

L = ... b



69-11A



PRUEBAS DE PERDIDA DE AGUA DINAMICA-ESTATICA

FIGURA No. 29

Esta situación se presenta con más probabilidad alrededor de los lastra-barrenas y estabilizadores dependiendo del gasto de circulación; ya sea que el régimen de flujo sea laminar o turbulento, precedir las pérdidas de agua dinámicas es más complicado por la acción del desgaste, provocado por la rotación de la sarta y el enjarre. La figura 29 muestra la diferencia entre las pérdidas estáticas y dinámicas de un fluido con 6 ¢ (21 lb./barril) de bentonita a 75° F y 100 lb./pg<sup>2</sup> de presión diferencial.

Tomando en cuenta lo anterior, la medida de la pérdida de agua es una manera práctica de campo y puede usarse como un indicador cualitativo para prevenir y evitar problemas de perforación en una área dada. A través de procesos de ensaye y error se pueden establecer límites máximos en las propiedades de pérdida de agua en arenas, en lutitas desesnables, donde altos valores de filtrado resultan en daños a formaciones, atascamientos y dificultades en la evaluación de algunas formaciones.

En algunas áreas el nivel crítico de filtración se define por medio de pruebas API a temperatura ambiente y presión diferencial de 100 lb/pg<sup>2</sup>, pero resultaran más exactas si se efectúan a condiciones API de 300°F y 500 lb/pg<sup>2</sup> o bien simulando las condiciones promedio de temperatura y presión que existan en la formación de interés.

### VII.3.a. FACTORES QUE AFECTAN LA PERDIDA DE AGUA.

#### 1.- TEMPERATURA.

El efecto de alta temperatura en la pérdida de agua de un lodo de perforación, ocasiona una reducción en la viscosidad del componente líquido - lo que aumenta la pérdida de agua (ley de Darcy), la temperatura disminuye la efectividad de los reactivos empleados para disminuir la filtración.

El incremento de la pérdida de agua, debida a la disminución de la viscosidad del filtrado será un incremento demasiado palpable en formaciones permeables. El efecto de temperatura sobre la interacción de los sólidos y de los reactivos químicos empleados es evidente aún para pruebas de baja presión y temperatura, razón por lo cual, los resultados obtenidos deberán de reportarse a la temperatura en que se hizo el análisis.

Las limitaciones a alta temperatura de varios aditivos son propiedades físicas, inherentes de los mismos, los cuales limitan su aplicación a los sistemas de lodo formulados.

Se ha diseñado un equipo, llamado Consistómetro, que mide el espesamiento relativo que sufre el lodo por acción de la temperatura tomando como punto final de la prueba la consistencia de un aceite de viscosidad conocida que considerada alta para un lodo y que por lo mismo es impropio para la perforación.

#### - PROCEDIMIENTO DE MEDICION DEL CONSISTOMETRO.

El lodo se coloca en una celda en la que se encuentra un cilindro de fierro en su interior, sujeto a la acción de un campo magnético formado por dos bobinas, una superior y otra inferior, que accionan a un cierto intervalo.

lo de tiempo y producen un movimiento ascendente y descendente del cilindro; al espesarse el lodo, el movimiento se vuelve más lento y por medio de un sensor se envía una señal al elemento de medición, que lo compara con el intervalo de trabajo de las bobinas, obteniéndose como resultado un milivoltaje, el cual se amplifica y se recibe en un registrador de dos canales. La señal de espesamiento del lodo se grafica conjuntamente con la temperatura y al llegar al valor obtenido con el aceite de calibración, se lee la temperatura y se reporta como índice de estabilidad.

También se efectúa otra prueba similar sometiendo el lodo a una temperatura, durante un intervalo de tiempo y observando el cambio en la consistencia; esta determinación se denomina grado de estabilidad y se reporta como el tiempo que el lodo se mantiene con una consistencia menor que la de calibración de un aceite newtoniano de 200 cp de viscosidad.

## 2.- TIPO Y TAMAÑO DE LAS PARTICULAS.

La permeabilidad del enjarre, depende del tamaño de las partículas, distribuidas en el lodo y de sus condiciones electroquímicas. En general, entre mayor sea el número de partículas con propiedades coloidales que existan en el lodo, la permeabilidad del enjarre disminuirá. La presencia de sales solubles en el lodo incrementa rápidamente la permeabilidad del enjarre, pero los coloides orgánicos disminuyen la permeabilidad del enjarre frente a soluciones saturadas de sal. Aunque la permeabilidad del enjarre decrece muy poco, ya que al disminuir el tamaño de las partículas se dispersan los agregados de las arcillas.

Para obtener un enjarre con la menor permeabilidad, la distribución del tamaño de las partículas submicrométricas es esencial con objeto de taponar los poros de mayor tamaño y los intersticios entre las partículas grandes depositadas en los poros de tamaño mediano. El control de la pérdida de agua en el filtrado del fluido de perforación por la distribución del tamaño y tipo de las partículas requiere una concentración de sólidos que pudiese afectar el valor de la velocidad de penetración y las propiedades de flujo.

De el numeroso tipo de partículas presentes en el fluido de perforación, son las de la bentonita, cuya construcción de capas planas que son capaces de absorber agua, quedan distribuidas uniformemente en la deposición del enjarre auxiliando a reducir la permeabilidad y evitando el paso del filtrado.

Los polímeros ayudan a evitar el endurecimiento y adelgazan el enjarre por el resbalamiento de las partículas de bentonita y también por la acción de taponeo debido a su propia longitud de cadena.

La adición de aceite emulsionado y partículas dispersas de gilsonita (Gilsonita, mineral bituminoso que se utiliza para reducir la densidad, ya que es material de baja densidad), ayudan a una mejor distribución de partículas en el filtrado reduciendo su permeabilidad.

Por otro lado la perforación de sólidos de gran tamaño, pueden crear desigualdad en el espesor del enjarre y aumentar su permeabilidad.

### 3.- TIEMPO

La relación entre la pérdida de agua del fluido y el tiempo está expresado por:

$$Q = C \sqrt{T} + \text{Pérdida inicial} \dots \text{VII.25}$$

Donde:

Q = Volumen del filtrado

T = Tiempo

C = Constante (Que depende de las unidades usadas)

Esta ecuación se dedujo anteriormente, ya que es la ecuación que gobierna la filtración bajo condiciones estáticas.

En esta ecuación, se ve que el volumen del filtrado es una función del tiempo, en caso de que los factores permanezcan iguales, la pérdida total de fluido será una función de la pérdida inicial mas la raíz cuadrada del tiempo de filtración bajo condiciones estables. Para sistemas de lodos que tengan cero de pérdida inicial el volumen de filtrado dependerá directamente de la raíz cuadrada del tiempo, es decir el filtrado será doble cuando el tiempo es el cuádruplo, siendo característica de un lodo disperso, pero nunca se presenta para sistemas de lodo de bajo contenido de sólidos y no dispersos.

El volumen recolectado en el filtro -prensa en un período de 30 minutos, es la pérdida de agua standar. La ecuación VII.25 indica que el volumen filtrado es proporcional a la raíz cuadrada del período de tiempo empleado, es decir el filtrado recolectado después de 7.5 minutos en el filtro prensa, es alrededor de la mitad recolectado en 30 minutos. Por lo tanto es una práctica común tomar dos veces el volumen recolectado en 7.5 minutos como la pérdida de agua API en 30 minutos cuando la capacidad del dispositivo empleado sea menor que el volumen total. A menudo se observa que el filtrado inicial es elevado, antes de que la porosidad y permeabilidad del enjarre se establezcan, por lo tanto en este caso se puede usar la siguiente ecuación para determinar la pérdida de agua API standar.

$$Q_{30} = 2 ( Q_{7.5} - Q_s ) + Q_s \dots \text{VII.26}$$

siendo  $Q_s$  el volumen de agua inicial (spurt loss) que se determina con la ecuación  $C \sqrt{T} + \text{pérdida inicial}$ , junto con la ecuación de la Teoría de la Filtración estática vista anteriormente (Ec. No. VII.24).

### 4.- PRESION

En una formación el factor que gobierna la relación presión-filtrado es la compresibilidad del enjarre.

El enjarre formado por la pérdida de agua del fluido de perforación muestra un amplio rango de compresibilidades, dependiendo de la naturaleza

y tamaño de los sólidos y el tipo del lodo que se esté usando. Por lo tanto la relación de la raíz cuadrada no es una descripción real de los efectos de la presión en la pérdida de fluido en el lodo, resultando dos tipos de enjarres.

- ENJARRES COMPRESIBLES.- Se volverán compactos a medida que la presión diferencial aumente, ocasionando una reducción de la permeabilidad del enjarre la cual reducirá el valor de la filtración a través del enjarre. (Ver figura 30).

- ENJARRES INCOMPRESIBLES.- Pasan por insignificante reducción de la permeabilidad con incrementos de la presión diferencial; por lo tanto, la pérdida de fluido se incrementará con el incremento de la presión diferencial. (Ver figura 30).

La figura 30 muestra varias pruebas de diferentes muestras para determinar el tipo de enjarre.

Debido a la forma de las partículas de la bentonita, ocasiona que el enjarre sea más compresible. Por otro lado, fluidos de perforación cargados con sólidos perforados y barita mostrarán menos compresibilidad. Por esta razón es esencial que el contenido de sólidos en un fluido de perforación sea valorado en términos de sólidos perforados de baja densidad, de alta densidad y arcilla bentonítica.

Una prueba práctica para observar los efectos de la presión en la compresibilidad en el enjarre y la pérdida de fluido de un lodo de perforación puede hacerse en el campo usando un aparato de filtrado alta temperatura - alta presión (HT-HP).

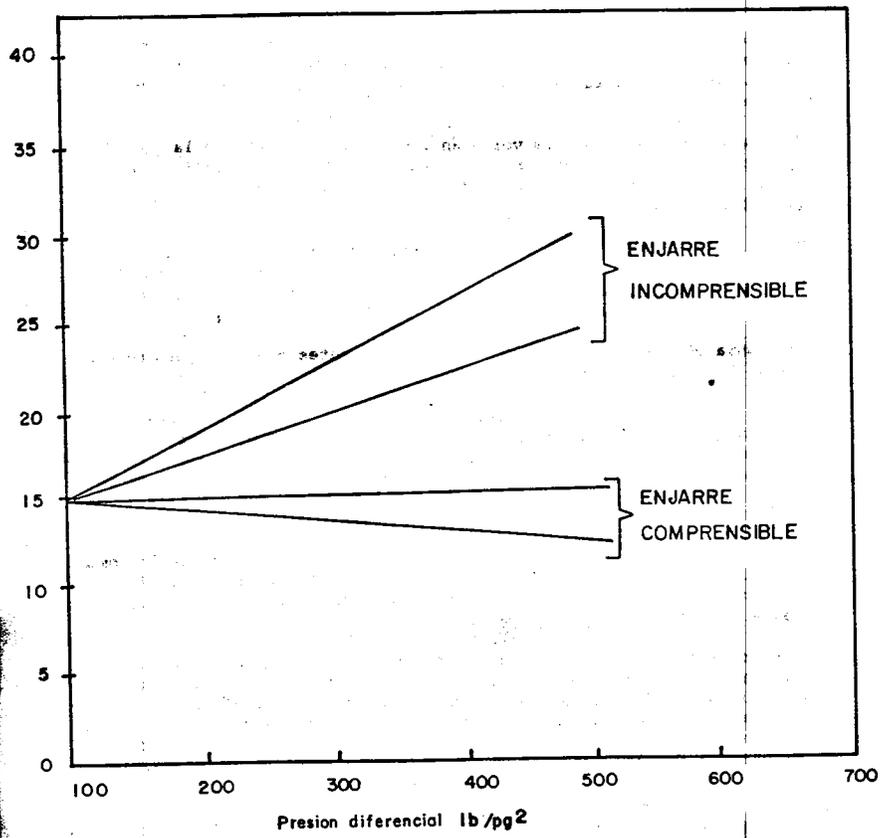
El procedimiento se simplifica verificando la pérdida de fluido de dos muestras de lodo a la misma temperatura y una al doble de presión. Una disminución en la pérdida de fluido al aumentar la presión indicará un enjarre compresible debido a su propio control de sólidos y a la concentración de bentonita. Un brusco incremento en la pérdida de fluido al aumentar la presión indicará un enjarre relativamente incompresible, ya sea debido a alta concentración de sólidos o debido a la falta de bentonita en el lodo de perforación.

#### VII.3.b.- MEDIDA DE LA PERDIDA DE FLUIDO EN EL CAMPO.

La velocidad de filtración se controla generalmente por las 2 razones siguientes:

- a) Para el control del enjarre depositado en las formaciones permeables en su espesor y sus características principales.
- b) Para limitar el filtrado total que entra a las formaciones subsuperficiales.

Métodos básicos de medición de la velocidad de filtración:



PRUEBA DE PRESION PARA COMPRESIBILIDAD DEL ENJARRE

FIGURA No. 30

1.- PRUEBAS DE FILTRACION ESTATICA.

Dan una indicación de la pérdida de líquido y la capacidad del lodo para la formación del enjarre, siempre y cuando el fluido de perforación no tenga movimiento, donde el volumen del filtrado y el espesor del enjarre se incrementan en proporción directa a la raíz cuadrada del tiempo.

- 2.- PRUEBAS DE FILTRACION DINAMICA.- Representan la pérdida de fluido -- cuando el lodo de perforación se encuentra circulando a través del agujero, la superficie del enjarre se encuentra sujeta a una constante erosión. Mediante ensayos de laboratorio se ha medido que el gasto del líquido filtrado tiende a ser igual al gasto de erosión del espesor del enjarre, en el campo aún no se ha podido determinar.

1.- PRUEBAS DE FILTRACION ESTATICA EN EL CAMPO.

Como se mencionó anteriormente la medida de campo de la pérdida de fluido de un fluido de perforación es una medida estática (debido a que las pruebas dinámicas son función del tiempo y se requiere equipo especial), que se realiza a temperatura ambiente y 100 lb/pg<sup>2</sup> de presión diferencial o a temperatura elevada o bien como se indicó anteriormente a alta presión y temperatura (300°F y 500 lb/pg<sup>2</sup>).

Algunas medidas en el campo pueden resultar engañosas:

- Una de ellas es que el recortar el tiempo requerido a 7.5 minutos, se toma la pérdida de fluido como de 30 minutos API.
- Otra es que al duplicar el filtrado colectado en los mismos 7.5 minutos también se duplica la pérdida inicial, resultando por lo tanto un dato erróneo ya que será mayor que la pérdida de fluido API para un sistema no disperso.
- Otro factor que invalida la relación directa del volumen del filtrado con la raíz cuadrada del tiempo, es que hay un volumen (Hold-up) del filtrado requerido para llenar el resquicio entre el lado de baja presión del aparato y el extremo del conducto del drenaje. Este pequeño pero significativo volumen es llenado con filtrado y no se colecta en el cilindro graduado, por lo tanto al duplicar el filtrado de 7.5 minutos da una indicación engañosa más baja que la real pérdida de fluido API de 30 minutos.

En la tabla VII.7 vemos los errores y las causas de error al duplicarse el volumen del filtrado de 7.5 minutos.

- Otra práctica con cierta deficiencia, es confiar solo en los valores de la pérdida de fluido a baja temperatura relativos a la pérdida de fluido en las paredes del pozo. Como se ve en la Tabla VII.7 los resultados de alta presión y temperatura son radicalmente diferentes a los de baja temperatura API. En el pozo la obtención del filtrado debe tomarse rutinariamente a la temperatura y presión que se aproxime a la de las condiciones del fondo.

TABLA VII.7

ERRORES DE CAMPO EN EL REPORTE DE FILTRADO A P I AL DUPLICAR EL VOLUMEN DEL FILTRADO DE 7.5 MINUTOS

Tipo de LODO	Densidad del lodo lb/gal.	Vol. en 7.5 min. cm <sup>3</sup>	Doble del volumen cm <sup>3</sup>	Volumen en 30 min. cm <sup>3</sup>	Causas de la discrepancia
LSNDP	-	9.0	18.0	15.0	1.5 cm <sup>3</sup> filtrado inicial.
LSNDP	-	12.0	24.0	20.0	2.0 cm <sup>3</sup> filtrado inicial.
LSNDP	13.3	4.8	9.6	10.2	Filtrado inicial.
Disperso	15.7	0.8	1.6	2.6	- 0.5 cm <sup>3</sup>
LSNDP	15.9	2.8	5.6	6.6	Filtrado inicial y posible efecto del tamaño de las partículas.
LSNDP	16.8	1.6	3.2	5.6	Principalmente efecto del tamaño de las partículas.

9/111

LSNDP = Lodo lignosulfonato no disperso

TABLA VII.8

COMPARACION DE BAJA TEMPERATURA API CONTRA PERDIDA  
DE AGUA, ALTA TEMPERATURA-ALTA PRESION

TIPO DE LODO	DENSIDAD DEL LODO LB/GAL	FILTRADO API A 30 MIN/CM <sup>3</sup>	300°F Y 500 LB/PG <sup>2</sup> FILTRADO A 30 MIN CM <sup>3</sup>
LSNDP	10.7	8.2	34.4
LSNDP	11.0	5.8	24.0
LSNDP	14.9	11.0	62.0
LSNDP	15.9	6.6	48.8
LSNDP	16.0	5.0	37.6
LSNDP	17.8	7.4	44.0

1.a) PERDIDAS DE AGUA ESTATICA CON PRUEBAS A BAJA TEMPERATURA API

La figura 31 muestra el modelo de filtro prensa de laboratorio de 6 celdas manufacturado por Baroid. La figura 31 muestra el equivalente filtro prensa de 4 celdas manufacturado por Fann. Como se puede ver de las partes de los dos filtros prensa el modelo Fann tiene el cedazo montado en la base de la celda de presión con ranuras maquinadas que facilitan sacar el filtrado y minimizar el volumen obtenido. ("Hold - Up").

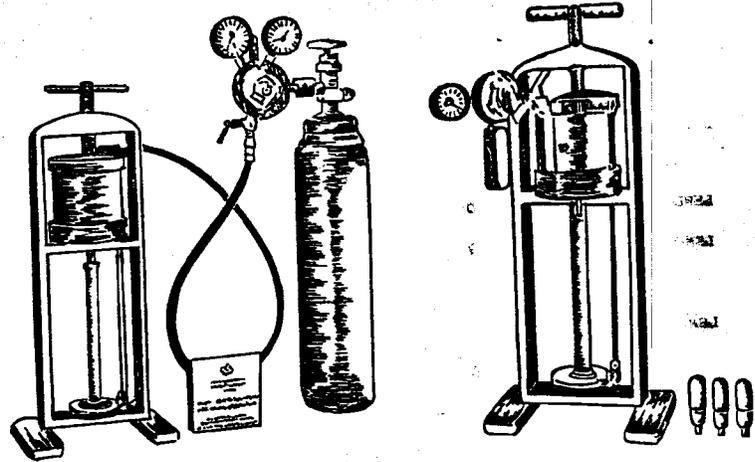
También encontramos en el campo modelos pequeños que tienen la mitad del área que los filtros API normales. El volumen del filtrado de estos filtros pequeños se multiplica por dos para compensar la diferencia de área si se operan únicamente 7.5 minutos.

1.b) PERDIDAS DE AGUA ESTATICA CON PRUEBAS API ALTA TEMPERATURA - ALTA PRESION ( HT - HP).

El equipo de prueba y los procedimientos para determinar pérdida de fluido a alta temperatura - alta presión se describen en el boletín API-RP-13.

La figura 32 muestra un filtro prensa HT - HP en operación. Aquí lo que se tomará es la presión diferencial que actúa de la parte superior a la celda de recolección lo que dará el siguiente resultado.

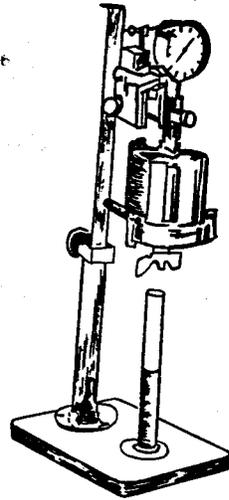
Presión parte superior > Presión celda de recolección.



Modelo ( Baroid )

FILTRO PRENSA API BAJA TEMPERATURA

FIGURA No. 31



Modelo (Fann)

FILTRO PRENSA API BAJA TEMPERATURA

API HP-III

FIGURA No. 31

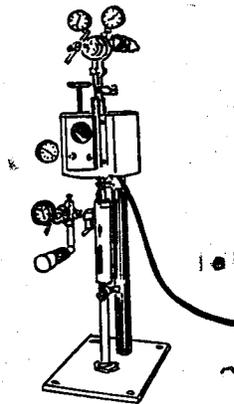
VII-79

Algunos de los factores importantes acerca de la operación de un filtro -- prensa HP-HT es que la celda de recolección está presurizada para evitar golpes o evaporación del filtrado si la temperatura de operación es arriba de 200°F. También se debe recordar que dentro de la seguridad resisten una presión máxima de trabajo de 1000 lb/pg<sup>2</sup>. Las celdas están construidas de manera que el área de la sección transversal es la mitad de la celda de baja temperatura API.

Por lo tanto el volúmen del filtrado de los filtros HP - HT debe multiplicarse por dos, la temperatura y la presión de la prueba debe reportarse junto con el volúmen de filtrado corregido.

A temperatura arriba de 200°F es correcto usar dos papeles filtro para evitar la rotura del mismo, esta práctica no afecta los resultados de la prueba.

$$2 \times (\text{Volumen de filtrado HP-HT}) = \text{Volumen de Filtrado Verdadero}$$



FILTRO PRENSA API HP-HI (BAROID)

FIGURA No. 32

### VII.3.c. CONTROL DE LA PERDIDA DE AGUA (FILTRADO)

Se sabe que la pérdida de agua muy baja es perjudicial para los valores de penetración y la pérdida de fluido muy alta es perjudicial para estabilizar el agujero. Además debemos entender que cualquier material agregado al fluido de perforación para controlar la pérdida de agua afectará las propiedades del flujo y otras características; según lo anterior, las propiedades más deseables de pérdida de agua son alta pérdida al inicio de la perforación y baja pérdida al final; por lo que para obtener alta pérdida de agua inicial se requiere un sistema de lodo no disperso con el menor contenido de sólidos, y para la baja pérdida de fluido final se hará agregando los materiales requeridos.

Un factor que hay que vigilar son las especificaciones API para la bentonita, ya que el valor máximo de pérdida de agua en una prueba a baja temperatura deberá ser  $13.5 \text{ cm}^3$  en 30 minutos para lodos con concentraciones de 21 lb/gal. Una gran mayoría de las bentonitas actualmente dan valores de filtrado de 8 a  $10 \text{ cm}^3$ .

En medio de numerosos agentes para el control de pérdida de agua la bentonita es lo mejor, ya que además de contener el tamaño natural más favorable, ayudan a formar enjarres más compactos y compresibles.

La presencia de contaminantes afectarán la compactación del enjarre y se reducirán las propiedades de pérdida de agua, de cualquier modo, bentonita pre-hidratada o seca todavía ayuda en el control de pérdidas de agua en lodos de alta salinidad, proporcionando un tamaño adecuado de enjarre aunque este sea menos permeable. Cuando se perforen formaciones bentoníticas también necesitamos establecer un adecuado control de filtrado, dado que la arcilla de la formación se hidratará al contacto de la fase líquida del lodo.

En formaciones permeables, las propiedades de filtración serán controladas para prevenir gruesos enjarres, lo que provocaría una excesiva reducción del diámetro del agujero. Además, gruesos enjarres causan que la tubería de perforación se pegue por un mecanismo llamado "Pegadura Diferencial". Este fenómeno ocurre cuando parte de la sarta de perforación se asienta contra el costado del agujero en un tiempo determinado y erosione parte del enjarre. Cuando la rotación de la tubería es detenida, la sección de la tubería en contacto con el enjarre es aislada de la presión de la columna de lodo y es sujeta a la presión de poro del enjarre. Esta presión diferencial creada puede ser lo suficientemente grande para sostener el inicio del movimiento. Algunas ocasiones la tubería puede ser liberada mediante la colocación de aceite alrededor de la sección pegada, pero si el procedimiento se frustra se procederá con un trabajo de pesca o bien una desviación del agujero podrá ser la solución. El peligro de una pegada de tubería puede ser reducido utilizando un lodo que proporcione un enjarre delgado y a la vez firme pero manteniendo lo más bajo posible la densidad del lodo así como disminuyendo la presión diferencial por la adición de un lubricante al lodo reduciendo la adhesión entre la tubería y el enjarre.

Las pegaduras de tubería rara vez son observadas cuando se tienen lodos base aceite en el agujero ya que ellos proveen delgados enjarres y excelentes cualidades de lubricación.

Las buenas propiedades de filtración son sólo necesarias cuando se perforan arenas inconsolidadas, las cuales se desplomarán a menos que sean protegidas por la rápida formación de un enjarre.

La productividad también será reducida al aumentar el filtrado y debido principalmente a los siguientes mecanismos:

Primero, la permeabilidad de la roca del yacimiento se reducirá por la hinchazón de las arcillas cuando se encuentran en contacto con el filtrado de invasión o por la dispersión y transporte de estas arcillas u otras partículas puras. Las partículas hasta ahora transportadas son subsecuentemente llevadas en el canal de flujo y en gran parte reducen la permeabilidad de la roca.

Segundo, la presión de algunos yacimientos es lo suficientemente grande como para manejar todo el filtrado de los poros de la roca cuando el pozo se encuentra en producción. El filtrado que queda en los poros reduce los espacios disponibles para el flujo de aceite y gas, ésta causa es conocida como "Bloque de Agua". Por lo tanto no hay que olvidar que un control efectivo de las pérdidas de fluido en el campo dependerá en gran parte del apropiado control de sólidos.

#### VII.3.d.- POLIMEROS USADOS PARA EL CONTROL DE LA PERDIDA DE AGUA.

Estos trabajan principalmente por encadenamiento de partículas de bentonita y aberturas entre las plaquetas de la misma, taponando los poros. Al tener una combinación de bentonita - polímeros, los enjarres se hacen tersos, delgados, flexibles y de baja permeabilidad. Sin embargo hay polímeros con efectos diferentes, tales como el aumento en las propiedades de viscosidad del lodo, así como el cambio en los límites de tolerancia de temperatura.

Algunos dispersantes que ayudan al control de la pérdida de agua trabajan neutralizando las cargas en el filo de las partículas de bentonita permitiendo una compactación paralela con las partículas del enjarre, dividiendo las partículas en tamaños menores que reducen la permeabilidad del enjarre. Sin embargo al hacer esto, el filtrado inicial se reduce a cero - afectando el valor de la penetración. Algunos dispersantes son parcialmente solubles y por lo tanto contribuyen al control de la pérdida de agua produciendo efectos de taponamiento. Los dispersantes simultáneamente bajan las propiedades de viscosidad del lodo y pueden necesitar la adición de suplementos viscosos para balancear este efecto.

La concentración del tratamiento de dispersantes dependerá del contenido total de sólidos en el lodo, así como de las características de la formación en una área dada si se pueden determinar realmente. Los materiales que deben agregarse para el control de la pérdida de agua y sus concentraciones dependerán del sistema de fluido de perforación en uso, de los efectos de los aditivos en otras propiedades del lodo y de la concentración de sólidos perforados en el sistema.

Finalmente se recomienda que la prueba HT - HP de pérdida de fluido se corra rutinariamente en áreas donde haya problemas en el agujero con objeto de tener la mejor base para dar la decisión en la solución del problema.

#### VII.4.- CONTENIDO DE SÓLIDOS

En un fluido de perforación, los sólidos en suspensión, son en esencia - las células que forman su sistema circulatorio, por lo que el contenido de sólidos en un fluido de perforación es la propiedad más importante que debe de controlarse.

En la práctica los sólidos de perforación pueden encontrarse de dos diferentes maneras:

- Sólidos Agregados desde la Superficie.
- Sólidos Agregados por la Formación.

- SÓLIDOS AGREGADOS DESDE LA SUPERFICIE. El tipo y cantidad de sólidos - agregados al fluido de perforación desde la superficie en cantidades - controladas son uno de los puntos más importantes en el control de un fluido de perforación, ya que de ellos dependerán todas las propiedades importantes que se han mencionado anteriormente (densidad, viscosidad y pérdida de agua); es por esto la importancia que la cantidad y el tipo de sólidos sea controlada con eficiencia para poder alcanzar los objetivos de la perforación.

Entre los sólidos agregados se encuentran principalmente los "Aditivos químicos" que con su naturaleza, propiedades viscosas y actividad iónica, tendrán un papel importante en el equipo mecánico para remover sólidos así como un mejor control de los sólidos perforados contenidos en el sistema de circulación.

Refiriéndose a los aditivos químicos tales como, polímeros de revestimiento, que ayudan a preservar las partículas perforadas de la desintegración y por lo tanto mejoran la eficiencia de acarreo hacia la superficie de los sólidos perforados.

En ocasiones se utilizan también aditivos dispersantes, que en caso contrario al de preservar las partículas perforadas, retienen y dispersan los sólidos perforados creando sólidos finos que no podrán ser removidos por equipo mecánico, por gravedad o por disolución.

En cuanto a las propiedades viscosas, una alta viscosidad va a impedir la efectividad de la remoción de sólidos por medios mecánicos o químicos y por lo tanto también evitará el asentamiento de las mismas.

La actividad iónica cuando es mantenida retardará la hidratación de los sólidos perforados que puedan ser activos con el fluido de perforación y la remoción en la superficie es efectiva.

- SÓLIDOS AGREGADOS POR LA FORMACION. Son los sólidos generados por el trabajo de la barrena y retenidos en el lodo, son indeseables ya que - afectan adversamente las propiedades primarias del fluido y necesitan la frecuencia y aumento de tratamientos en el sistema de circulación.

La naturaleza de los sólidos perforados que deben retenerse en suspensión por un fluido de perforación pueden variar de partículas reactivas de bentonita a granos de arena inerte. Estas partículas ya sea hidratadas y dispersas en el fluido de perforación se podrán encontrar:

a) Mecánicamente o químicamente suspendidas para un determinado trabajo.

b) Convertidas en muy pequeños tamaños para formar suspensiones coloidales y así no ser separados del fluido al circular a la superficie.

Los más comunes y perjudiciales contaminantes del fluido de perforación son los sólidos generados por la barrena. Pruebas de campo para determinar el contenido total de sólidos y la clasificación de estos sólidos en varios tipos se explica en seguida. Sin embargo si ejecutamos con cuidado y evaluamos correctamente los resultados de las pruebas de campo en el contenido de sólidos será suficiente como para determinar las causas de los problemas de lodo y los pasos necesarios para corregir la situación que se presente.

Debido a los efectos adversos en la pérdida de agua, la viscosidad y la densidad en un lodo de perforación, los sólidos perforados retenidos en el lodo reducen drásticamente el ritmo de la perforación aumentando el peligro de pegaduras de tubería y otros problemas y por lo tanto aumentan los costos de la perforación.

#### VII.4.a.- MEDIDA DE SOLIDOS EN EL CAMPO

La medida en el campo del contenido total de sólidos está dirigido a determinar el contenido de arena y el contenido de partículas de bentonita. Estos datos deben ser evaluados en conjunto con la densidad del lodo, el análisis del filtrado y en el cálculo del aumento de partículas de bentonita, barita y sólidos de baja densidad presentes en el lodo.

##### I.- CONTENIDO DE ARENA.

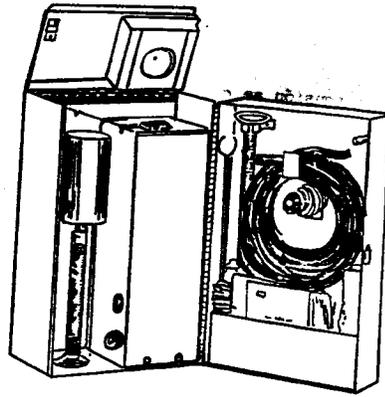
La arena contenida en un fluido de perforación es medida en por ciento de partículas de arena que son retenidas en una malla No. 200. Esta medida nos dará una indicación para el tratamiento que se dará al fluido de perforación y nos hará una evaluación de la eficiencia del equipo de control de sólidos y el procedimiento de su operación. Esta medida es hecha con muestras de lodo tomadas en la línea de flujo o en la presa de succión indicando el porcentaje de partículas de arena que circulan a la superficie y sirviendo para checar la efectividad de la remoción de sólidos.

El contenido de arena en la muestra de la presa de succión, debe ser casi nulo, de lo contrario estos sólidos volverán a la circulación y alcanzarán tamaños coloidales.

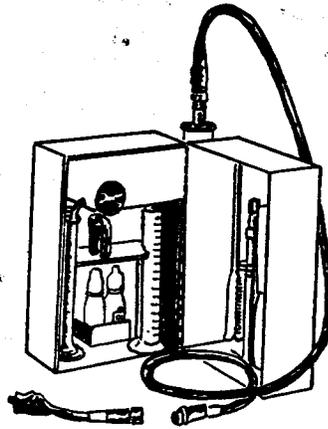
##### - ANALISIS POR MEDIO DE LA RETORTA.

La retorta para lodo es usada para determinar el porcentaje de aceite, agua y el total de sólidos que componen el fluido de perforación. Las dos retortas mas comunmente usadas son la Baroid y la Fann. (Ver figura 33).

RETORTA BAROID. La retorta Baroid tiene una cámara de lodo de 10 cm<sup>3</sup> de capacidad al momento de colocar la tapa y el exceso de lodo es arrojado por un orificio situado en la parte superior. Después de que la cámara de lodo (con tapa), el cilindro de extensión (con dos capas de lamadura de acero), y la sección de condensación son instalados, la cámara de lo



RETORTA BAROID  
PARA CONTENIDO DE LIQUIDOS Y SOLIDOS



RETORTA FANN  
PARA CONTENIDO DE LIQUIDOS Y SOLIDOS

FIGURA No. 33

do y el segmento de extensión se colocan en el lugar de calentamiento de la retorta.

**PROCEDIMIENTO.**- Cuando la muestra se está destilando, los vapores emigran a través de la limadura de acero dentro de la cual los sólidos acarreados por el vapor son atrapados y entonces el agua y el aceite son condensados y recolectados en una probeta graduada de  $10 \text{ cm}^3$ . La diferencia de líquidos colectados en el cilindro graduado y el volumen original de la muestra de  $10 \text{ cm}^3$ , es el por ciento total de sólidos. Si se tiene la precaución de que la muestra del lodo en la cámara de la retorta no atrape aire y la temperatura de la retorta no sea excesiva, el aceite, agua y sólidos contenidos se leerán directamente en la probeta graduada (ejemplo: si se recolectan  $8.2 \text{ cm}^3$  de agua es 82% el contenido de agua).

**RETORTA FANN.** La retorta FANN utiliza una cámara de  $20 \text{ cm}^3$ , se conecta el elemento de calentamiento el cual es insertado dentro de la cámara y enroscado. El uso de limadura de fierro no es recomendado por el fabricante, dado que puede afectar el balance volumétrico dejando residuos en las paredes del muestrero.

El cilindro graduado que trae el aparato está calibrado para leer los volúmenes recuperados en por ciento directamente.

Si se usa un cilindro regular de  $20 \text{ cm}^3$  el líquido recuperado se multiplica por 5 para obtener el porcentaje de los valores.

#### 1.- FUENTES DE ERROR EN LAS LECTURAS DE LA RETORTA FANN

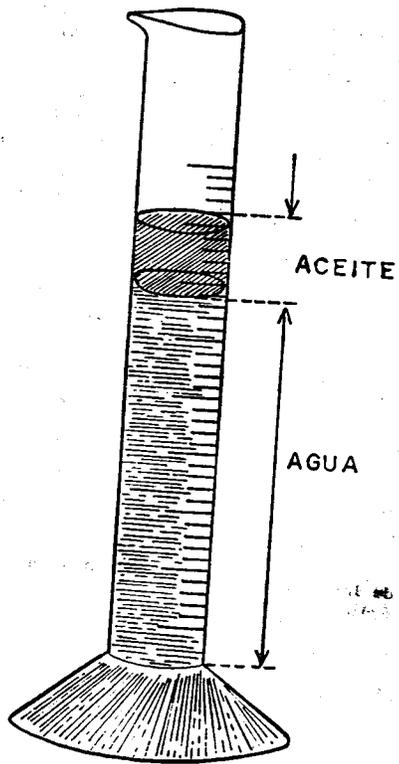
La primera fuente de error es la lectura exacta de aceite y agua recuperados en el cilindro graduado. (La figura siguiente muestra una combinación de agua y aceite en una probeta de  $10 \text{ cm}^3$ ).

Como se puede observar debido a las fuerzas capilares la interfase entre el agua-aceite o aceite-aire es curvo.

La curvatura de un fluido sólo o en interfase se llama menisco, el contacto agua-aceite tiene un menisco concavo hacia abajo. La lectura correcta del agua debe ser la línea horizontal tangente al punto plano más abajo del menisco aceite-aire o agua-aire.

2.- Otra fuente de error es que si la temperatura de operación de la retorta es baja o si la retorta no se opera el suficiente tiempo, queda algo de condensado en los sólidos retenidos en la cámara de lodo sobre la limadura de acero.

Un cuidadoso análisis de la retorta dará la cantidad exacta de los diferentes tipos de sólidos en el fluido de perforación y dará la eficiencia de trabajo del equipo de control de sólidos antes de que se presente alguna etapa crítica.



LECTURA DEL MENISCO

FIGURA No. 34

- PRUEBA DE AZUL DE METILENO (MBT)

La prueba de azul de metileno (MBT) es una prueba para determinar la cantidad de sólidos reactivos (sólidos bentoníticos) en el fluido de perforación, basado en la capacidad de cambio de cationes de estas partículas sólidas. En esta prueba, el material orgánico presente en la muestra de lodo es primeramente oxidado y una cantidad de azul de metileno es agregado para teñir, y agitando vigorosamente, permite que las partículas bentoníticas que permanecen en la muestra se tiñan. Cuando la presencia de color libre en la muestra es detectado y se suspende la adición, basándonos en este punto (volumen de tinte absorbido por las partículas), que es la capacidad de absorción de las partículas bentoníticas y conocido el volumen de la muestra, la concentración de partículas bentoníticas es calculada en función de la concentración de equivalente de bentonita en lb/barril.

Ocasionalmente un sistema de lodo con valores MBT apropiados puede ser altas pérdidas de fluido (HP-ST), esto ocurre cuando las lecturas MBT se deben a la perforación de arcillas bentoníticas, las cuales no tienen la misma pérdida de fluido que la bentonita ensayada.

USOS DE LOS RESULTADOS DE LA PRUEBA DE AZUL DE METILENO

- 1) Dan una medida directa del contenido equivalente de bentonita en un lodo de perforación en lb/bl de bentonita y a la vez es una herramienta de diagnóstico para atacar los problemas de las propiedades del lodo.
- 2) Se usan conjuntamente con los datos de la retorta, densidad del lodo y filtrado en el análisis de la evaluación de la cantidad de cada tipo de sólidos en el fluido de perforación.
- 3) Da la causa de los problemas de viscosidad o ayuda a identificar los valores de pérdida de fluido.

II) SEPARACION MECANICA DE SOLIDOS.

La separación mecánica de sólidos que puede usarse en el campo es por: Vibradores, desarenadores, centrífugas o varias combinaciones de ellos. Este equipo es diseñado para remover partículas de sólidos en un rango de varios tamaños.

- 1) VIBRADORES. Los vibradores (Shale Shakers) son el equipo básico para remover sólidos en una operación de perforación. Están diseñados para separar sólidos de tamaños de 100 micras en adelante (25,400 micras = lpg. En ocasiones es necesario utilizar vibradores de alta velocidad con tamaños pequeños de mallas que puedan manejar el flujo y el tipo de formaciones que se perforan.

Para obtener mejor separación en vibradores de mallas finas, es importante que las mallas se conserven limpias y se evite que se tapen con lodo seco. Los vibradores se pueden eliminar solamente cuando se agregue material obturante para combatir pérdidas parciales de lodo.

2) DESARENADORES Y CENTRIFUGAS. (Removedores de Sedimento). Los desarenadores y removedores de sedimento son hidrociclones, los cuales tienen varios tamaños de cono. Los desarenadores son utilizados para remover partículas abajo de 25 micras (cono de 6pg) y los removedores de sedimento para remover partículas de 15 micras (cono de 8pg) por lo que no dejan pasar partículas de barita y por lo tanto su uso se limita a sistemas de lodo de baja densidad.

- DISEÑO DE EQUIPO. Para un diseño o especificación de un sistema efectivo de circulación hay que seguir el criterio siguiente:
  - Diferente tipo de equipo de control de sólidos, debe instalarse en serie.
  - La capacidad normal de un equipo de control de sólidos debe ser 100% a 150% del gasto máximo de circulación esperado.

#### VII.4.b.- CONTROL DE SOLIDOS

La habilidad del control de sólidos en el fluido de perforación se afecta por la selección del fluido de perforación, la selección del equipo de perforación, los ritmos de penetración en varias secciones del agujero, el equipo para remover sólidos y las técnicas empleadas en el campo.

Sistemas de bajos sólidos con polímeros no dispersos pueden ser causa de problema, por su habilidad de floculación de los sólidos perforados o sistemas de lodos densos dispersos tendrán efectos de neutralizar las cargas de las partículas de los sólidos perforados y hacer que el sistema tolere más sólidos.

En algunos casos de perforación el aumento de sólidos generados por altos ritmos de penetración en diferentes tamaños de agujero pueden ser excesivos. En estas circunstancias no importa que sistema de control de sólidos se use en el equipo. La única manera de poder controlar los sólidos es controlar el ritmo de penetración.

El control de sólidos y las técnicas rutinarias en el campo son:

Todo el equipo debe mantenerse operando continuamente (excepción hecha cuando se agregan obturantes).

El mínimo equipo requerido en el sistema de circulación es:

- 1.- Vibradores de alta velocidad.
- 2.- Desarenadores.
- 3.- Deslimizadores.
- 4.- Limpiadores de lodo y centrifugas.- Si la necesidad del campo lo justifica y los gastos de circulación están dentro de la capacidad de este equipo para remover los sólidos.

- REMOVEDORES QUÍMICOS (FLOCULACION)

- Floculación.- Es el acto de unir físicamente partículas micrométricas en aglomeraciones grandes, las cuales pueden separarse del fluido de perforación por métodos mecánicos y químicos.

De las sustancias químicas que pueden producir floculación, los polímeros pueden flocular sólidos perforados sin afectar las propiedades de los componentes del fluido de perforación.

Los polímeros floculantes están clasificados en tres categorías:

- (1) Floculantes completos.
- (2) Floculantes selectivos.
- (3) Polímeros de doble acción.

- 1).- Los floculantes completos son comúnmente usados en perforaciones con agua en áreas donde la formación de lodo no es necesaria.
- 2).- Los floculantes selectivos, como lo indica su nombre floculan sólidos perforados y lutitas de bajo MBT, sin afectar las partículas de bentonita y barita. Estos floculantes tienen su aplicación más común en fluidos de perforación base-agua de cualquier salinidad y cualquier densidad.
- 3).- Polímeros de doble acción tiene uso como floculantes en perforaciones con agua y sistemas de lodos de bajos sólidos no dispersos. Estos polímeros floculan sólidos perforados de baja densidad y al mismo tiempo partículas bentoníticas en el fluido de perforación; por lo tanto, el uso de polímeros de doble acción en la perforación de formaciones de alto contenido de bentonita debe suspenderse y reemplazarse por floculantes selectivos para evitar viscosidades excesivas.

Pequeña adición de calcio (cal) mientras se perforan formaciones bentoníticas, han aumentado la efectividad de los polímeros (incluyendo los polímeros de doble acción).

La técnica recomendada para la floculación en el campo es mezclar el floculante diluido adicionándolo en la línea de flujo, entre el "niple campana" y el vibrador. Una pequeña cantidad de agua en la línea de flujo ayuda a reducir la viscosidad y facilita la mezcla del floculante con el fluido de perforación.

## CAPITULO VIII

### VIII.- ANALISIS QUIMICOS DE LOS LODOS DE PERFORACION. (EN EL LODO DE PERFORACION Y EN EL FILTRADO DEL LODO)

El análisis químico del lodo de perforación y del filtrado del lodo, debe hacerse como rutina para determinar la presencia y concentración de varios iones. Dichas pruebas son necesarias para detectar el nivel de electrolitos que afectan los sólidos reactivos (bentonita) en el fluido y también las propiedades del fluido.

Con objeto de evitar daños a la formación, hidratación de alguna lutita problema o lavar secciones saladas, es importante formular y controlar la composición de los filtrados del lodo para la compatibilidad o inhibición de las formaciones que se van perforando.

Los análisis químicos necesarios son:

#### VIII.1.- P.H.

El factor pH es la medida de la acidez o la alcalinidad de una solución electrolítica.

El factor pH tiene valores que varían de 1 a 14.

Una solución neutra (agua destilada) tiene  $\text{pH} = 7$ .

La disminución del pH de 7 a 1 indica un grado de acidez y el aumento del pH de 7 a 14 indica un grado de alcalinidad.

El valor propio del pH para un fluido de perforación depende del tipo de fluido. Por ejemplo el pH de lodos de bajo contenido de sólidos no dispersos debe mantenerse entre 7 y 9, valores más altos perjudican la efectividad de los polímeros. Por otro lado sistemas de lodo dispersos requieren valores de pH de 9 a 10.5.

Para obtener un pH estable y duradero, los reactivos químicos, sosa cáustica o hidróxido de potasio, deben agregarse despacio y por períodos de tiempo prolongados.

- MEDIDA EN EL CAMPO.- La medida del pH en el campo comúnmente se determina colorimétricamente por medio del papel pH que muestra la variación del color.

Medidores del pH con electrodos de vidrio (potenciómetro) se pueden usar en el campo y son más de laboratorio.

#### VIII.2.- DUREZA TOTAL.

La Dureza total de una solución es la suma total de los iones de calcio ( $\text{Ca}^{++}$ ) y magnesio ( $\text{Mg}^{++}$ ) en esa solución.

Comúnmente la dureza total se reporta como contenido de calcio.

**- MEDIDA DE DUREZA TOTAL.**

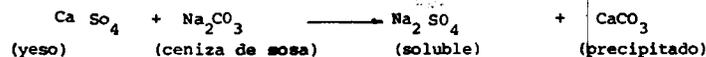
La medida de la Dureza total así como la concentración Ca++ y Mg++ puede ser determinada por:

- 1.- La concentración separada de Ca++ y Mg++ se determina por titulación (Análisis volumétrico).
- 2.- La dureza total en sí puede ser determinada usando el indicador "calgamite" en solución diluida con agua destilada y:
- 3.- La titulación específica para Ca++ se determina usando el Amortiguador "Calver II". La diferencia entre la dureza total y contenido de Ca++, será la concentración de iones de Mg++.

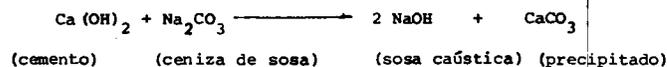
**- PRECIPITACION DE Ca++ y Mg++ EN FLUIDOS DE PERFORACION:**

- 1.- Si la fuente de los iones de calcio aumenta por agua o por estratos de yeso, el calcio debe ser precipitado con ceniza de sosa. La cantidad de sosa requerida para precipitar todo el calcio es de 0.0015 lb de ceniza por barril de lodo/ppm Ca++.

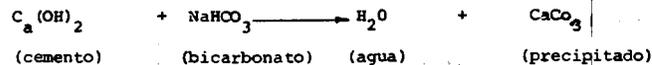
La reacción química es la siguiente:



- 2.- Si el calcio es debido a contaminación de cemento, los iones de hidróxido (OH) debido al cemento formarán dos moléculas de sosa cáustica (Na OH) por cada molécula de cemento e impartirán un excesivo pH. Esta reacción es la siguiente:

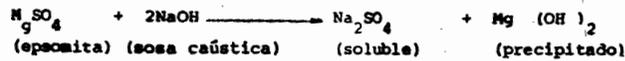


Por lo tanto, la ceniza de sosa no debe usarse en exceso para eliminar la contaminación por cemento, excepto en sistemas dispersos donde se usan adelgazantes químicos no cáusticos para bajar el pH. En lugar de ceniza de sosa se puede usar bicarbonato de sodio (NaHCO<sub>3</sub>) para eliminar la contaminación por cemento especialmente en sistemas no dispersos donde se pueden utilizar ácidos. El bicarbonato de sodio debido al ion hidrógeno forma solo una molécula de sosa cáustica y al mismo tiempo una molécula de agua mientras se elimina el cemento, esta reacción es:



- 3.- Los iones de magnesio son precipitados por el uso de sosa cáustica en la misma concentración que la ceniza de sosa para eliminar el calcio (0.0015 lb de sosa cáustica/barril de lodo/ppm Mg++).

La reacción en la precipitación del magnesio es:



### VIII.3.- CLORUROS.

Los iones de cloruro en el fluido de perforación se pueden deber a lo siguiente:

- Salas disueltas al agregar agua ( $\text{NaCl}$ ,  $\text{CaCl}_2$  ó  $\text{MgCl}_2$ )
- Salas agregadas al lodo, Estratos de sal perforados y por flujo de agua salada

La salinidad de un fluido de perforación se determina por la titulación del filtrado;

Es común suponer que todos los cloruros son debido a la presencia de sal común ( $\text{NaCl}$ ) y el contenido de cloruros convertido al contenido de sal o viceversa:

$$\text{ppm sal (NaCl)} = \text{ppm cloruros (Cl)} \times 1.65$$

$$\text{ppm cloruros (Cl)} = \text{ppm sal (NaCl)} \times 0.606$$

Esta práctica es aceptable siempre que la dureza total y el potasio del filtrado sea bajo.

La máxima saturación de cloruros en el agua a  $20^\circ\text{C}$  ( $68^\circ\text{F}$ ) es de 188,000 ppm. Esta es equivalente a la saturación máxima de sal ( $\text{NaCl}$ ) 311,000 p.p.m. En fluidos de perforación saturados de sal, la solubilidad de la sal aumenta a medida que se eleva la temperatura en el pozo y por lo tanto la salinidad actual en lodos saturados, será mayor que la saturación máxima a  $20^\circ\text{C}$  ( $68^\circ\text{F}$ ). La máxima solubilidad en sistemas salados depende de la temperatura del fluido de perforación y la solubilidad relativa de la sal individual.

### VIII.4.- ALCALINIDAD ( $P_f$ , $P_m$ , $H_f$ , y $P_1$ , $P_2$ ) (EN EL LODO Y FILTRADO DEL LODO).

La medida de la alcalinidad en el lodo y en el filtrado consiste de la titulación de una pequeña muestra con una solución de ácido sulfúrico o nítrico al punto final de una solución indicadora (cuando el indicador cambia de color). Las dos soluciones indicadoras más comunes son la fenofaleína y el anaranjado de metilo.

- 1.- La fenofaleína tiene un cambio al punto final cuando el pH es de 8.3 y tomará un color rosado en soluciones con pH mayor de 8.3. A medida que se va agregando el ácido gota a gota el pH de la muestra va bajando y cuando el pH sea 8.3, el color rosado desaparecerá. La

titulación con el indicador de fenofaleina es referida al punto final dependiendo ya sea de una muestra de filtrado o de lodo, - se abreviará como valores  $P_f$  o  $P_m$  respectivamente.

Un punto importante en el campo es que si el filtrado o la muestra de lodo tiene valores  $P_f$  o  $P_m$  mayores que cero (0.01), el pH de esa muestra no puede ser menor que 8.3 (el punto final del indicador).

Los valores  $P_f$  y  $P_m$  son utilizados para determinar el contenido de calcio en fluidos de perforación base cálcica. Los valores  $P_f$  y  $M_f$  también se utilizan para estimar el hidróxido de calcio, bicarbonatos o iones de carbonato en el filtrado.

- 2.- El anaranjado de metilo tiene un punto final cuando el pH sea de 8.3 y el cambio de color será el punto final de la titulación.

La titulación se hace en la misma forma que con la fenofaleina - usando la misma solución de ácido, 0.5 N. El anaranjado de metilo tiene un color amarillo arriba de un pH de 4.3 el cual se cambia a rosado al punto final de pH 4.3. La titulación con anaranjado de metilo también se abreviará con  $M_f$  y  $M_m$ . (filtrado y lodo respectivamente).

Todas las alcalinidades se reportan simplemente como el volúmen - de ácido ( $cm^3$ ) necesario para alcanzar el punto final indicador para una muestra de  $1 cm^3$ . Como ejemplo: si se usaron  $1.4 cm^3$  de ácido para una titulación de  $2 cm^3$  de filtrado el  $P_f$  será  $0.7 cm^3$  en el reporte del lodo.

#### VIII.5.- POTASIO.

La determinación del contenido de potasio en los fluidos de perforación ha ganado importancia mientras se desarrolla la aplicación de fluidos para estabilización de las lutitas, ya que la utilización del cloruro de potasio sirve "para suprimir la hidratación de las lutitas bentoníticas".

La determinación de los iones de potasio en el campo comúnmente se basa en el contenido de cloruros. Otra práctica es registrar el agua y cloruro de potasio agregado al sistema.

#### VIII.6.- PRUEBAS DIVERSAS DE CAMPO.

##### VIII.6.a.- RESISTIVIDAD.

La resistividad del lodo de perforación y la del filtrado es necesaria en la interpretación de registros del pozo y se mide directamente al tomar la resistividad eléctrica al momento de tomar el registro.

##### VIII.6.b.- ESTABILIDAD ELECTRICA.

La medida de la estabilidad eléctrica se aplica únicamente en lodos de emulsión inversa. Esta prueba es una indicación de la estabilidad eléctrica de una emulsión agua en aceite.

Consiste en pasar un voltaje, aumentándolo a través de un electrodo sume

gido en la emulsión, hasta que la corriente se establezca, debida a la separación del agua de la emulsión.

Esta es una medida relativa de la estabilidad de la emulsión y la estabilidad eléctrica deseada dependerá de la cantidad y densidad de agua en el lodo.

Usualmente una estabilidad eléctrica de 240 Volts indica una emulsión fuerte.

#### VIII.6.c.- SULFATO.

Se determina la presencia del sulfato en el filtrado del lodo cuando se perforan secciones de yeso o cuando un excesivo contenido de sulfato se espera. La contaminación por sulfato o carbonato se sospecha cuando de las pruebas comunes de iones están entre valores razonables, pero las propiedades del lodo son adversamente afectadas (pérdida de agua, viscosidad).

#### VIII.6.d.- SULFURO.

Detectar la presencia de sulfuro es esencial mientras se perforen áreas conocidas de ácido sulfhídrico ( $H_2S$ ). (Ver Capítulo XII)

#### VIII.6.e.- ESFUERZO CORTANTE

Además del viscosímetro, un "Sharómetro" puede utilizarse para determinar las características de gelatinización del fluido de perforación.

La medida de los esfuerzos de corte con el "Sharómetro" está basada en la velocidad a la cual un cilindro hueco de aluminio se sumerge en un recipiente graduado que está lleno con la muestra del lodo. Las unidades de los esfuerzos de corte son los mismos que los esfuerzos gel medidos en un viscosímetro, lbf/100 pies<sup>2</sup>.

### CAPITULO IX

#### IX.- ADITIVOS Y REACTIVOS DEL FLUIDO DE PERFORACION.

##### IX.1.- VISCOSIFICANTES.

###### 1.- BENTONITA.

Bentonita (montmorillonita de sodio), se usó en principio como material para dar viscosidad y también como reductor de pérdida de agua para lodos base agua dulce.

La bentonita imparte viscosidad por el fenómeno de hidratación en agua dulce, también puede prehidratarse en agua dulce y agregarse al agua de mar o a lodos salados para el control de la viscosidad y control de filtración.

## 2.- ATAPULGUITA.

Atapulguita (silicato hidro magnesio-aluminio) es usado como material para dar viscosidad a lodos de agua salada. La atapulguita obtiene viscosidad a través de un efecto de unión de sus partículas, debido a su estructura de agujas.

No imparte control de la filtración como la bentonita por lo tanto un polímero reductor de pérdida de agua puede ser usado con atapulguita para el control de la filtración.

## 3.- ASBESTOS.

Asbesto (silicato de calcio-magnesio) es usado como material para dar viscosidad en lodos de agua dulce o salada. Dan viscosidad de la misma manera que lo hace la atapulguita debido a la estructura de sus fibras. Debe emplearse con cuidado ya que es conocida como un material cancerígeno - (agente que causa al cancer). Se debe usar guantes y máscara protectora cuando se maneje este material.

## 4.- POLIMEROS.

Los Polímeros son usados para controlar diferentes propiedades del fluido de perforación, asimismo sirven para dar viscosidad al fluido. Los principales son:

a) Polímero X C.- Es manufacturado por una fermentación bacteriana produciendo viscosidad al agua de cualquier salinidad aún sin sólidos coloidales. Se deberá usar un preservativo para evitar una degradación bacterial. Su temperatura máxima de trabajo es de 250°F.

b) Celulosa "DRISPAC".- Se usa como reductor de pérdida de agua para lodos de agua dulce o salada y también para impartir viscosidad a éstos sistemas. Su degradación es a 300°F.

c) Carboxymethyl Celulosa (CMC).- Se usa como reductor de pérdida de agua, impartiendo viscosidad en lodos de agua dulce y agua salada arriba de 50 000 ppm de Cl<sup>-</sup>. Su degradación es a 250°F.

d) Hydroxyethyl Celulosa (HEC).- Se usa para dar viscosidad a fluidos de reparación de pozos, altamente soluble en ácidos y se usa en unión de otros polímeros para dar viscosidad a lodos salados. Su degradación es de 250°F.

### e) Agentes amplificadores y de revestimiento de la Bentonita.

- "Ben - EX".- Es usado para ampliar el campo de la bentonita para formar un verdadero lodo de bajos sólidos no disperso, así como agente flocculante para sólidos perforados. En lodos densos no dispersos funciona como amplificador de la bentonita y agente de revestimiento para la barita. Algunas bentonitas no reaccionan y necesitan ceniza de sosa.

- "Lo - Sol".- Se usa en la fabricación de lodo de bajo contenido de sólidos no disperso, ampliando el campo de la bentonita. Reacciona con la mayoría de las bentonitas sin la adición de ceniza de sosa.

## IX.2.- MATERIALES DENSIFICANTES.

### 1.- BARITA.

La barita es un sulfato de bario ( $Ba SO_4$ ) se encuentra como un mineral natural, tiene una densidad de 4.2 a 4.6  $gr/cm^3$  y una dureza de 3.0, con diferentes coloraciones blanco, gris o café. Se encuentra mezclado con silicato de hierro y aluminio.

Algunas baritas se encuentran en formaciones suaves de cal y requieren de un lavado antes de molerse. Con la barita se pueden obtener lodos de densidad hasta de 2.4  $gr/cm^3$ . (20 gal/gal).

### 2.- OXIDO DE HIERRO

El oxido de hierro ( $Fe_2O_3$ ) tiene una densidad de 4.9 a 5.3  $gr/cm^3$  y una dureza de 7.0, tiene coloración café, roja o negra. El óxido de hierro se usó como material densificante sin ver la importancia del espesor del enjarre. Después se descubrió que tenía tendencia a incrementar la pérdida de agua y el espesor del enjarre, combinado con la decoloración de la piel y la ropa por lo que dejó de usarse como material densificante.

### 3.- GALENA

La galena es un sulfuro de plomo ( $Pb S$ ), con densidad de 6.7 a 7.0  $gr/cm^3$  y dureza de 25 con coloración que va del gris al negro. Debido a su toxicidad rara vez se usa como material densificante al lodo. Debido a su alta densidad se pueden fabricar lechadas de (32 lb/gal.) 3.84  $gr/cm^3$ .

### 4.- CARBONATO DE CALCIO

El carbonato de calcio ( $CaCO_3$ ) con densidad de 2.7  $gr/cm^3$  y una dureza de 3.0, se usa para obtener lodos de densidad moderada base aceite en trabajos de reparación de pozos. Puede ser usado como material para controlar pérdidas de circulación en trabajos de reparación de pozos, con él se obtienen lodos de (10.8 lb/gal) 1.30  $gr/cm^3$ .

### 5.- SALES DISUELTAS.

#### a).- CLORURO DE SODIO ( $NaCl$ )

El cloruro de sodio  $NaCl$  se usa cuando se perforan estratos de - 3 sal o domos, se obtiene con él lodos de (10.0 lb/gal) 1.20  $gr/cm^3$  de densidad.

#### b).- CLORURO DE CALCIO ( $CaCl_2$ )

El cloruro de calcio  $CaCl_2$  se usa principalmente para obtener lodos libres de sólidos para trabajos de reparación de pozos. Con él se pueden obtener lodos de (11.8 lb/gal) 1.42  $gr/cm^3$  de densidad. Se usa también en combinación con el cloruro de sodio para obtener densidades intermedias a una misma saturación, el  $CaCl_2$  es más corrosivo que el  $NaCl$ .

c).- CLORURO DE CALCIO/BROMURO DE CALCIO

Las soluciones de bromuro de calcio y cloruro de calcio se usan para obtener lodos de densidad (11.7 a 15.1 lb/gal) 1.40 - 1.81 gr/cm<sup>3</sup>. Estos fluidos se usan para trabajos de reparación de pozos pero son altamente corrosivos.

IX.3.- REACTIVOS REDUCTORES DE VISCOSIDAD.

1.- FOSFATOS.

a).- PIROFOSFATO DE SODIO ACIDO (SAPP)

Su característica es tener un peso molecular de 221.97, densidad de 1.85 gr/cm<sup>3</sup> en solución diluida, su pH es de 4.8, en general es un polvo blanco con algunas impurezas insolubles (sulfatos) es ligeramente corrosivo al hierro. El pirofosfato es de uso común para reducir la viscosidad en lodos. Cuando el SAPP empieza a perder efectividad es porque está sujeto a contaminaciones de sal. Su degradación es a 150°F.

b).- FOSFATO TETRASODICO (TSPP)

El fosfato tetrasódico TSPP (Na<sub>4</sub>P<sub>2</sub>O<sub>7</sub>) tiene un peso molecular de 266.03 y densidad de 2.534 gr/cm<sup>3</sup>. Es un producto blanco cristalino, que en solución diluida el pH es de 10.2 y solución al 10%, pH de 10.0. Su degradación es a 150°F.

c).- HEXAMETAFOSFATO DE SODIO (SHMP)

El hexametáfosfato de sodio, SHMP (Na<sub>6</sub>(PO<sub>3</sub>)<sub>6</sub>) tiene un peso molecular de 612.10 y una densidad de 2.181 gr/cm<sup>3</sup>, es incoloro, y en solución de 10%, el pH es de 5.1. No es tan efectivo como el SAPP en tratamientos largos y continuos. El SHMP también elimina el calcio. Su límite de temperatura es de 150°F.

2.- TANATOS.

a).- EXTRACTO DE QUEBRACHO

El extracto de quebracho C<sub>14</sub>H<sub>10</sub>O<sub>9</sub> tiene aproximadamente el 65% de tanino, es de apariencia de vidrio granulado y de color café. Es lentamente soluble en agua y en una suspensión del 10% tiene un pH. de 5.0, es soluble en solución caústica y en combinación 1:3 de caústica y quebracho tiene un pH de 10.5. Es uno de los más efectivos adelgazadores químicos para lodos naturales y se usa hasta 250°F, siempre y cuando el contenido de sal y calcio del lodo no exceda de 10 000 ppm de NaCl y 240 ppm de calcio. Se agrega lignito al quebracho para ayudar al control de la pérdida de fluido.

b).- EXTRACTO DE ABETO

Es un tanino extraído de la corteza del abeto. Este producto se usa como adelgazador en lodos que contengan arriba de 240 ppm. de calcio y 10 000 ppm de NaCl.

### 3.- LIGNITOS.

#### a).- LIGNITOS DE MINA O ACIDOS HUMICOS

Son materiales producto de la pudredumbre de la vegetación. El producto final es de color café o negro, tiene un pH (6.8) casi neutro. Se usa con caústicos en proporción de 1 parte de caústicos y 5 partes de lignito, se usa también como adelgazador, emulsificador de aceite, reductor en pérdidas de fluido y no es efectivo en tratamientos específicos de lodos cálcicos.

#### b).- LIGNITOS CAUSTIZADOS.

Son lignitos a los cuales se les ha agregado caústicos. Generalmente una parte de caústico y 4 ó 5 partes de lignitos se mezclan y empaican en sacos de 50 lbs.

Se usa como un adelgazador, como reductor de pérdida de fluido y como emulsificador de aceite.

#### c).- LIGNITOS MODIFICADOS.

Son usados con lignosulfonatos modificados para ayudar al control de la filtración particularmente a altas temperaturas, todos los lignitos son estables a temperaturas arriba de 400°F.

### 4.- LIGNOSULFONATOS

#### a).- LIGNOSULFONATOS DE CALCIO

Son usados como dispersantes químicos para lodos cálcicos. No son especialmente efectivos como adelgazadores en lodos de agua dulce pero son excelentes dispersantes para preparar lodos cálcicos.

#### b).- LIGNOSULFONATOS DE SODIO MODIFICADOS

Son lignosulfonatos de metal pesado cromo. Son usados para reducir la viscosidad y el esfuerzo gel y también para ayudar al control de la pérdida de fluido.

Se usan también en combinación con los lignitos modificados para el control de las propiedades del fluido a altas temperaturas.

### 5.- POLIACRILATOS DE SODIO

Los poliacrilatos de sodio son usados en los lodos de bajo contenido de sólidos no dispersos (pesados y ligeros) para controlar el valor de cedencia, el esfuerzo gel y la pérdida de agua, en vez de dispersantes.

#### IX.4.- REDUCTORES DE PERDIDA DE AGUA.

##### 1.- BENTONITA

La bentonita es un material usado principalmente para dar viscosidad a lodos de agua dulce. Sin embargo debido a que tiene características de formar el enjarre en el pozo imparte cierto control en la filtración. También se usa en lodos salados para ayudar al control de la filtración en menor grado.

##### 2.- ALMIDON

El almidón es un material que se usa para reducir la pérdida de fluido y es un dispersante en lodos de agua dulce y salada. El almidón es susceptible de fermentación, la que se puede reducir manteniendo un pH de 12.0, también se usa para ayudar a mantener la concentración de sal arriba de 230,000 ppm.

##### 3.- CARBOXYMETIL CELULOSA DE SODIO (CMC)

El CMC es un material que se mantiene disperso en agua dulce o salada, es altamente coloidal. Tiene más resistencia bacterial que el almidón y que muchas otras gomas naturales. El CMC es precipitado por el calcio y su uso se limita a lodos con menos de 50 000 ppm de sal.

##### 4.- "DRISPAC"

El "drispac" es derivado de la celulosa. Tiene poder dispersible en lodos base agua, desde agua dulce a agua saturada, es un material no-biodegradable y se usa para controlar la pérdida de agua y la viscosidad.

##### 5.- POLIACRILATO DE SODIO.

El poliacrilato de sodio se usa para bajar la pérdida de agua en lodos no dispersos de bajo contenido de sólidos.

##### 6.- DISPERSANTES.

De los dispersantes químicos que hemos visto, los fosfatos y los taninos solos no impartirán control de la pérdida de agua. Los lignosulfonatos son principalmente agentes para el control de la viscosidad y que también imparten control de la pérdida de agua debido a su acción sobre las partículas de bentonita.

En sistemas dispersos, valores muy bajos de pérdida de agua se obtienen con la adición de lignito.

#### IX.5.- EMULSIFICANTES

##### 1.- EMULSIONES DE ACEITE EN AGUA.

La emulsión de aceite en agua casi siempre es perjudicial en el avance de la perforación y emulsiones arriba de 30% de aceite solo se usan en aplicaciones muy especiales.

a).- LIGNITOS.

En un sistema de lodo disperso los lignitos se usan para el control del filtrado y también para emulsionar lodos con contenido de 10% de aceite en volumen sin necesidad de usar ningún otro emulsificante.

b).- EMULSIFICANTE TIPO JABON.

Materiales jabonosos son tenso activos superficiales, los cuales si sueltos ya sea en agua o en aceite producen emulsiones en la misma forma que lo hacen los jabones ordinarios.

2.- EMULSIONES AGUA EN ACEITE

Los emulsificantes usados en la composición, de las emulsiones menos comunes agua en aceite (W/O) o emulsiones inversas son:

"INVERMUL"

"IMCO KEN X"

IX.6.- MATERIALES PARA EL CONTROL DE LA PERDIDA DE CIRCULACION

1.- MATERIALES FIBROSOS

El material fibroso es usado como filtro y material obturante. Los materiales fibrosos para controlar pérdidas de circulación no son compatibles con lodos base aceite.

2.- CASCARA DE NUEZ

La cáscara de nuez es el material más comunmente usado para combatir la pérdida de circulación por acción de taponamiento. La cáscara de nuez puede usarse en lodos base aceite.

3.- RECORTE DE CELOFAN

El recorte de celofán puede usarse sólo o con cáscara de nuez para restablecer circulación. El celofán tampoco es compatible con lodos base aceite.

4.- COMBINACION DE MATERIALES FIBROSOS, RECORTES Y MATERIAL GRANULAR.

Esta es una combinación de tres productos que vienen en una sola bolsa. No es recomendable que se usen con lodos base aceite.

5.- DIESEL M.

El diesel M. es una tierra diatomacea usada en los trabajos de pérdida de circulación en inyecciones forzadas, este producto se puede usar con todos los sistemas de lodos incluyendo lodos base aceite.

## 6.- MATERIALES DIVERSOS PARA PERDIDA DE CIRCULACION

Materiales diversos se han usado en el pasado, se encontró que solamente tenían efectos temporales de taponamiento. Estos materiales se usan en la actualidad en profundidades abajo de la tubería de revestimiento superficial. Ejemplo de estos materiales son: Cáscara de se<sub>m</sub>illa de algodón, mica; aserrín y papel.

## IX.7.- ADITIVOS ESPECIALES.

### 1.- FLOCULANTES.

Polímeros floculantes son usados para flocular sólidos perforados de grandes conglomerados de manera que se pueden remover ya sea por asentamiento o por medio mecánico. La floculación es el único método para remover los sólidos de tamaño coloidal que se producen durante la perforación, los cuales son altamente perjudiciales en el avance de la perforación.

### 2.- AGENTES PARA CONTROL DE CORROSION

Los inhibidores de corrosión más comunmente usados son compuestos a base de aminas aplicados manual o mecánicamente en el pozo para proteger el interior y exterior de la sarta de perforación.

### 3.- DESESPUMANTES.

#### a).- DESESPUMANTES PARA TODOS PROPOSITOS.

Pueden usarse en todos los sistemas de lodos base agua.

#### b).- DESESPUMANTES PARA AGUA SALADA.

Usados en el control de la espuma en lodos de agua salada.

### 4.- CONTROL DEL pH.

La sosa caústica o hidroxido de sodio (Na OH) es el reactivo comunmente usado para el control del pH en el fluido de perforación. La potasa caústica o hidroxido de potasio (KOH) puede ser directamente sustituido por NaOH en todos los sistemas de lodo base agua, especialmente en áreas donde hay problemas de calizas inestables. La ceniza de sosa ( $\text{Na}_2\text{CO}_3$ ) también afecta el pH en menor grado.

## CAPITULO X

### X.- ESTRUCTURA Y QUIMICA DE LAS ARCILLAS COMUNES.

Los fluidos a base de agua son compuestos por dos fases de componentes sólidos: arcillas y material inerte. Los efectos de materiales densos como la barita son bien conocidos ya que son de composición relativamente simple y además inertes. Los efectos de las arcillas son menos entendibles debido a la complejidad de su estructura química.

Las arcillas son encontradas durante la perforación de dos maneras:

- 1.- La fuente más importante es aquella que se adiciona desde la superficie, generalmente es la bentonita que se agrega a lodos base agua para obtener viscosidad y control de la pérdida de fluido.
- 2.- La otra fuente es obtenida por la perforación de estratos de arcilla los cuales son perjudiciales en las operaciones de perforación. Estas arcillas contribuyen a elevar la viscosidad excesivamente, a pegar las tuberías y a otras inestabilidades del agujero.

- ARCILLAS.- Las arcillas son minerales residuales los cuales se forman como resultado del ambiente en que se encuentran las lutitas. La temperatura, las condiciones climáticas y la presencia de minerales reactivos al combinarse, determinarán el mineral específico en el cual se convierta la arcilla por un proceso ambiental.

La lutita se define como aquella arcilla de grano fino, terroso la cual se clasifica como una roca sedimentaria, con la característica de tener laminaciones. La composición es substancialmente la misma para las lutitas que para las arcillas. Las lutitas están compuestas en parte de partículas de arcillas minerales y son generalmente, aunque no siempre más duras que las arcillas. El análisis químico de las lutitas demuestra que se componen esencialmente de sílice, aluminio y agua, con cantidades de hierro, álcalis y fierros alcalinos. La mayoría de las arcillas minerales tiene una estructura compuesta de hojas de dos bloques básicos, llamadas también unidades estructurales.

Las principales unidades estructurales de las arcillas son las siguientes:

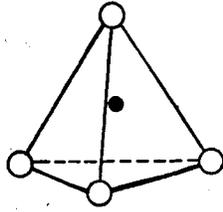
- La primera unidad estructural es un tetraedro de silicio - oxígeno. Este arreglo tetraedral semeja una pirámide en la cual un átomo de silicio está ligado con cuatro átomos de oxígeno, el silicio está localizado en el centro de los cuatro átomos de oxígeno simétricamente colocados en las cuatro esquinas del tetraedro regular. Las mitades tetraédricas se unen formando una red u hoja tetraedral.

La figura 35 muestra una unidad tetraedral simple y la hoja tetraedral.

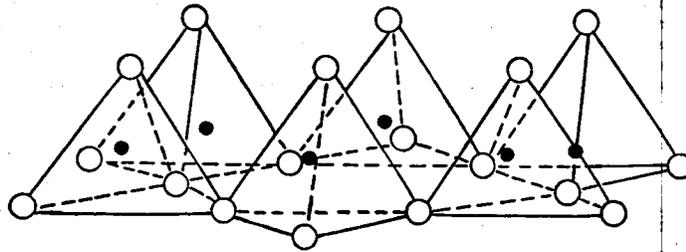
- La segunda unidad estructural consiste de dos hojas, unidad de paquetes de oxígeno o hidróxilos en los cuales los átomos de aluminio, hierro o magnesio se encuentran unidos en coordinación octaedral que los mantiene equidistantes de seis oxígenos o hidroxilos. La figura 36 nos muestra la unidad octaedral simple y la hoja octaedral combinada.

Debido a la simetría y las dimensiones de las hojas octaedral y tetraedral, los átomos de oxígeno toman parte entre las dos hojas. La participación de los átomos de oxígeno ocurre entre una hoja sílica y una hoja aluminica, este es el caso de los minerales que se encuentran en la kaolinita.

# UNIDAD TETRAEDAL



# HOJA TETRAEDAL



- OXIGENO
- SILICIO

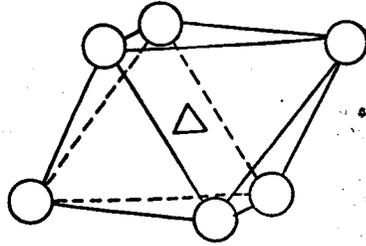
# ESTRUCTURA TETRAEDAL

**FIGURA No. 35**

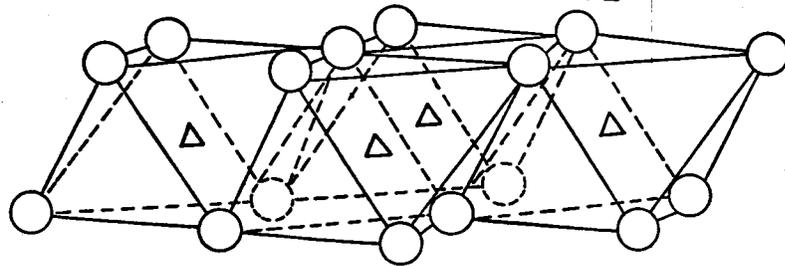
601-7

X-104

UNIDAD OCTAEDRAL



HOJA OCTAEDRAL



- ○ HIDROXILO U OXIGENO  
△ ALUMINIO O MAGNESIO

ESTRUCTURA OCTAEDRAL

FIGURA No. 36

201-X

X-105

En arcillas minerales de tres capas como la montmorillonita, los átomos de oxígeno se combinan con dos hojas tetraédricas y una hoja de sílice que se combina de cada lado con una hoja octaédrica de magnesio o aluminio (Ver figura 37).

La combinación de una hoja octaédrica con una o dos tetraédricas se considera como una unidad, caso de la montmorillonita. Las arcillas minerales se componen de estas unidades las cuales se apilan paralelamente una a otra y se denominan paquetes o libros de arcilla.

#### X.1.- ARCILLAS USADAS EN LOS FLUIDOS DE PERFORACION AL AGREGARSE DESDE LA SUPERFICIE.

##### X.1.a.- BENTONITA.

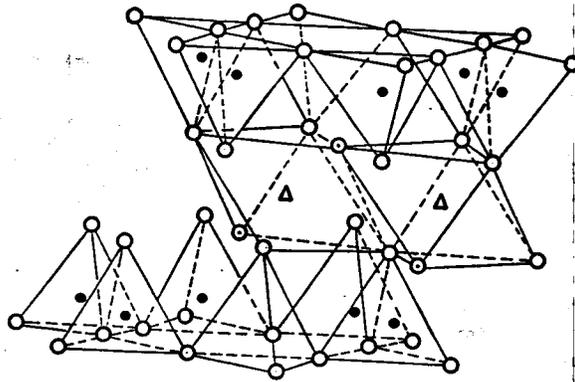
La bentonita está compuesta de arcilla montmorillonita mineral. Esta arcilla mineral, (montmorillonita de sodio) proporciona la viscosidad y características de pérdida de agua que son vitales en los lodos de agua dulce. Este aspecto de la bentonita se debe a la habilidad de aumentar su volumen en varias veces su tamaño original en los lodos de agua dulce. Este mecanismo se llama hidratación de la bentonita.

La montmorillonita es una arcilla de tres capas ensanchables, en la hoja tetraédrica el silicio es a veces parcialmente reemplazado por aluminio, en la hoja octaédrica hay reemplazo de aluminio por magnesio, hierro, zinc, litio, potasio u otros átomos. En muchos minerales un átomo de baja carga positiva reemplaza a uno de carga más alta, resultando un déficit de carga positiva, esto es compensado por la absorción de cationes (+) en la superficie de las capas.

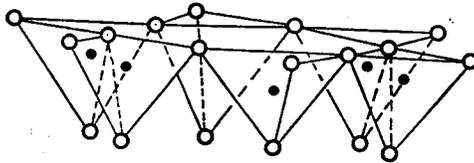
En presencia de agua la compensación de cationes (+) en las capas superficiales puede facilitar el intercambio por otros cationes cuando estén en la solución, estos cationes en solución son llamados cationes intercambiables. En las capas que constituyen una partícula de montmorillonita, los cationes intercambiables se localizan en cada lado de las capas de cada unidad en el conjunto y por lo tanto el intercambio de cationes no se localiza únicamente en la superficie externa de la partícula sino también entre las capas. La prueba del azul de metileno (MBT) es una medida de este intercambio de cationes y se usa para determinar la reactividad de una arcilla mineral.

- El primer mecanismo de Hidratación es en la superficie y es de tipo residual, se inicia cuando la montmorillonita (bentonita) se pone en contacto con agua, el agua penetra en la unidad de capas y es fijada por adsorción en la parte superior e inferior de la superficie estructural de la unidad. Esta es controlada por el tipo de cationes existentes y es la que contribuye a la aportación (volumen de sólidos) de las lutitas hidratables contenidas en la arcilla.

**MONTMORILONITA**



**INTERCAMBIO DE CATIONES  
n H<sub>2</sub>O**



⊙ HIDROXILO

△ MAGNESIO O ALUMINIO

○ OXIGENO

● SILICE, OCASIONALMENTE ALUMINIO

**FIG. 37 DIAGRAMA DE LA ESTRUCTURA  
DE LA MONTMORILONITA**

- Un segundo mecanismo de retención de humedad es debido a lo que se conoce con el nombre de "Rotura de la unión por agua". Aquí el agua se va absorbiendo en las esquinas y en las orillas de las unidades que forman la arcilla repartiendo las cargas de iones no saturadas, hasta el momento en que las partículas de arcilla se quiebran o parten como resultado de las fuerzas de corte, de manera que el agua entra lentamente en los espacios interestructurales, de esta forma la bentonita al permanecer en reposo se hidrata más y adquiere mayor viscosidad.

- Un tercer mecanismo de Hidratación, es la hidratación de la superficie de las capas de la estructura tetraédral de sílice. Cuando penetra suficiente agua entre las hojas cristalinas, el intercambio de cationes comienza a separarse de la superficie del sílice, la separación de la carga equivalente de cationes ejerce una fuerza repulsiva entre la superficie del sílice y las hojas adyacentes, y a medida que esta fuerza repulsiva se ejerce, más agua entra entre las hojas y por lo tanto tiende a hidratarse más la lutita.

Resumiendo lo anterior, cuando las partículas de bentonita se ponen en contacto con agua dulce, estas se expanden y absorben agua entre las capas y alrededor de las hojas. Las hojas se separan y crean un aumento considerable en su superficie con lo cual se forma una lechada viscosa.

Hay que tener en cuenta que la bentonita y otras arcillas hidratables son susceptibles a formar soluciones electrolíticas que contribuyen a los efectos de floculación y dispersión de las arcillas al estar en contacto con otras soluciones, con lo cual se tendrán que definir las condiciones de equilibrio entre la bentonita y el agua.

- CONDICIONES DE EQUILIBRIO PREVALECIENTES ENTRE LA BENTONITA Y AGUA.

- DISPERSION.- Este término describe a las placas de bentonita después de que han sido separadas unas de otras por hidratación y agitación, en este caso predominan las fuerzas de repulsión entre las caras de las placas.

- AGREGACION.- Este es el fenómeno contrario a la dispersión, en el que las placas de bentonita están amontonadas juntamente sin cohesión, formando paquetes o grupos conocidos también como agregados.

- FLOCULACION.- En este caso las placas de bentonita, se orientan borde con borde o borde con cara formando grupos o paquetes de placas originados por las fuerzas de atracción.

- DEFLOCULACION.- El fenómeno contrario a la floculación es debido a que las fuerzas de atracción han sido neutralizadas y las placas o paquetes de placas se separan.

Las arcillas pueden existir a un mismo tiempo, en más de uno de los estados descritos, así un lodo estará dispersado-defloculado; agregado-floculado, o agregado-defloculado.

Un sistema dispersado-defloculado ocurrirá cuando se agrega bentonita al agua, se ha agitado y se ha añadido un poco de dispersante, suficiente para neutralizar las fuerzas de atracción de las placas.

Al añadir una sal monovalente tal como cloruro de sodio (sal común) al sistema dispersado-defloculado, se tiene un sistema dispersado-floculado. Si se añadiera al sistema dispersado-defloculado, una sal divalente tal como yeso, las placas de arcilla tenderían a formar paquetes debilmente unidos de placas orientadas cara a cara y borde a borde o borde a cara, obteniéndose como resultado un sistema agregado-floculado.

Tratamiento del sistema agregado-floculado.- Los cromolignosulfonatos actúan como defloculantes, añadiéndolos a un sistema agregado-floculado, se obtendrá uno agregado-defloculado, al seguir añadiendo cromolignosulfonato a este último sistema, resistirá más a la floculación por la sal u otros iones, si además se agrega un compuesto para precipitar el ion divalente y un dispersante posteriormente, entonces el sistema tenderá a un estado defloculado-dispersado.

- Condiciones prevaletientes de los cuatro estados de la bentonita.

1.- Dispersado-defloculado.- En este tipo de equilibrio, la mayoría de las partículas de arcilla más pequeñas se encuentran con las fuerzas atractivas entre las placas parcialmente neutralizadas.

La viscosidad plástica es la más elevada de los cuatro estados, y el lodo se mueve con mayor facilidad.

El punto cedente será bajo si hay suficiente dispersante en el lodo, ya que entre más bajo sea el punto cedente, menos esfuerzo a moverse tiene el lodo.

La gelatinosidad será baja pero progresiva, baja a cero minutos y alta a 10', lo cual es benéfico.

El filtrado será el mínimo de los cuatro estados debido a lo pequeño del tamaño de las partículas.

La compactación entre las placas de arcilla será el menor en los cuatro estados. Si se adiciona más bentonita, esta se dispersará fácilmente y dará mejor viscosidad y gelatinosidad.

2.- Dispersado-floculado.- La adición de un ion monovalente como el cloruro de sodio (NaCl) a un sistema dispersado-defloculado es un ejemplo típico de este sistema. En esta condición, las placas han sido atraídas a un tiempo para formar grupos, aumentando la compactación de arcilla, por lo tanto:

La viscosidad plástica será menor que en un sistema dispersado-defloculado.

El punto cedente será más alto debido al incremento en las fuerzas de atracción.

La gelatinosidad será alta y progresiva debido a la mayor fuerza entre las partículas.

El filtrado del sistema tendrá muy poco control debido al amontonamiento de partículas que darán un enjarre suave y grueso.

En este sistema la hidratación y dispersión de bentonita adicional, será reducida por la cantidad de sal en solución. La figura 38 muestra el efecto del cloruro de sodio en la bentonita. La línea punteada muestra la disminución de la viscosidad por la adición de bentonita seca a una solución salina en aumento. La disminución de la viscosidad es debida al efecto de la acción de los iones de sodio y cloruro que evitan que la hidratación de produzca. La línea llena muestra el efecto del aumento de la concentración de sal en una lechada de bentonita prehidratada.

Inicialmente la lechada aumenta su viscosidad debido a la floculación de las partículas de bentonita y continúa en un descenso de la viscosidad causado por la reorientación de las partículas de la bentonita.

La lechada tiende a estabilizarse a una determinada concentración de sal, a una viscosidad dada, una vez que los efectos de los iones de sodio y cloruro se han estabilizado y las partículas de arcilla toman un patrón de orientación.

3.- Agregado-floculado.- La adición de un ión divalente como el yeso a un sistema dispersado-floculado es un ejemplo típico de este sistema. La adición de estos iones divalentes o polivalentes causa paquetes o montones de placas, en grupos cara con cara y borde con borde o borde con cara, o ambos, aumentando así la compactación de arcilla, por lo tanto:

La viscosidad plástica será más baja que en un sistema dispersado-floculado.

El punto cedente será alto debido al incremento de fuerzas entre las partículas y el sistema.

El filtrado del sistema tendrá muy poco control, debido al agrupamiento y amontonamiento de las placas de arcilla y,

La gelatinosidad es generalmente alta y no progresiva. La sal soluble presente inhibirá la hidratación y dispersión de cualquier adición posterior de bentonita.

4.- Agregado-defloculado.- En un sistema de este tipo, la compactación de arcilla es alta debido al amontonamiento de las placas de arcilla, por lo tanto:

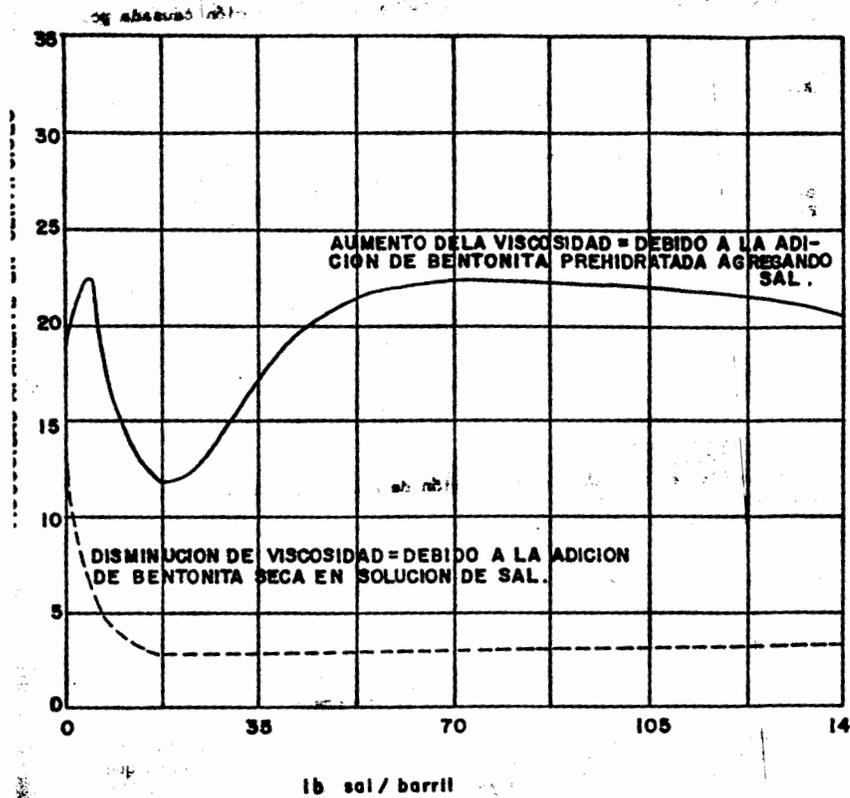
La viscosidad plástica es baja.

El punto cedente es bajo, debido a que las fuerzas entre las partículas se han reducido.

La gelatinosidad será baja y no progresiva.

El filtrado será alto a menos que se agreguen grandes cantidades de un agente de control de filtrado.

Las adiciones mayores de bentonita tendrán poco efecto sobre las pro



EFFECTOS DE LA SAL EN LA BENTONITA

FIGURA No. 30

propiedades reológicas del sistema debido a la inhibición causada por la sal soluble (Ver figura 39).

#### X.1.b.- ATAPULGUITA.

La atapulguita es una arcilla mineral, la cuál ha sido usada por más de 20 años como una arcilla salada. Consiste de una doble cadena de sílice paralelas, sus eslabones se juntan a través de oxígeno en sus filos longitudinales y la forma de sus elementos es de tetraedros y octaedros. El eslabonamiento de la cadena forma una hoja de doble enlace a intervalos arriba y abajo de la hoja. El enlace entre las hojas para mantenerlas juntas se hace por un hidróxido de aluminio ó un silicato de magnesio en coordinación octaedral.

Los procesos de la atapulguita son similares a los de la bentonita. La atapulguita para lodos de perforación debe de secarse a bajas temperaturas, ya que las propiedades coloidales son fácilmente dañadas. Su uso en lodos de perforación es para el aumento en la viscosidad y mejoramiento en las propiedades reológicas y tixotrópicas, (propiedades de sustentación) cuando en los fluidos de perforación se tiene un valor elevado de ppm de cloruro de sodio (NaCl).

La viscosidad en un lodo de perforación de agua salada y atapulguita es dado por el esfuerzo de corte que forma las arcillas en forma de fibras de cepillo. En lo que respecta a las propiedades sellantes, se tiene mucha deficiencia y esto es debido a la falta de compactación de las partículas en forma de astilla, por lo que los enjarres formados no pueden ser impermeables y el control de la pérdida de agua sea escaso y se suplemente con la ayuda de aditivos como el almidón, CMC, u otros aditivos.

#### X.1.c.- SEPIOLITA.

La sepiolita es una arcilla mineral que se usa ocasionalmente para impartir viscosidad en aguas dulces o salinas. Este mineral tiene una estructura similar a la atapulguita y difiere solamente en el espesor de su estructura. La sepiolita imparte viscosidad de la misma manera que lo hace la atapulguita debido a la estructura fibrosa del mineral.

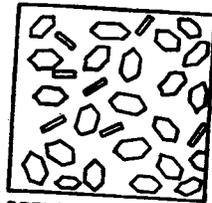
#### X.2.- ARCILLAS COMUNMENTE ENCONTRADAS AL ESTAR PERFORANDO.

Hay otras arcillas minerales que se encuentran durante la perforación, y que se agregan al fluido de perforación, presentandose principalmente en las lutitas.]

#### X.2.a.- LUTITAS

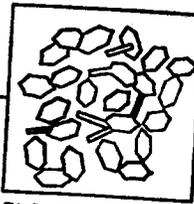
Es una roca de grano fino encontrados al estar perforando un pozo. Estas lutitas arcillosas en la mayoría de las ocasiones presentan problemas debido a su hidratación o dispersión al agregarse en forma natural al fluido de perforación.

BAJA GEL PROGRESIVA,  
BAJO FILTRADO, ENJARRE  
FIRME.



DEFLOCULADO:

ALTA GEL PROGRESIVA,  
ALTO FILTRADO, ENJARRE  
SUAVE.

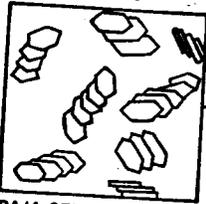


FLOCULADO:

DISPERSADO

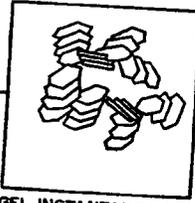
AGREGADO

DEFLOCULADO:



BAJA GEL ALTO FILTRA-  
DO, ENJARRE SUAVE.

FLOCULADO:



GEL INSTANTANEA NO  
PROGRESIVA, ALTO  
FILTRADO, ENJARRE  
SUAVE.

FIGURA No. 39

#### X.2.b.- ILITAS.

Las ilitas son arcillas no expandibles de tres capas las cuales se distinguen de la montmorillonita principalmente por la ausencia de intercapas que se ensanchan al contacto con el agua. En la ilita uno de los cuatro átomos de sílice en la hoja tetraédral es sustituido por un átomo de aluminio, y la carga positiva deficiente es satisfecha por un ión de potasio en la superficie de la capa. Ver Figura 40.

#### X.2.c.- KAOLINITA

Las unidades básicas de la kaolinita están ligadas compactamente por hidrógeno, esta liga evita la expansión de la arcilla al excluir la penetración del agua en el enrejado.

Los miembros del grupo de la kaolinita forman una arcilla de dos capas. El principal miembro del grupo de la kaolinita está compuesto de una hoja tetraédral de sílice y una octaédral de aluminio, la cual se combina en la unidad como se muestra en la figura 41.

La distribución de cargas entre las hojas tetraédral y octaédral está balanceada y existe una sustitución mínima de iones entre el enrejado, por esta razón la capacidad de intercambio de cationes es relativamente bajo variando de 3-15 meq/100 gr.

#### X.2.d.- CLORITAS.

Las cloritas son un grupo de arcillas minerales las cuales estructuralmente se asemejan a una arcilla de tres capas.

En estos minerales, la compensación de la carga de cationes entre las capas de las unidades del tipo montmorillonita, son reemplazados por una hoja octaédral de hidróxido de magnesio. Debido a algunas sustituciones de magnesio por aluminio en la hoja de hidróxido de magnesio esta hoja tiene una carga positiva, esto es debido a que la capacidad del intercambio de cationes es muy baja entre 10 y 40 meq/100 gr.

La carga positiva de las capas de hidróxido de magnesio aparentemente compensa la carga negativa de la unidad de capas.

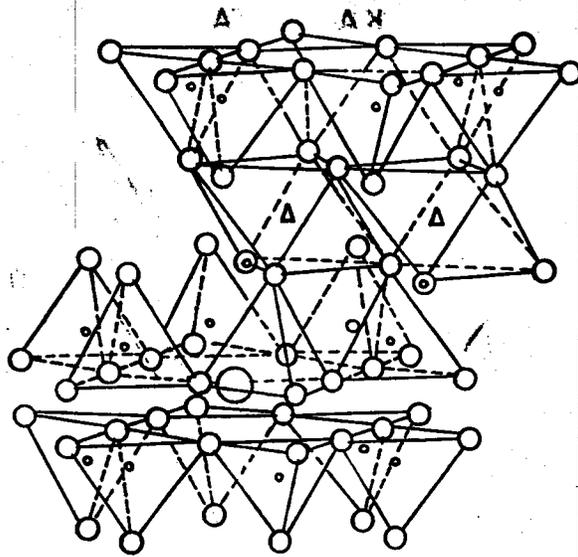
#### X.2.e.- ARCILLAS DE CAPAS MEZCLADAS.

Muchas arcillas están compuestas de más de una arcilla mineral las cuales pueden estar mezcladas de diferente manera. Estas estructuras de capas mezcladas, son una consecuencia del efecto de la composición de las hojas en diferentes capas de arcillas minerales.

#### X.3.- MECANISMOS DE HIDRATACION Y ESTABILIZACION DE LAS LUTITAS

La lutita es una roca de grano fino sumamente compacta, está compuesta de diferentes minerales como el cuarzo, feldespato, dolomita, calcita, siderita y yeso; que constituyen su fracción inerte y contribuye a la inestabilidad mecánica de la lutita. Otros minerales encontrados son la kaolinita, ilita, clorita, montmorillonita y mezclas de capas de arcillas, que constituye la fracción reactiva de las lutitas, las que contribuyen a la hidratación.

ILITA



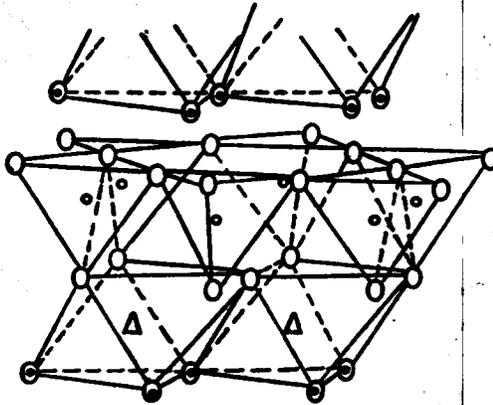
- ⊙ OXIDRILOS
- OXIGENO
- POTASIO
- △ ALUMINIO
- SILICIO (la cuarta parte remplazada por aluminio)

DIAGRAMA ESQUEMATICO DE LA ESTRUCTURA DE LA ILITA

PLAN ARQUIT

FIGURA No. 40

ATIJE  
KAOLINITA



- ⊙ OXIDRILO  
○ OXIGENO  
△ ALUMINIO  
• SILICE

DIAGRAMA ESQUEMATICO DE  
LA ESTRUCTURA DE LA KAOLINITA

FIGURA No.41

El mecanismo de hidratación es debido principalmente a la adsorción de moléculas polares (como el agua) e iones (como el sodio) en arcillas que no se encuentran consolidadas, produciendo cambios en su densidad, reducción de fuerza de confinamiento y alteraciones en su resistencia eléctrica.

La "Adsorción" se define como la ordenación que toman las moléculas de agua cuando son recogidas por la arcilla en su parte superficial, resultando el fenómeno de "rigidez y capturarimiento del agua"

La degradación de la captura depende del grado total de hidratación, el cual es representado por una adsorción isotérmica.

Siendo dipolar el agua, es fácilmente adsorbida dentro de la arcilla arreglándose de tal manera que producirá fracturas internas con resultados tales como el desmoronamiento de la misma.

Los fenómenos de adsorción son muy lentos ya que los problemas resultantes pueden ocurrir en días o meses después de que la roca es expuesta.

### X.3.a.- PROPIEDADES DE ADSORCION DE LA LUTITA.

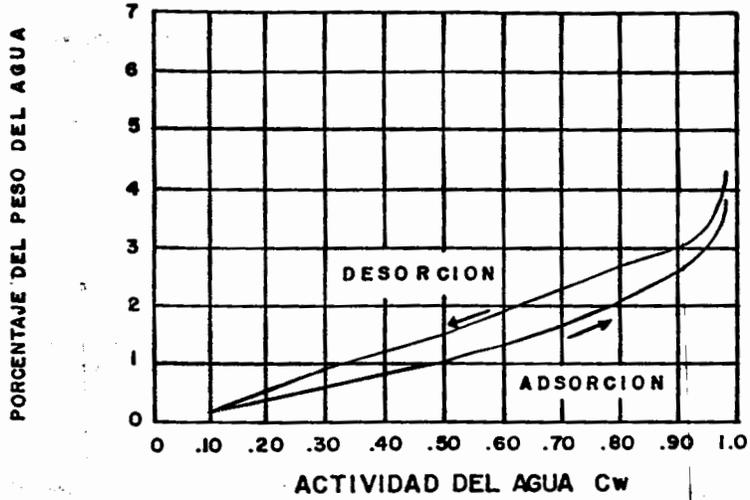
El potencial de hidratación de las lutitas arcillosas puede ser determinada por pruebas de adsorción.

Un método para definir la naturaleza total de adsorción de una lutita es desarrollando una prueba del fenómeno de adsorción o desorción isotérmica el cual nos señalará la actividad del agua y la humedad en la roca. La actividad del agua es definida como la relación de vapor que forma el agua presionada al encontrarse en equilibrio con la lutita a una misma temperatura.

La adsorción isotérmica es obtenida mediante una prueba de adsorción que se realiza para diferentes tipos de lutitas con diferentes grados de humedad; después que el equilibrio ha sido establecido, las muestras son analizadas para determinar su contenido de agua. Las pruebas de presión son hechas con una muestra de lutita, separándola en tamaños diferentes y secándola a unos 220° F en un horno durante 12 horas, después la lutita se coloca en un desecador. La humedad es mantenida constante en el desecador con soluciones de sal saturada. Cuando las muestras secas son pasadas a un desecador con humedad controlada, las muestras comienzan a adsorber agua obteniéndose un incremento en peso de cada una de las muestras. Cada muestra es analizada diariamente y cuando el equilibrio se encuentra (es decir cuando la ganancia de peso no es observada por más de 24 hs. la muestra es apartada, pesada y el porcentaje del peso del agua adsorbida es calculada. Los datos son tabulados y puestos en una gráfica llamada curva de adsorción - desorción. (hidratación y deshidratación). Ver figura 42.

La actividad del agua se podrá determinar dividiendo la presión de vapor de la formación entre la presión de vapor del agua pura.

Es posible determinar la condición de adsorción de una lutita si el estado de humedad se conoce (esto es, el porcentaje del peso de agua).



ADSORCION-DESORCION ISOTERMICA EN UNA MUESTRA DE LUTITA

FIGURA No. 42

1).- EFFECTOS DE DENSIDAD

El cambio de la densidad de la lutita debido a la alteración de su estructura es aproximadamente un 30% para lodos base agua. El agua es adsorbida por la lutita por lo cual se hincha, incrementando el volumen de la roca y la densidad total de la misma.

Si la densidad del grano y el porcentaje del peso de agua se conocen, la densidad de la lutita puede ser calculada con la ecuación:

$$\text{DENSIDAD DE LA LUTITA} = \frac{\text{DENSIDAD DEL GRANO}}{1 + (\text{DENSIDAD DEL GRANO} - 1) \frac{\text{PORCENTAJE DEL PESO DE AGUA}}{100}}$$

Los resultados muestran que la densidad de la lutita depende completamente del tiempo de exposición con el fluido. Con la medida de la densidad de la lutita se podrá obtener la detección de presiones anormales que pueden eliminarse si la hidratación se compensa o elimina.

X.3.b.- FUERZAS DE HIDRATACION.

Si las rocas arcillosas adsorben agua y no se encuentran libres para expandirse, la roca tenderá a fracturarse, lo cual es producto de las fuerzas internas generadas. En operaciones de perforación estas fuerzas se incrementan originando el derrumbe y reducción del diámetro del agujero. En el caso de la hidratación total de la lutita, esta se expande reduciendo el espacio anular. Si la indicación de hidratación es incontrolable, la roca se expandera dañando el pozo en operaciones de perforación ó terminación.

Para determinar las fuerzas de hidratación de la lutita, se tendrá que realizar una prueba de ruptura con diferentes muestras sumergidas en un fluido de perforación y a continuación aplicarles fuerzas hidráulicas manteniendo una expansión nula, aumentandola poco a poco hasta obtener una fractura.

- TEORIA SOBRE LAS FUERZAS DE HIDRATACION.

Las fuerzas de hidratación pueden ser conocidas por medio de la actividad del agua en la lutita y de relaciones termodinámicas básicas.

Matemáticamente la medida de las fuerzas de hidratación se obtiene con la siguiente ecuación:

$$F_H = - \frac{RT}{V} \ln \left( \frac{P}{P_0} \right)$$

DONDE:

$F_H$  = Fuerza de Hidratación (atm)

R = Constante del Gas  $\left( \frac{\text{m} - \text{atm}}{\text{K}} \right)$

- T = Temperatura Absoluta ( $^{\circ}$ K)
- V = Volumen parcial molar de  $a$  a pura (adimensional)
- P = Presión de Vapor de agua de la formación (atm).
- Po = Presión de vapor de agua pura (atm)
- P/Po = Relación de presiones de vapor de agua (Actividad del agua).

Al obtenerse el resultado de una prueba en una muestra se tuvo un contenido de 2.2 % de peso de agua, empleando la gráfica de adsorción-desorción, y a partir de ésta se obtuvo su actividad de agua que fué 0.75 con T = 297°K, por lo tanto:

$$F_H = - \frac{(0.083)(297)}{0.018} \ln (0.75) = - 394 \text{ atm} = - 5790 \text{ (lb/pg}^2)$$

que es un valor cercano a la fuerza de hidratación máxima para que la lutita mantenga las dimensiones originales.

Esta ecuación nos indica el exceso de presión de hidratación que puede ser desarrollada en muchas lutitas secas, al encontrarse trabajando con fluidos de perforación. Las pruebas de ruptura muestran como las secciones de lutita expuestas al fluido de perforación en un agujero pueden fracturarse si las condiciones críticas de las fuerzas de hidratación existen. Estas pruebas muestran como las lutitas expuestas pueden inicialmente resistir altas presiones inducidas de hidratación, pero cuando una hidratación alta ha ocurrido, se fractura la lutita, ocasionando el derrumbe del agujero.

Ejemplos hechos en diferentes muestras indican que el tiempo para fracturar la lutita disminuye si la presión del agujero se incrementa. (Ver figura 43).

Como último resultado se obtiene que la adsorción de agua disminuye la fuerza de compresibilidad en rocas arcillosas, por lo tanto presiones internas de hidratación producen una reducción en la compresibilidad de la roca.

#### X.4.- FACTORES GENERALES QUE AFECTAN LA ESTABILIDAD DE LAS PAREDES DEL POZO EN LUTITAS.

Hay muchas variables que hay que considerar en la planeación de un sistema de fluidos de perforación para prevenir y atacar los problemas de perforación causados por lutitas inestables. Junto con estas variables, los mas importantes aspectos que debemos considerar son:

##### X.4.a.- PROPIEDADES DEL FLUIDO DE PERFORACION.

Las propiedades del fluido de perforación tienen una conexión directa con la estabilidad de la lutita.

- DENSIDAD DEL LODO.- Insuficiente densidad en el lodo ocasiona que, la presión de las lutitas las haga caer de la pared del agujero resultando que gran cantidad de astillas de lutitas entren al fluido de perforación. Esta condición se corrige aumentando la densidad del lodo.

PRESION DEL AGUJERO ( Lb/pulg 2 )



RELACION ENTRE LA PRESION DEL AGUJERO Y  
EL TIEMPO DE EXPOSICION DE UNA MUESTRA DE LUTITA

**FIGURA No. 43**

El aumentar la densidad del lodo, también se usa para contener o retener las lutitas plásticas o lutitas hidratables. Puesto que este tipo de lutitas usualmente contienen abundantes fracciones de minerales reactivos, estos se controlan con reactivos o sistemas de lodos, que reduzcan su tendencia a hidratarse.

- VISCOSIDAD.- La viscosidad es un factor importante para el mejoramiento de la estabilización de las paredes del agujero.

Para su tratamiento es condición básica estudiar el patrón de flujo de los fluidos de perforación, el cual se divide en:

- FLUJO LAMINAR
- FLUJO TURBULENTO.

FLUJO LAMINAR.- Este se presenta cuando el frente del flujo tiene una forma parabólica y ordenada de las partículas que viajan en forma paralela a las paredes del pozo y de la tubería de perforación. Este flujo lo rige la ley de Poiseuille's, y su representación matemática es:

$$Q = \frac{1}{8} \frac{P R^4}{L \mu}$$

Q = Gasto del fluido (cm<sup>3</sup>/seg)

P = Presión diferencial que se pierde en el agujero (dinas)

R = Radio del agujero (cm)

L = Longitud del pozo (m)

$\mu$  = Viscosidad de líquido (poise).

Es muy importante mantener el perfil del flujo en un pozo como flujo laminar para que el volumen de circulación no ocasione la erosión del agujero.

FLUJO TURBULENTO.- Se origina cuando la velocidad del fluido se incrementa por un excesivo gasto y la dirección de las partículas es en forma desordenada, encontrándose en colisión en forma constante.

Al momento de incrementarse la velocidad, existe una etapa de transición de estado de fases en la dirección del flujo antes de llegar a ser flujo turbulento.

Las condiciones del flujo turbulento puede ser expresado por la relación de Fanning's.

$$P = \frac{f l v^2 \rho}{D}$$

P = Presión diferencial que se pierde en el agujero (dinas)

f = Factor de fricción entre el sólido y el líquido.

L = Longitud del pozo (m).

$\rho$  = Densidad del fluido (gr/cm<sup>3</sup>)

V = Velocidad del fluido (m/seg)

D = Diámetro del agujero (cm).

Para poder conocer el tipo de flujo en que se encuentra el pozo, es necesario utilizar el Número de Reynolds el cual se expresa como:

$$R_e = \frac{D V \rho}{\mu}$$

D = Diámetro del agujero (cms.)

V = Velocidad del fluido (cm/seg)

$\rho$  = Densidad del fluido (gr/cm<sup>3</sup>).

$\mu$  = Viscosidad del fluido (centipoise).

El número de Reynolds cambia de factor de acuerdo al tipo de fluido

Fluido plástico de bingham

Fluido Newtoniano

$$R_e = 2965 \frac{D V \rho}{\mu_p}$$

$$R_e = 930 \frac{D V \rho}{\mu}$$

En base a diversos experimentos en laboratorio se dedujo lo siguiente:

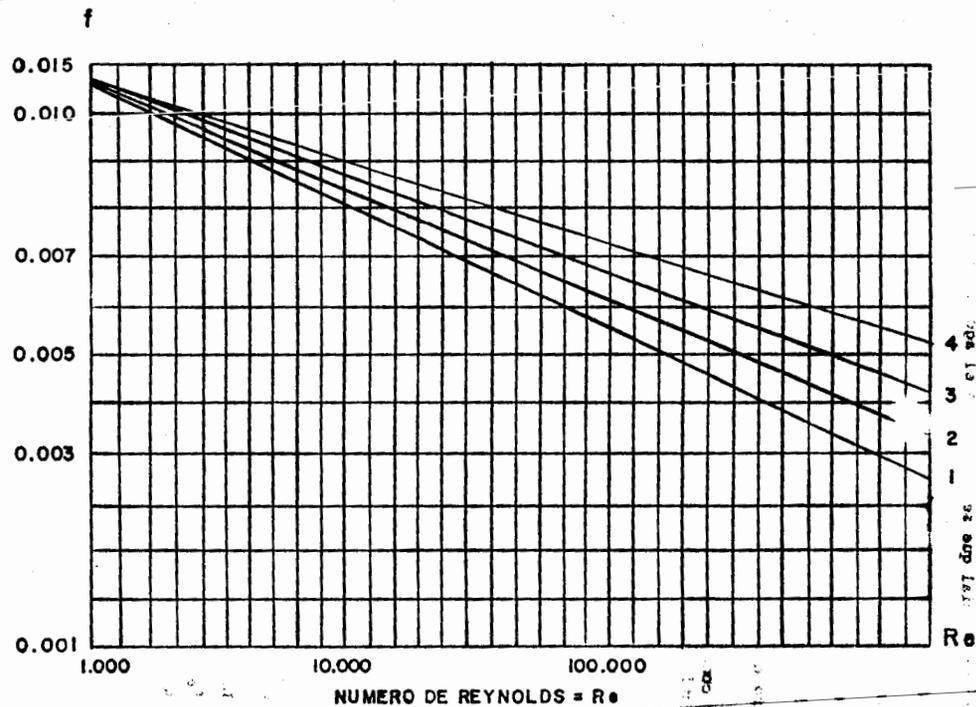
$R_e < 2000$  ----- Flujo Laminar  
 $2000 \leq R_e \leq 3000$  ----- Etapa de transición  
 $R_e > 3000$  ----- Flujo turbulento

El factor de fricción "f" se determinará en la gráfica siguiente de acuerdo con las condiciones en que se encuentra el fluido y el Número de Reynolds obtenido

X - 124

$$P = \frac{fLV^2Q}{25.6D}$$

f = Factor de fricción en la ecuación



- 1.- PARA VALORES BAJOS EN TUBERIA DE COBRE O VIDRIO.
- 2.- PARA TUBERIAS INTERNAMENTE LIMPIAS.
- 3.- PARA TUBERIA DE PERFORACION O ESPACIO ANULAR MENOR.
- 4.- PARA AGUJERO ABIERTO.

FIGURA No. 43

Si el fluido circula de modo que en su mayoría sea flujo turbulento, pueden resultar problemas en los cuñiles el principal es el agrandamiento del agujero debido a la erosión.

- Pérdida de Agua.- La cantidad de pérdida de agua en el agujero y la composición química del filtrado se considera la más importante variable en la estabilización de las lutitas. Algunas lutitas son extremadamente sensibles al agua y se hidratan o fracturan al contacto de agua dulce. Este tipo de lutitas generalmente contiene gran cantidad de arcillas reactivas las cuales requieren inhibidores químicos para evitar su hidratación y dispersión dentro del sistema de lodo, lo que ocasiona un aumento en la viscosidad.

X.4.b.- TIEMPO.- El tiempo es un factor muy importante ya que la estabilidad de la lutita aumenta a medida que la lutita está más tiempo expuesta al fluido de perforación, esto es debido a la formación del enjarre y el mejoramiento en las propiedades del fluido de perforación a medida que transcurre el tiempo de contacto de éste con la lutita, siempre y cuando se esté usando el fluido adecuado para inhibir la pérdida de agua y por lo tanto la hidratación y fracturamiento.

Debemos tener en mente que el agujero se podrá perforar lo más rápido posible con seguridad y economía usando la estabilidad como guía.

X.4.c.- FORMACION.- El tipo de formación que se espera encontrar debe ser considerado, ya que ciertos tipos de lutitas reaccionan de varias maneras y crean diferentes tipos de inestabilidades. Como se mencionó, las lutitas pueden hidratarse si son altamente reactivas, o pueden astillarse o fracturarse si son del tipo bajo reactivas.

X.4.d.- TEMPERATURA.- La temperatura juega un papel importante debido a los efectos que en ellas produce un incremento de temperatura que puede deteriorar las propiedades químicas del fluido.

Cuando consideramos inestabilidades que pueden ocurrir a altas temperaturas, se debe tener presente que las limitaciones de temperatura en los aditivos del lodo deben ser bien conocidas y principalmente de aquellos reactivos usados frecuentemente para mantener el lodo en condiciones de alta temperatura.

Como ejemplo se tienen los lodos cálcicos que tienden a solidificarse a altas temperaturas, por lo tanto al tener ésta condición de temperatura se tendrán bajos valores de perforación y en consecuencia, han dejado de usarse en algunas regiones.

Otro factor involucrado con la temperatura es la tendencia de las lutitas a hidratarse más rápidamente.

#### X.5.- TECNICAS PARA LA ESTABILIZACION DE LAS LUTITAS.

Estudios que se han hecho de los métodos del comportamiento de la estabilización de las lutitas con lodos base aceite y lodos base calcio, concluyen que la composición química del filtrado es el factor principal para

el control de la inhibición de varias arcillas presentes en las lutitas con tendencia a hidratarse por lo cual la estabilización de las paredes del pozo se podrá realizar de tres técnicas diferentes:

- 1) Por inhibición química.
- 2) Por encapsulación.
- 3) Por estabilización mecánica.

1).- INHIBICION QUIMICA.- Como se mencionó, la actividad química de la fase agua de los fluidos de perforación y la cantidad de filtrado que se pierde en la formación, tienen una relación directa en la estabilidad de las lutitas que contienen arcillas reactivas o hidratables.

Como un ejemplo, se tiene que en áreas con grandes cantidades de lutitas altamente reactivas, (lutitas bentoníticas) un fluido de perforación puede causar que la lutita se hidrate y se hinche creando la inestabilidad en el pozo. Sin embargo si el filtrado contiene un ion que evite o reduzca la hidratación, una alta pérdida de agua se podrá tolerar sin que ocasione que la lutita se hinche.

DETERMINACION DE LA INHIBICION QUIMICA. - El contenido bentonítico en la lutita es la base para categorizar la reactividad de la lutita. El procedimiento usado para definir el contenido equivalente de bentonita en la lutita es por medio de una prueba MBT expresada como libras de bentonita por 100 libras de lutita. Es necesario hacer esta prueba en el campo cuando los problemas de la lutita son severos y no es posible obtener una determinación cuantitativa de los componentes de la lutita por procedimientos de laboratorio. En la prueba MBT, puede determinarse que la lutita sea alta o poco reactiva a la fase agua y su actividad electro-lítica.

De acuerdo a la prueba anterior, las lutitas se clasifican en:

a).- LUTITAS DE BAJO MBT.

Estas lutitas contienen más de 15 lb/bl de bentonita por 100 lb. de lutita y es del tipo medio o altamente reactivo.

b).- LUTITAS DE ALTO MBT

Estos tipos determinados por la prueba MBT están basados en la pureza relativa de la montmorillonita de sodio la cual tiene un MBT del rango de 60 a 90 lb. bentonita por cada 100 lb. de muestra.

SOLUCION DE CAMPO A LA REACTIVIDAD QUIMICA DE LA LUTITA.

A través de numerosas pruebas de laboratorio se ha encontrado que el cloruro de potasio y el sulfato de amonio son las mejores sales que se usan para estabilizar lutitas reactivas químicamente. Debido a los fuertes efectos de liga de estos iones, los iones de potasio y amonio encajan en el enrejado de la arcilla ligando este enrejado fuertemente y reduciendo las características de hidratación de las arcillas reactivas. El clo-

ruro de potasio es la sal preferida para reducir la hidratación, hasta de las lutitas más reactivas, pero la adición de la sal a veces no es suficiente para evitar que la lutita se rompa, esto es que se produzcan microfaturas.

2).- ENCAPSULACION.- Otro criterio sobre estabilización que a menudo se pasa por alto se refiere a cubrir la lutita con un material orgánico que encapsule la lutita y ayude a que la hidratación y el rompimiento sea nulo (lutita encapsulada). Mayores esfuerzos para controlar la inestabilidad de las lutitas y las microfaturas dió como resultado el uso de ciertos polímeros orgánicos los cuales envolverán la lutita para evitar que las partículas que se perforan se quiebren y viajen por el espacio anular dando como resultado el agrandamiento de diámetro.

Estos polímeros orgánicos son usados simultáneamente con sales inhibidoras para un mejor resultado.

Estudios adicionales muestran que a medida que el MBT de la lutita aumenta, mas cloruro de sodio se requiere para la estabilización; y a medida que el MBT de la lutita disminuye, más polímero orgánico es necesario para estabilizar la lutita. Este fenómeno se explica por el hecho de que las lutitas con bajo MBT contienen un gran porcentaje de cuarzo y otros minerales inertes o de baja reactividad y por lo tanto se requiere más polímero para evitar que la lutita se quiebre y se disperse dentro del sistema de lodo.

3).- ESTABILIZACION MECANICA.- Ciertos tipos de lutitas contienen microfaturas que las hacen extremadamente sensibles a la invasión del fluido.

Estas lutitas pueden contener varias cantidades o fracciones de arcilla y no están limitadas a bajos valores de MBT como uno debiera esperar. Para este tipo de lutitas se requiere sellar las microfaturas en el interior de la lutita y ayudar a ligar la lutita para evitar la intrusión de agua. Esta meta se logra por adición de la "gilsonita" la cual sellará estas microfaturas y así evitará la intrusión del agua dentro de la lutita.

Este tipo de material trabaja muy bien en lutitas deleznable, las cuales a menudo se forman por estas microfaturas.

Otros factores mecánicos que se consideran para la estabilización de la lutita por el uso de gilsonita son:

- Control de las propiedades del fluido de perforación para evitar erosión del agujero cuando se tiene flujo turbulento.
- Selección de la densidad apropiada del lodo para el control de las lutitas presionada.
- Control de la velocidad de la tubería en los viajes, para evitar presiones anormales y suavéo y de surgencia.

Si estas tres técnicas se implantan sistemáticamente, áreas con problemas de lutitas podrán perforarse en tiempo mínimo:

## CAPITULO XI

### XI.- CALCULOS BASICOS EN FLUIDOS DE PERFORACION.

Los principios básicos del fluido de perforación y el sistema de circulación se presentan a continuación.

1. Capacidad de la tubería, del espacio anular, del agujero y desplazamiento de tubería.
2. Bombeo del lodo, gastos, velocidades y eficiencia de las bombas.
3. Cálculo del tiempo de circulación del lodo a diferentes puntos del agujero.
4. Gradiente de presión de la columna de lodo en el pozo.
5. Balance de materia para los lodos de perforación.
6. Porcentaje de aceite, agua y sólidos en un lodo.

#### XI.1.- CAPACIDADES Y DESPLAZAMIENTOS.

La capacidad de la tubería, del agujero y del espacio anular, es el volumen de lodo por cada unidad de longitud a la profundidad a la cual el lodo se encuentre. La capacidad depende principalmente de la sección transversal del agujero, determinándose por su longitud y diámetro del mismo. La capacidad de la tubería se determina por su diámetro interno (DI); y la capacidad del espacio anular se determina por el diámetro del agujero y el diámetro externo de la tubería (DE).

El desplazamiento de la tubería es el volumen de lodo desplazado por unidad de longitud, y se determina cuando la tubería se desplaza dentro y fuera del agujero al encontrarse dentro del lodo de perforación. El valor obtenido será una indicación del volumen de acero de la tubería y es determinado por el diámetro interno, externo y las juntas de la tubería.

Para obtener las fórmulas de la capacidad y el desplazamiento, se contará con sus diferentes parámetros y unidades.

El volumen es expresado en barriles (bl)

$$1 \text{ barril (bl)} = 42 \text{ galones (gal)} = 5.6 \text{ pie}^3 = 0.159 \text{ m}^3$$

La capacidad y el desplazamiento son expresados en barril/pie (bl/pie)

$$1 \text{ barril/pie (bl/pie)} = 5.6 \text{ pie}^3/\text{pie} = 42 \text{ gal/pie} = 0.52 \text{ m}^3/\text{m}$$

La capacidad y el desplazamiento se obtendrán a partir de la misma fórmula:

$$\text{Desplazamiento} = \text{Capacidad} = \frac{\text{Volumen}}{\text{longitud (unitaria)}} \text{ ejem; bl/pie; m}^3/\text{m; pie}^3/\text{pie}$$

El volumen del agujero, de la tubería y del espacio anular (diferencia de áreas) se determinarán de la siguiente manera:

Volumen = Área transversal X longitud de la tubería (total)

$$\text{Volumen} = \frac{\pi d^2}{4} \times \text{Unidad de long.}$$

Como se dá:  $d$  (pg) pulgadas o alícuotas al pie  
 $l$  (pie)

Entonces se tendrán que cambiar las unidades a barriles (bl)

$$\text{Volumen (bl)} = \frac{\pi d^2 (\text{pg}^2) \times l (\text{pie})}{4} \times \frac{1 \text{ pie}^2}{144 \text{ pg}^2} \times \frac{1 \text{ bl}}{5.6 \text{ pie}^3}$$

$$\text{Volumen (bl)} = \frac{0.0012401 \pi}{4} \times d^2 (\text{pg}) l_{\text{tot.}} (\text{pie})$$

Dándose finalmente el  $V$  = Volumen, bl  
 $d$  = diámetro, pg  
 $l$  = longitud, pie

Con la obtención del volumen en barriles, se podrá obtener la capacidad mencionada, dividiendo el volumen obtenido (bl) entre la longitud total de la tubería (pie), quedándonos. Capacidad = bl/pie.

La capacidad y el desplazamiento también ha sido calculada en función del diámetro, de acuerdo a esto, se ha elaborado la siguiente tabla de acuerdo a la disposición requerida.

Tabla XI.1

Fórmulas de capacidades y desplazamientos expresados en bl/pie.

1. Capacidad del agujero (cuando la tubería de perforación se encuentra fuera del pozo) o capacidad de la tubería de revestimiento
 
$$\frac{d_1^2}{1027}$$
2. Capacidad de la sección exterior de la tubería o de los lastrabarrenas
 
$$\frac{d_3^2}{1027}$$
3. Capacidad del espacio anular entre el agujero o la tubería de revestimiento y la tubería de perforación
 
$$\frac{d_1^2 - d_2^2}{1027}$$

4. Desplazamiento de la Sección Anular.

$$\frac{d_2^2 - d_3^2}{1027}$$

$d_1$  = Diámetro del agujero o diámetro interior de la tubería de revestimiento (pulgadas).

$d_2$  = Diámetro externo de la tubería o diámetro externo de los lastrabarrenas (pg).

$d_3$  = Diámetro interno de la tubería o diámetro interno de los lastrabarrenas (pg).

El desplazamiento de la tubería de perforación a causa de los efectos de la resistencia a la junta, sólo se podrá obtener por tablas. Otro procedimiento es encontrando el volumen del acero de la sarta de perforación, éste es importante en los viajes de tubería ya que nos dará una indicación del volumen de lodo que deberá ser agregado al agujero cuando la sarta se saque en los viajes. El mismo volumen será desplazado cuando la herramienta se introduzca de nuevo dentro del agujero.

Finalmente el volumen total de circulación es la suma del volumen de lodo en la superficie activa del sistema y del volumen dentro del agujero. La superficie activa del sistema consiste del lodo dentro de la sarta y del lodo dentro de la línea superficial. El lodo dentro de la línea superficial se ignora en la compilación del volumen total de circulación por ser despreciable.

La capacidad y el desplazamiento de la tubería pueden ser determinados con alguna precisión, pero la capacidad del agujero y del espacio anular presentan algunas dificultades debido a que el diámetro del agujero descubierto nunca es conocido con precisión ya que los efectos de la erosión química, depositación de enjarre en el agujero y posibles formaciones que se hidratan son difíciles de estimar. La práctica real es usar el diámetro de la barrena como el diámetro del agujero.

XI.2 Bombeo del Lodo, Gastos, Velocidades y Eficiencia de las bombas.

Los bombos grandes mueven el lodo desde la sección superficial hacia la superficie activa del sistema y de ahí al espacio anular y de nuevo a la superficie (atrás de la línea de flujo se bombea el lodo). La descarga de la bomba se efectúa a través de cilindros dentro de los cuales habrá un movimiento de pistones. De acuerdo al volumen de descarga requerido se podrán usar dos clases de bombas. Las bombas duplex que tienen dos cilindros y las bombas triplex. En las bombas duplex la descarga del cilindro es hacia adelante del movimiento y hacia atrás del movimiento del pistón. Las bombas triplex son de simple acción en las cuales la descarga es sólo hacia adelante del movimiento del pistón.

Una embolada de la bomba involucra un ciclo completo del pistón, esto es el ciclo de ida y regreso del mismo pistón, por lo que la descarga de ambos cilindros en ambas direcciones de ida y vuelta será una embolada de una bomba duplex (de doble acción) y la descarga de todos los tres cilindros será una embolada de una bomba triplex.

La fuerza de la bomba se tomará de acuerdo al número de emboladas por minuto (emb/min) en los cuales la bomba se opera.

De acuerdo a lo anterior se podrá definir el rendimiento de la bomba como el volumen de lodo descargado por la bomba por cada embolada. Esto usualmente es expresado en barriles por embolada (bl/emb). El desplazamiento de la bomba depende del diámetro del cilindro, de la longitud de la embolada del pistón y la eficiencia volumétrica de la bomba. La eficiencia volumétrica es aproximada al 100% para las bombas triplex, pero algunas veces inferior. Usualmente se asume que puede ser del 90% para las bombas duplex.

Tabla XI.2

Emboladas de la Bomba y Tiempo de Circulación.

Operación	Tiempo	Emboladas de la bomba
Volumen de lodo (bl), Gasto (bl/min), Desplazamiento de bomba bl/embolada tiempo (min)		
De la superficie a la barrena	Volumen de la sarta de perforación/gasto	Volumen de la sarta de perforación/desplazamiento de la bomba
De un punto hacia afuera del agujero	Volumen anular/gasto	Volumen anular/desplazamiento bomba
Ciclo del agujero	Volumen del agujero/gasto	Volumen del agujero/gasto
Total del sistema	Volumen total de circulación/gasto de flujo	Volumen total de circulación/gasto

**GASTO DE LA BOMBA.** Es el volumen de fluido que se descarga por el bombeo del lodo, por cada unidad de tiempo durante la circulación del agujero. Esto expresado en barriles por minuto (bl/min) o galones por minuto (gal/min).

Haciendo que el gasto sea dado por:

**GASTO = Desplazamiento de la bomba X aceleración de la bomba.**

Gasto (bl/min)  
Desplazamiento (emb/min)  
Aceleración (bl/emb)

El tiempo que se requiere para bombear una descarga a un volumen específico de lodo depende del gasto de flujo, dado como:

$$\text{Tiempo} = \frac{\text{volumen}}{\text{gasto}} \frac{\text{bl}}{\text{bl/min}} = (\text{min})$$

el cual se toma como un gasto constante de flujo.

El número de emboladas de la bomba que se requieren para descargar un volumen específico de lodo depende del desplazamiento de la bomba dado por:

$$\text{Emboladas de la bomba} = \frac{\text{Volumen}}{\text{desplazamiento de la bomba}} \frac{\text{bl}}{\text{bl/emb}} = (\text{emb})$$

La velocidad del lodo fluyendo a través de una sección del espacio anular (o tubería de perforación) es dado por la fórmula:

$$\text{Velocidad} = \frac{\text{Gasto}}{\text{capacidad de la sección atravesada}} \frac{\text{pie/min}}{\text{bl/pie}} = \left( \frac{\text{bl}}{\text{min}} \right)$$

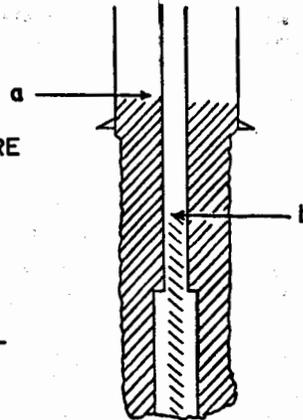
La velocidad del espacio anular entre la tubería de perforación y el agujero normalmente difiere de la velocidad del espacio anular entre los lastrabarreras y el agujero, ya que los diámetros (y por lo tanto las capacidades son diferentes).

### XI.3 Cálculo del tiempo de circulación del lodo a diferentes puntos del agujero.

El tiempo de circulación dentro de un pozo es un factor importante para resolver diferentes problemas dentro del pozo.

El tiempo de circulación desde la superficie a la barrena y viceversa puede ser importante para cementaciones y control del pozo así como para la evaluación de las formaciones perforadas de acuerdo al tipo de recortes que recoja el fluido de perforación de regreso a la superficie. El conocimiento de tiempo en el sistema permite que el tratamiento del lodo sea espaciado en una cantidad mayor de una circulación completa (o tal vez dos o tres circulaciones), dependiendo del tipo de problema que se presente.

**LODO DENTRO DEL SISTEMA ENTRE  
LOS PUNTOS "a y b"**



**FIGURA No 45**

Para ilustrar un poco más lo anterior, (tomando en cuenta la figura anterior) se requerirá que el nivel del lodo del punto "b" llegue al punto "a", para esto la bomba tendrá que descargar un volumen de lodo igual a el volumen de lodo entre "a" y "b" (Figura 45).

Con los datos anteriores se podrán determinar una infinidad de preguntas para poder hacer diferentes operaciones dentro del pozo. Si "a" es la barrena y "b" es la bomba, el tiempo que se determinará es el tiempo en que el lodo circulará desde la superficie hasta la barrena. Ahora si "a" es la línea de flujo y "b" es la bomba, para que se igualen los puntos se tendrá que hacer el ciclo completo del agujero. El tiempo requerido para que el lodo haga una circulación completa (en este caso  $a = b$ ) es el tiempo total del sistema (o total de circulación).

De acuerdo a lo anterior y con sus datos respectivos se podrá determinar uno de los puntos más importantes en la perforación que son los llamados "Baches de Fluidos".

Un bache dentro del pozo es la posición de un fluido especial en un determinado lugar en el agujero. Si el punto "b" es el punto requerido en el agujero y el punto "a" es la bomba, el tiempo requerido para que la bomba descargue un volumen igual al volumen del lodo entre "a" y "b" es igual a el volumen entre "a" y "b", entre el gasto necesitado.

Los principales problemas que se podrán resolver con los "Baches de Fluidos"

son las perdidas diferenciales de tubería y las pérdidas de circulación las cuales son arregladas por la determinación de este punto y el uso de los fluidos convenientes.

El volumen de la descarga es determinado con más exactitud por el conteo de las emboladas de la bomba así como por la dimensión del tiempo a este punto. En el caso de que la medida del agujero sea buena, y la eficiencia volumétrica sea conocida, estos datos podrán ser utilizados (y las operaciones al punto dado podrán ser ejecutados con más eficiencia).

#### XI.4 Gradientes de presión de la columna de lodo en el pozo.

Para algunos puntos en una columna de fluido, la presión es dada como una consecuencia de la densidad del fluido abajo de este punto. Esta presión es conocida como "Presión Hidrostática" y depende sólo de la densidad del fluido y la longitud del mismo abajo de su nivel. La Presión Hidrostática es utilizada principalmente para el control de la presión de formación durante las operaciones de perforación, es expresada en lb/gal o en lb/pie<sup>3</sup> o como gravedad específica. Para convertir lb/gal a lb/pie<sup>3</sup>, se multiplica por 7.5 lb/pie<sup>3</sup>. Para convertir lb/gal a gravedad específica se divide por 8.33 lb/gal de agua. El gradiente del lodo depende de la densidad del lodo y se da en lb/pg<sup>2</sup>/pie. La fórmula será:

$$\text{Gradiente del lodo} = 0.052 \times \text{densidad del lodo.}$$

donde el gradiente del lodo está en lb/pg<sup>2</sup>/pie y la densidad lodo está en lb/gal. El agua fresca tiene una densidad de 8.33-lb/gal o 62.4 lb/gal, también una gravedad específica de 1.0 y un gradiente de lodo de 0.433 lb/pg<sup>2</sup>/pie.

Por lo cual:

$$\text{Presión Hidrostática} = 0.052 \times \text{densidad del lodo} \times \text{altura hasta la que se encuentra el lodo.}$$

Las unidades empleadas para la presión hidrostática son lb/pg<sup>2</sup> a cualquier profundidad del pozo si la profundidad está dada en pies y la densidad del lodo en lb/gal. Asimismo la presión hidrostática a cualquier profundidad es el producto del gradiente de presión por la profundidad. La profundidad que se ca en la fórmula puede tomarse vertical con la profundidad en el caso de que se trate de pozos direccionales.

#### XI.5 BALANCE DE MATERIA.

Aumento y disminución de la densidad del lodo, problemas del lodo, porcentaje de sólidos y ejemplo.

Todos los materiales presentes en el lodo contribuyen a su densidad. En el caso de lodos ordinarios base agua, los componentes principales son el agua (generalmente dulce), las arcillas, partículas de lutita que se dispersan

en el lodo y finalmente la barita, material inerte que se agrega para aumentar la densidad. Los reactivos usados para controlar la viscosidad y las propiedades gel se encuentran generalmente en pequeñas cantidades por lo que no se toman en cuenta para el cálculo de la densidad.

Como se mencionó anteriormente el agua dulce tiene una densidad de 8.33 lb/gal, la arcilla bentonítica que se agrega al lodo tiene una gravedad específica de 2.5 lo que corresponde a una densidad de 21.66 lb/gal y la barita tiene una gravedad específica de aproximadamente 4.3 lo que corresponde a una densidad de 35.8 lb/gal.

Existen tres ecuaciones fundamentales usadas para el cálculo de la densidad del lodo, expresadas en palabras y con su signo correspondiente son:

- Peso final de la mezcla = peso del lodo original + peso del material agregado.

$$W_f = W_o + W_a \dots \dots \dots \text{XI.1.}$$

- Volumen final de la mezcla = volumen de lodo original + volumen del material agregado.

$$V_f = V_o + V_a \dots \dots \dots \text{XI.2.}$$

- Densidad final de la mezcla = peso final de la mezcla entre volumen final de la mezcla.

$$\rho_f = \text{Densidad} = \frac{\text{Peso}}{\text{Volumen}} = \frac{W}{V} \dots \text{XI.3.}$$

Estas ecuaciones pueden combinarse y arreglarse algebraicamente para adaptarlas a cualquier cálculo particular que se tenga.

Un ejemplo de las ecuaciones anteriores sería al requerir preparar un lodo con siete galones de bentonita, con una densidad de 21.66 lb/gal los cuales son mezclados con 100 galones de agua con una densidad de 8.33 lb/gal (como en la figura 46) por lo cual quedan:

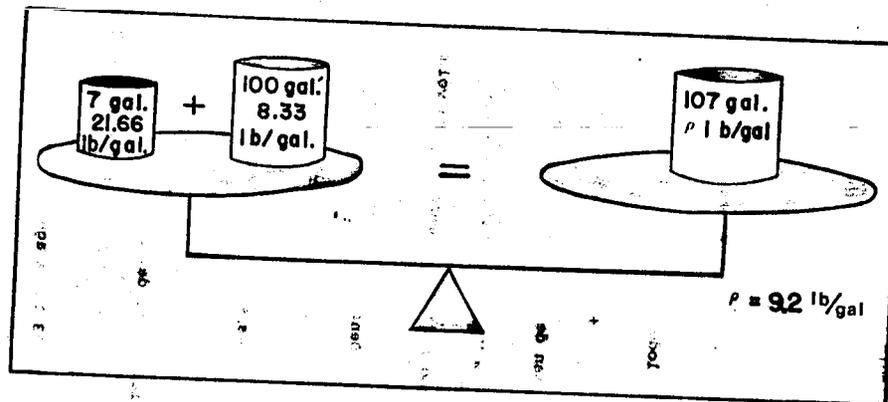
W final = Peso del primer material + Peso del segundo material

W final = (7 galones de bentonita x 21.66 lb de bentonita/gal) + (100 galones de agua x 8.33 lb de agua/gal)

W final = 151.62 lb de bentonita + 833 lb de agua

W final de lodo = 984.62 lb de (agua + bentonita)

Para determinar la densidad sabiendo que  $\rho_{\text{final}} = \frac{W_{\text{final}}}{\text{Volumen final}}$  y



ILUSTRACION DEL BALANCE DE MASA

FIGURA No. 46

W final del lodo = 984.62 (lb de agua + bentonita) y:

V<sub>f</sub> = 100 gal de agua + 7 gal de bentonita

V<sub>f</sub> = 107 gal de (agua + bentonita)

Por lo tanto:

$$P_{\text{final del lodo}} = \frac{984.62 \text{ lb de (agua + bentonita)}}{107 \text{ gal de (agua + bentonita)}} = 9.20 \text{ lb/gal}$$

La idea del párrafo precedente de un balance de materia, es la idea fundamental de muchas fórmulas que se usan para la construcción del lodo. El conocimiento de las densidades de los materiales que se mezclan es necesario para problemas en un pozo. La tabla siguiente tiene una lista de densidades de los materiales más usados en un fluido de perforación.

Tabla XI.3

Tabla de Densidades: Materiales que Afectan Substancialmente la Densidad del Lodo y su Volumen.

Material	gr/cm <sup>3</sup>	lb/gal	lb/barril
Arcilla, sólidos perforados	2.4-2.7	20.0-22.5	840-945
Barita	4.2-4.3	35.0-35.8	1470-1504
Carbonato de Calcio	2.7	22.5	945
Oxido de Hierro	5.1	42.5	1785
Galena	6.5	54.1	2272
Ilita	2.2	18.3	767
* Sal en solución	2.7	22.5	945
Acete diesel	0.84	7.0	294
Agua fresca	1.0	8.33	350

\* Efecto del cloruro de sodio disuelto en agua.

**AUMENTO DE DENSIDAD.** La adición de materiales pesados incrementa la densidad de un lodo, teniendo un significativo efecto sobre el volumen.

Existen dos condiciones necesarias para el aumento de densidad en un fluido de perforación, dependiendo de las necesidades que tenga el pozo éstas serán:

1) Aumento de densidad sin tomar en cuenta el aumento de volumen en las presas que se tendrá al agregar los materiales pesados.

2) Aumento de densidad calculando a la vez el volumen adicional de lodo que se tendrá en las presas al agregar los materiales pesados.

A continuación se tratarán cada uno de ellos.

1) Aumento de densidad sin tomar en cuenta el aumento de volumen en las presas que se tendrá al agregar los materiales pesados.

Para poder obtener lo anterior en el cual el volumen de las presas no aumenta, se requerirá que el volumen final del lodo  $V_f$  con una densidad final  $\rho_f$  en lb/gal sea igual al volumen original de lodo  $V_o$  con una densidad  $\rho_o$  y a la vez se aumente la densidad del lodo original agregándole al volumen original el material pesado. Nuestra incógnita será la densidad final que obtenemos de la mezcla y el peso de la barita/volumen del lodo original.

En términos de volumen teniendo en cuenta el balance de masa se tendrá:

$$\begin{array}{rccccccc} \text{Volumen del lodo} & + & \text{Volumen de} & - & \text{Volumen de lodo en} & = & \text{Volumen de} \\ \text{original} & & \text{barita} & & \text{la barita la cual} & & \text{lodo final} \\ & & & & \text{se disolvió} & & \end{array}$$

Volumen de lodo original.

Si se asigna un índice A, que será el volumen de barita/volumen de lodo original o barriles de barita/barriles de lodo original en término de densidades sabiendo que la densidad de la barita  $\rho_b$  es igual a 35.8 lb/gal, se tendrá de la ecuación anterior:

$$\rho_o + 35.8A - \rho_o A = \rho_f \dots\dots\dots \text{XI.4}$$

por lo cual la fórmula anterior queda:

$$\rho_{\text{final de la mezcla}} = 35.8A + \rho_o (1-A)$$

Si se despeja A, que son los barriles de barita por cada barril de lodo original se tendrá:

$$A = \frac{\rho_f - \rho_o}{35.8 - \rho_o} \left( \frac{\text{barriles de barita}}{\text{barriles de lodo original}} \right)$$

Si se conoce que aproximadamente 1490 lb/bl es la densidad de la barita, y sustituyéndolo en A se tiene:

$$B = A \left( \frac{\text{barril de barita}}{\text{barril de lodo original}} \right) \times \rho_{\text{barita}} \left( 1490 \frac{\text{lb de barita}}{\text{bl de barita}} \right)$$

$$B = 1,490 \quad A = \frac{1,490 (p_f - p_o)}{35.8 - p_o} \quad \left( \frac{\text{lb de barita}}{\text{bl de lodo original}} \right)$$

XI.5

Que es lo que se busca principalmente.

2) Aumento de densidad calculando a la vez el volumen adicional del lodo en las presas que se tendrá al agregar los materiales pesados.

El aumento en el volumen de las presas al agregar la barita no importa, por lo cual en términos de volumen teniendo en cuenta el balance de masa se tendrá:

$$\text{Volumen del lodo original} + \text{Volumen de barita} = \text{Volumen de lodo final (lodo original + barita)}$$

De acuerdo a lo anterior se podrá obtener

$$\rho_f = \rho_o + \rho_a$$

$$\rho_f = \frac{W_f}{V_f} = \frac{W_o + W_a}{V_o + V_a}$$

Por lo cual:

$$\rho_f = \frac{W_o + W_a}{V_o + V_a}$$

El peso del lodo original no es conocido directamente pero su volumen y densidad sí, así que  $V_{opo}$  se sustituye por  $W_o$  similarmente el volumen del material pesado no es conocido pero se determina por el peso del material agregado, ya que  $W_a/p_a = V_a$  sustituyendo estos valores en la ecuación anterior se obtiene:

$$\rho_f = \frac{V_o \rho_o + \frac{W_a}{p_a}}{V_o + \frac{W_a}{p_a}}$$

Si dividimos el segundo miembro de esta ecuación por  $V_o$  con lo que no se altera, tenemos:

$$\rho_f = \frac{\rho_o + \frac{W_a}{V_o p_a}}{1 + \frac{W_a}{V_o p_a}}$$

Si esta ecuación se resuelve para  $\frac{W_a}{V_o}$  que como en el caso anterior le llama

haremos A:

$$\frac{W_a}{V_o} = \rho_f \left( 1 + \frac{W_a}{V_o \rho_a} \right) - \rho_o$$

$$\frac{W_a}{V_o} = \rho_f + \frac{\rho_f W_a}{V_o \rho_a} - \rho_o$$

$$\frac{W_a}{V_o} - \frac{W_a \rho_f}{V_o \rho_a} = \rho_f - \rho_o$$

$$\frac{W_a}{V_o} \left( 1 - \frac{\rho_f}{\rho_a} \right) = \rho_f - \rho_o$$

$$A = \frac{W_a}{V_o} = \frac{\rho_f - \rho_o}{1 - \rho_f/\rho_a}$$

Que será el peso de material que se van a agregar por cada barril de lodo original.

Sabiendo que la  $\rho_b = 1490$  lb/bl y multiplicando el índice A por  $\rho_b$  se tiene:

$$B = A \rho_b = \frac{1490 (\rho_f - \rho_o)}{35.8 - \rho_f} = \frac{\text{lb de barita}}{\text{lb de lodo original}} \dots\dots\dots \text{XI.6}$$

Ejemplo: Cuántas libras de barita debemos agregar por barril de lodo para aumentar la densidad del lodo de 9.8 a 10.6 lb/gal sin tomar en cuenta el aumento de volumen que tendrá al agregar la barita al fluido de perforación.

Si se tiene que B son las libras de barita por barril de lodo original se tendrá:

$$B = \frac{1490 (\rho_f - \rho_o)}{35.8 - \rho_f} = \frac{1490 (10.6 - 9.8)}{35.8 - 10.6} = 47.6$$

$$B = 47.6 \frac{\text{lb de barita}}{\text{bl de lodo original}}$$

que se necesitan agregar.

DISMINUCION DE DENSIDAD. La reducción de la densidad normalmente es obtenida a través de la adición de agua, esto como en el caso del aumento de la densidad tendrá un significativo efecto sobre el volumen.

Existen dos consideraciones necesarias para la disminución de la densidad en un fluido de perforación, dependiendo de las necesidades que tenga el pozó.

1) Disminución de la densidad sin tomar en cuenta el aumento de volumen que se tendrá en las presas al agregar el agua al fluido de perforación.

Se requerirá que el volumen final del lodo sea igual al volumen original, esto se debe principalmente a que con la adición del volumen de agua para disminuir la densidad se podrán reventar las presas de tratamiento, nuestra incógnita será la densidad final de la mezcla y a partir de esto el peso del agua por el volumen del lodo original.

En términos de volumen se tendrá:

Volumen de lodo original + Volumen de agua - Volumen de lodo igual al volumen de agua adicionado.

= Volumen de lodo inicial con la densidad disminuida igual al volumen final.

Si se asigna la constante A que son los barriles de agua/barril de lodo original y en términos de densidad, se tendrá al saber que la densidad del agua es igual a 8.33 lb/gal:

$$\rho_o + 8.33A - \rho_o A = \rho_{\text{final de la mezcla}}$$

Si se despeja A que son los barriles de agua/barril de lodo original se tiene:

$$A = \frac{\rho_f - \rho_o}{8.33 - \rho_o} \left( \frac{\text{barriles de agua}}{\text{barril de lodo original}} \right)$$

Si se conoce que la densidad del agua es de 349 lb/bl y se desea conocer el valor de A en lb de agua/bl de lodo original con el valor de B se tendrá:

$$B = 349 A = \frac{349 (\rho_f - \rho_o)}{8.33 - \rho_o} \left( \frac{\text{lb de agua}}{\text{barril de lodo original}} \right) \dots \text{XI.7}$$

2) Disminución de la densidad calculando a la vez el volumen adicional del lodo en las presas que se tendrá al agregar el agua.

Sabiendo que de las ecuaciones anteriores se tiene:

$$\rho_f = \rho_o + \rho_a \quad \text{se tiene:}$$

$$\rho_f = \frac{W_f}{V_f} = \frac{W_o + W_a}{V_o + V_a}$$

Como el peso del lodo original no es conocido directamente, pero su volumen y densidad sí, así que  $V_o \rho_o$  se sustituye por  $W_o$ .

El volumen del agua tampoco es conocido pero se determina por el peso del material original, ya que  $W_a/\rho_a = V_a$ , sustituyendo estos valores en la ecuación anterior se tiene:

$$\rho_f = \frac{V_o \rho_o + W_{\text{agua}}}{V_o + \frac{W_{\text{agua}}}{\rho_{\text{agua}}}}$$

Si se divide el segundo miembro por  $V_o$ , no se altera y se tendrá:

$$\rho_f = \frac{\rho_o + (W_a/V_o)}{1 + (W_a/V_o) (1/\rho_a)}$$

Sustituyendo el peso del agua por cada barril de lodo original y sustituyendo la  $\rho_{\text{agua}} = 8.33 \text{ lb/gal}$ .

$$A = \frac{W_a}{V_o} = \frac{\rho_f - \rho_o}{1 - \rho_f/8.33} = \frac{bl}{bl \text{ de lodo original}} \dots \text{XI.8}$$

Las fórmulas de disminución dadas aquí pueden ser ajustadas a los casos donde otros líquidos son adicionados.

DETERMINACION DEL PROMEDIO DE DENSIDAD DE LOS MATERIALES QUE SE AGREGAN

A veces se mezclan una combinación de materiales para formular un lodo y generalmente en una relación definida. Por ejemplo la bentonita y la barita se puede mezclar en el lodo en una relación de 5 sacos de barita por 1 saco de bentonita. (Ambos materiales generalmente vienen en sacos de 50 kg y 25 kg respectivamente).

Para hacer la mezcla generalmente se usan bombas especiales y los sólidos se agregan lentamente a través de embudos o cualquier otro arreglo que disperse los sólidos en el líquido de manera que no forme grumos o se asiente en el fondo de las presas.

La función de la bentonita es poder dar una viscosidad conveniente, gelatinosidad y propiedades de filtración del lodo y también suspender los granos finos de barita ya que la función de la barita es aumentar la densidad del lodo introduciendo un mínimo de material sólido en el fluido del lodo. Para estos casos es deseable calcular el promedio de los materiales sólidos agregados.

$$\text{Promedio de densidad} = \frac{\text{Peso total de sólidos}}{\text{Volúmen total de sólidos}}$$

$$\rho_m = \frac{\text{Peso de barita} + \text{Peso de la bentonita}}{\text{Volúmen de la barita} + \text{Volúmen de la bentonita}}$$

$$\rho_m = \frac{W_b + W_a}{V_b + V_a}$$

mientras la relación del peso de materiales es específica así como la relación de volúmen, si sustituimos los términos de volúmen por la relación de peso/densidad en la ecuación anterior se tendrá:

$$\rho_m = \frac{W_b + W_a}{\frac{W_b}{\rho_b} + \frac{W_a}{\rho_a}}$$

$$\rho_m = \frac{(W_b + W_a) \rho_b}{W_b \rho_a + W_a \rho_b}$$

$$\rho_m = \frac{\rho_b \cdot \left(\frac{W_b}{W_b + W_a}\right) \rho_a + \left(\frac{W_a}{W_b + W_a}\right) \rho_b$$

Si tomamos  $X = \frac{W_b}{W_b + W_a}$  Fracción del peso de barita en el material agregado.

y  $1 - X = \frac{W_a}{W_b + W_a}$  Fracción del peso de bentonita en el material agregado.

ya que:

$$\frac{W_a}{W_b + W_a} + \frac{W_b}{W_b + W_a} = 1$$

entonces:

$$\rho_m = \frac{\rho_b}{X \rho_a + (1 - X) \rho_b} \dots \dots \dots \text{XI.9}$$

Ejemplo: Barita y bentonita se agregan al lodo en una relación de 4 sacos de barita por uno de bentonita. Cual será la densidad promedio del material agregado si la densidad de la bentonita es de 20.8 lb/gal y -- la barita es de 35.8 lb/gal.

La fracción de peso de la barita agregada es:

$$X = \frac{4 \text{ sacos de barita} \times 50 \text{ Kg/saco}}{1 \text{ saco de bentonita} \times 50 \text{kg/saco} + 4 \text{ sacos de barita} \times 50 \text{ kg/saco}}$$

$$= \frac{4}{1 + 4} = 0.8$$

El promedio de densidad de la barita y la bentonita combinadas es:

$$\rho_m = \frac{\rho_b}{X \rho_a + (1 - X) \rho_b} = \frac{35.8 \times 20.8}{0.8 \times 20.8 + (1 - 0.8) 35.8} = 31.4 \text{ lb/gal}$$

$\rho_m = 31.4 \text{ lb/gal}$  de sólidos es de la mezcla barita-bentonita

MEZCLA DE LODO A UN PREDETERMINADO VOLUMEN Y DENSIDAD

En algunas ocasiones dentro del pozo se tiene diversos problemas como brotes, escape de aceite, etc, en los cuáles se hará necesario la preparación de un lodo a un determinado volumen y una densidad requerida.

Este podría ser el caso de un pozo que produce aceite y gas el cuál necesita ser acondicionado o reparado Para llevar a cabo lo anterior se -- tendrá que matar el pozo por medio de la circulación del lodo preparado a través del tubing hacia el espacio anular y dar suficiente presión hidrostática dentro del pozo.

Para la construcción del fluido de perforación se hará necesario determinar la cantidad de fluido original (que será usualmente agua) en los -- tanques antes de agregarle la arcilla y empezar la mezcla así como la -- cantidad de materiales que se requieren.

Usando la ecuación fundamental en el cálculo del peso del lodo se tendrán:

$$W_f = W_o + W_a \qquad V_f \rho_f = V_o \rho_o + V_a \rho_a$$

Ahora si de la ecuación:

$$V_f = V_o + V_a \qquad \text{Si tiene que } V_a = V_f - V_o$$

Por lo que sustituyendo se tendrá:

$$V_f \rho_f = V_o \rho_o + (V_f - V_o) \rho_a$$

$$V_f \rho_f = V_o \rho_o + V_f \rho_a - V_o \rho_a$$

$$V_f \rho_f - V_f \rho_a = V_o (\rho_o - \rho_a)$$

$$- V_o (\rho_o - \rho_a) = - V_f (\rho_f - \rho_a)$$

Por lo que finalmente resulta:

$$V_o = \frac{V_f (\rho_f - \rho_a)}{\rho_o - \rho_a} \qquad \dots\dots\dots \text{XI.10}$$

Ejemplo: Si se desea obtener en las presas una mezcla de 800 barriles -- de lodo con una densidad final de 11.5 lb/gal. Cuanta agua será necesaria para obtener este volumen de mezcla si la barita y bentonita se -- agregarán en una relación de 4 sacos de barita por un saco de bentonita.

El promedio de densidad de la mezcla de 4 a 1, barita-bentonita que se -- determinó en el ejemplo anterior, fué de 31.4 lb/gal.

Si la densidad del agua dulce es de 8.33 lb/gal y sustituyendo en la -- fórmula se tiene:

$$V_o = \frac{V_f (\rho_f - \rho_a)}{\rho_o - \rho_a} = \frac{800 (11.5 - 31.4)}{8.33 - 31.4} = 690$$

V = 690 barriles de agua que se deben de tener en las presas para poder -- obtener un volumen de fluido de perforación de 800 barriles con una -- densidad de 11.5 lb/gal.

CANTIDAD DE MATERIAL SOLIDO QUE DEBEMOS AGREGAR PARA OBTENER EL PESO Y EL VOLUMEN DE LODO DESEADOS.

En una mezcla para la preparación de un fluido de perforación, la cantidad de cada arcilla que se agrega (en éste caso barita y bentonita) es primordial para el buen funcionamiento en cada una de sus propiedades de este fluido.

En muchas ocasiones para alcanzar éste propósito sólo se conocerá la relación barita-bentonita, pero se desconocerán los volúmenes de cada uno de ellos para la preparación de un volumen y densidad deseados.

Para la determinación de éstas incógnitas se tendrá que usar de nuevo la ecuación fundamental del peso del lodo escrita con términos en función de la relación volumen-densidad equivalente

Sabiendo que:

$$W_f = W_o + W_a$$

$$V_f \rho_f = V_o \rho_o + W_a$$

Dividiendo ambos términos por  $V_f$  y resolviendo para  $\frac{W_a}{V_f}$

$$- W_a + V_f \rho_f = V_o \rho_o$$

$$- W_a = V_o \rho_o - V_f \rho_f$$

$$\frac{W_a}{V_f} = \rho_f - \rho_o \frac{V_o}{V_f}$$

En páginas anteriores se vió como se calculó la cantidad de fluido original en los tanques antes de empezar la mezcla teniendo:

$$V_o = \frac{V_f (\rho_f - \rho_a)}{\rho_o - \rho_a}$$

Por lo tanto la relación  $V_o/V_f$  se determina en términos de densidades:

$$\frac{W_a}{V_f} = \rho_f - \rho_o \frac{V_f (\rho_f - \rho_a)}{V_f (\rho_o - \rho_a)}$$

$$\frac{W_a}{V_f} = \rho_f - \rho_o \left( \frac{\rho_f - \rho_a}{\rho_o - \rho_a} \right)$$

Tomando común denominador:

$$\frac{W_a}{V_f} = \frac{\rho_f \rho_o - \rho_f \rho_a - \rho_o \rho_f + \rho_o \rho_a}{\rho_o - \rho_a}$$

$$\frac{W_a}{V_f} = \frac{\rho_o \rho_a - \rho_f \rho_a}{\rho_o - \rho_a} = \rho_a \frac{(\rho_o - \rho_f)}{\rho_o - \rho_a}$$

Ahora si las densidades se expresan en lb/gal, los pesos deben expresarse en libras y los volúmenes en galones como se dijo anteriormente. Para usar unidades de volumen más convenientes, tomaremos W = libra de material que se debe agregar por barril de lodo final, por lo que se tendrá que convertir la ecuación anterior multiplicando por 42 que son los galones a que equivale un barril.

$$\bar{W} = \frac{W_a}{V_f} = \frac{42 (\rho_o - \rho_f) \rho_a}{\rho_o - \rho_a} \dots\dots\dots \text{XI.11}$$

Ejemplo:

Cuántas libras de barita y de bentonita debemos usar para hacer 800 bl. de lodo de 11.5 lb/gal. Los materiales se mezclarán en relación de 4 -- sacos de barita por 1 saco de bentonita.

El promedio de la densidad de la mezcla de barita y bentonita se determinó de 31.4 lb/gal.

$$\bar{W} = \frac{42 (\rho_o - \rho_f) \rho_a}{\rho_o - \rho_a} = \frac{42 (8.33 - 11.5)}{\frac{8.33}{31.4} - 1}$$

$$\bar{W} = 181 \text{ lb de barita y bentonita combinados}$$

bl de lodo final

Con la relación de 4 a 1, 0.8 del peso de sólidos será de barita y 0.2 será de bentonita.

El peso total de cada uno de los materiales (en éste caso barita y bentonita) será:

$$W_t = \text{Fracción del peso de barita o bentonita} \times \frac{\text{lb de barita y bentonita}}{\text{bl de lodo final}}$$

Volumen final de la mezcla.

El peso total de la barita será de:

$$W_b = 0.8 \times 181 \text{ lb/bl} \times 800 \text{ bl}$$

$$= 116 \text{ lb de barita} \times 58 \text{ ton de 2000 lb cada saco de barita que se va a agregar.}$$

El peso total de la bentonita será:

$$W_c = 0.2 \times 181 \text{ lb/bl} \times 800 \text{ bl}$$

$$= 20 \text{ 000 lb de bentonita} \text{ ó } 14.5 \text{ ton de 2000 lb de cada saco de bentonita que se va a agregar.}$$

XI.6) PORCENTAJE DE ACEITE EN LODOS.- El porcentaje de aceite (por volumen) en el lodo es determinado por las pruebas de la retorta. El nivel de líquido en el cilindro graduado menos el nivel de agua en el cilindro, da el porcentaje de aceite.

PORCENTAJE DE AGUA EN LODOS.- Una retorta es necesaria para la determinación del porcentaje de agua (por volumen) en los lodos. La sal en la fase de agua es retenida con los sólidos sobre las pruebas de la retorta, por lo cual el nivel de agua en el cilindro graduado es un porcentaje incorrecto de agua al tenerse esta condición. El símbolo "  $u$  " será usado para el porcentaje incorrecto de agua cuando se tenga presencia de sal.

Para las densidades incorrectas del lodo (lodos que contienen poca o no contienen barita) se utilizará la fórmula:

$$u = 7.5 ( 21.66 - \rho ) - 1.1V \quad \dots \text{XI.12}$$

donde  $\rho$  es la densidad del lodo en lb/gal y V es el porcentaje de aceite en el lodo que usualmente es más exacto en una lectura de la retorta.

Si se tiene una cantidad menor a 10 000 ppm de sal presente en la fase de agua del lodo "  $u$  " puede ser tomado como el porcentaje de agua para el lodo. Lo que nos dará lo siguiente:

$$\% \text{ Agua} = u + C \quad \dots \text{XI.13}$$

Donde la corrección de sal es dada por:

$$C = 0.13 \times \frac{\text{ppm de sal}}{300,000} \times u \quad \dots \text{XI.14}$$

Como se menciona en el capítulo VII.5.a otra fuente de error en las lecturas exactas del porcentaje de aceite y agua, es la lectura del menisco.

PORCENTAJE DE SÓLIDOS EN EL LODO.- Si el porcentaje de aceite y porcentaje de agua han sido determinados apropiadamente, el porcentaje de sólidos (por volumen) puede ser obtenido por:

$$\% \text{ de Sólidos} = 100 - \% \text{ de Agua} - \% \text{ de Aceite} \quad \dots \text{XI.15}$$

XI.7) Ejemplo:

ELABORACION DEL FLUIDO DE PERFORACION

El progreso natural en la perforación con lodos base agua ha hecho que el volumen de lodo sea construido con información verdadera. Regularmente se hacen viajes circulando el fluido de perforación dentro del agujero con el fin de recuperar los sólidos removidos o perforados y los fluidos perdidos en la formación. Los tratamientos con aditivos químicos son hechos en la superficie y las cantidades son ajustadas basadas sobre medidas regulares de la propiedad del lodo (como la densidad, la viscosidad y la pérdida de fluido).

Algunas veces la determinación matemática de diferentes cantidades es usada en la construcción del lodo, esto es común para los lodos base-aceite los cuáles usualmente son mezclados en una planta mezcladora de aceite o almacenados e introducidos por un autocamión dentro del pozo. La preparación de los lodos base aceite en el sitio del pozo por especificación del porcentaje de material o por especificación del volumen - muy pocas veces se practica.

El procedimiento exacto para la determinación de cantidades matemáticas es variada, pero el uso de las técnicas de balance de masa es común.

Ejemplo:

**REPORTE DE LOS CALCULOS DEL LODO DE PERFORACION API.**

Los cálculos requeridos para el reporte del lodo de perforación API son basados principalmente en la geometría del agujero, las dimensiones del agujero, los datos del bombeo y la densidad del lodo.

OPERACION		SUPERFICIE EN A PIES		VOLUMEN LODO ( b1 )		DATOS DE CIRCULACION	
ACTIVIDAD PRESENTE	INTERMEDIA EN A PIES	AGUJERO	BARRENA	DIAMETRO PISTON PO	VEL. ANULAR	OPUESTA A.T.P.	OPUESTA A LASTA A BARRENAS
DIAM. LASTAS TIPO BARRENAS	PRODUCCION EN A PIES	VOLUMEN TOTAL DE CIRCULACION	PESO	SCHEMA MODELO	PS/segundos	cm.b/min	SECCION DE CIRCULACION
DIAM. TUB. PERF.	TIPO DE LODO	PS/min					TOTAL DEL SISTEMA
DIAMETRO		EQUIPO		DIAMETRO			
CENTRIFUGA		FILTRADO					
DESGASIFICADOR		OTROS					
DESARENADOR							
COSTOS		COSTO ACUMULADO					

**REPORTE DEL LODO DE PERFORACION**

El reporte es reproducido en la figura anterior con datos directamente obtenidos del sitio del pozo y puestos aquí.

La geometría del agujero y otros datos pertinentes para este ejemplo son los siguientes los cuales entraran al reporte del lodo, según los incisos pedidos. (Ver Figura 47)

(1) VOLUMEN DEL LODO EN EL ESPACIO ANULAR

El espacio anular en éste ejemplo consta de tres secciones las cuales serán:

- Sección I      Espacio anular entre la tubería de perforación y la tubería de revestimiento
- Sección II     Espacio anular entre la tubería de perforación y el agujero abierto y
- Sección III    Espacio anular entre los lastrabarreras y el agujero abierto.

XI.1. Sus capacidades pueden ser determinadas usando la fórmula para capacidad anular visto en la tabla # XI. que es la siguiente:

Capacidad de la Sección I

$$\frac{D^2 \text{ T.R.} - D^2 \text{ T.P.}}{1027} = \frac{(6.875)^2 - (4.5)^2}{1027} = 0.0263 \text{ bl/pie}$$

Capacidad de la Sección II

$$\frac{(6.5)^2 - (4.5)^2}{1027} = 0.0214 \text{ bl/pie}$$

Capacidad de la Sección III

$$\frac{(6.5)^2 - (5)^2}{1027} = 0.0167 \text{ bl/pie}$$

El volumen de una sección es el producto de su capacidad y su longitud por lo cuál quedará:

$$\text{Volumen de la Sección I} = (0.0262) (6821) = 179 \text{ bl}$$

$$\text{Volumen de la Sección II} = (0.0214) (1419) = 30 \text{ bl}$$

$$\text{Volumen de la Sección III} = (0.0167) (900) = 15 \text{ bl}$$

$$\text{Volumen anular total} = 224 \text{ bl}$$

La capacidad de la sarta de perforación puede ser obtenida de tabla o si se conoce el diámetro interior podrá ser determinado por:

TUBERIA DE PERFORACION  
4 1/2 pg  
(16.6 lb/pies)

TUBERIA DE REVESTIMIENTO  
10 3/4 pg

1,035 pies

TUBERIA DE REVESTIMIENTO  
7 5/8 pg (29.7 lb/pies)

6,821 pies

AGUJERO DE 6 1/2 pg  
a 9,140 pies

LASTRABARRENAS  
5 pg x 5 1/2 pg  
900 pies

DENSIDAD DEL LODO = 14.4 lb/gal  
BOMB TRIPLEX DE 4 pg x 3 pg CON  
110 EMBOLADAS  
MINUTO

TRES PRESAS DE LODOS DE 30 pies x 6 pies x 7 pies

- PRIMER PRESA DE 2 pies DE LLENADO.
- SEGUNDA PRESA DE 4 pies DE LLENADO.
- TERCER PRESA DE 1 1/2 pies DE LLENADO.

300 BARRILES DE RESERVA DE 12.0 lb/gal.

DIAMETRO INTERNO DE T.R. 7 5/8 pg = 6.875 pg

DIAMETRO INTERNO DE T.P. 4 1/2 pg = 3.826 pg

AGUJERO PARA EJEMPLO

FIGURA No. 47

XI-150

Capacidad de la Tubería de perforación.

$$\frac{D^2 \text{ P}}{1027} = \frac{(3.826)^2}{1027} = 0.0142 \text{ bl/pie}$$

Capacidad de los lastrabarrenas

$$\frac{D^2 \text{ Lt}}{1027} = \frac{(2.25)^2}{1027} = 0.0049 \text{ bl/pie}$$

De nuevo, el volumen es la capacidad multiplicada por la longitud:

Volumen en la tubería de perforación

$$(0.0142 \text{ bl/pie}) (8240 \text{ pie}) = 117 \text{ bl}$$

Volumen en los lastrabarrenas

$$(0.0049 \text{ bl/pie}) (900 \text{ pie}) = 4 \text{ bl.}$$

VOLUMEN TOTAL EN LA SARTA DE PERFORACION

$$117 \text{ bl} + 4 \text{ bl} = 121 \text{ bl}$$

El volumen de lodo en el agujero es:

$$\text{Volumen total del espacio anular} + \text{Volumen total en la sarta de perforación} = 224 \text{ bl} + 121 \text{ bl} = 345 \text{ bl}$$

(2) VOLUMEN EN LAS PRESAS DE LODOS.

Dentro del equipo de lodos, se encuentran 3 presas principales los cuales tienen la finalidad de descargar, asentar y tratar químicamente el lodo para su buen funcionamiento.

Las medidas de las presas es igual para todas por lo que su capacidad también será igual:

$$\text{Capacidad de las presas} = \frac{\text{Volumen}}{\text{longitud}} = \frac{\text{largo} \times \text{ancho}}{\text{longitud}} = \text{LW (pie}^2)$$

$$\text{Como } 5.6 \text{ pie}^3 = 1 \text{ bl se tendrá:}$$

$$\text{Capacidad de las presas} = \frac{\text{LW}}{5.6} \text{ (bl/pie)}$$

En este ejemplo las medidas de las presas es de 30 X 6 X 7 pies con lo que se tiene:

$$\text{Capacidad de las presas} = \frac{(30)(6)}{5.6} = 32.1 \text{ bl/pie}$$

La única variable para determinar el volumen de lodo en cada presa es la altura del lodo en cada una. La altura del lodo en la primera presa es de 5 pies; en la segunda es de 3 pies y en la tercera es 5.5 pies, por lo cual como se vio anteriormente el volumen de cada una de ellas será el producto entre la capacidad y su altura respectiva.

Volumen de lodo en la primera presa =  $(32.1 \text{ bl/pie})(5.0 \text{ pie}) = 161 \text{ bl}$

Volumen de lodo en la segunda presa =  $(32.1 \text{ bl/pie})(3.0 \text{ pie}) = 96 \text{ bl}$

Volumen de lodo en la tercera presa =  $(32.1 \text{ bl/pie})(5.5 \text{ pie}) = 177 \text{ bl}$

Volumen total dentro de las presas = 434 bl

### (3) VOLUMEN TOTAL DE CIRCULACION

El volumen total de circulación es la suma de cada uno de los volúmenes determinados en los incisos (1) y (2) los cuáles serán:

Volumen total de circulación =  $345 \text{ bl} + 434 \text{ bl} = 779 \text{ bl}$

(4) y (5) Estos incisos se refieren al volumen de lodo almacenado en el sitio del pozo. El volumen y densidad de este lodo podrá ser de 300 bl de 12.0 lb/gal de lodo que se encuentre en almacenaje. (ésto se refiere al lodo que se tenga fuera de las presas en caso de necesidad).

### (6) EFICIENCIA DE LA BOMBA

La bomba en éste ejemplo es una bomba triplex con 4 pulgadas en la línea y 8 pulgadas de embolada.

Este desplazamiento (al 100% de la eficiencia volumétrica) es dado como 0.0311 bl/embolada el cuál nos lo proporciona el fabricante de la bomba.

### (7) GASTO BOMBEO DEL LODO

La aceleración de la bomba en éste ejemplo es de 110 emboladas/min, por lo cual:

Gasto = Desplazamiento de la bomba X aceleración de la bomba =  $(0.0311 \text{ bl/embolada})(110 \text{ emb./minuto}) = 3.4 \text{ bl/min.}$

### (8) VELOCIDAD DEL FLUIDO DE PERFORACION AL ENCONTRARSE EN EL ESPACIO ANULAR ENTRE LA TUBERIA DE PERFORACION Y LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO.

Frecuentemente más de una sección del espacio anular es opuesta a la tubería de perforación como en este ejemplo, por lo que se optará a tomar la velocidad entre la tubería de perforación y la tubería de revestimiento debido a la mejor conformación del agujero.

La velocidad es determinada dividiendo el gasto entre la capacidad. La capacidad para la sección anular arriba de los lastrabarrenas fué obtenido en el inciso (1).

$$\text{Velocidad en el espacio anular} = \text{T.P. y T.R.} = \frac{\text{Gasto}}{\text{Capacidad}} = \frac{3.4 \text{ bl/min}}{0.0214 \text{ bl/pie}}$$

$$= 159 \text{ pies/min.}$$

(9) VELOCIDAD DEL LODO EN EL ESPACIO ANULAR ENTRE LOS LASTRABARRENAS Y EL AGUJERO ABIERTO.

La capacidad del espacio anular opuesta a los lastrarbarrenas fué determinada como 0.0167 bl/pie, en el inciso (1). La velocidad del lodo en esta sección puede ser determinada por:

$$\text{Velocidad en el espacio anular} = \text{lastrarbarrenas y agujero abierto} = \frac{\text{Gasto}}{\text{Capacidad}}$$

$$= \frac{3.4 \text{ bl/min}}{0.0167 \text{ bl/pie}} = 204 \text{ pie/min.}$$

(10) TIEMPO DE DESPLAZAMIENTO DEL LODO EN EL ESPACIO ANULAR

El volumen de lodo que será desplazado en una dirección es el volumen anular, el cual fue obtenido en el inciso (1).

$$\text{Tiempo en el cuál el lodo es desplazado completamente del espacio anular} = \frac{\text{Volumen anular total}}{\text{Gasto}} = \frac{224 \text{ bl.}}{3.4 \text{ bl/min.}} = 66 \text{ min}$$

(11) TIEMPO EN EL CUAL SE DESPLAZA TOTALMENTE EL LODO DEL SISTEMA

El volumen de lodo que será desplazado para el tiempo total del sistema es el volumen total de circulación, el cuál es dado en el inciso (3)

$$\text{Tiempo en el cual es desplazado el volumen total del sistema} = \frac{\text{Volumen total de circulación}}{\text{Gasto}} = \frac{779 \text{ bl}}{3.4 \text{ bl/min.}} = 229 \text{ min}$$

(12) PRESION HIDROSTATICA EN EL POZO

La densidad del lodo en el sistema activo es 14.4 lb/gal., ya que:

$$\text{Gradiente del lodo} = (0.052) (\text{densidad del lodo})$$

$$= (0.052) (14.4 \text{ lb/gal}) = 0.749 \text{ lb/pg}^2/\text{pie}$$

La presión hidrostática algunas veces es pedida, para determinarla se necesitará como dato la profundidad del pozo, que usualmente se tomará como la longitud de la sarta de perforación.

Existen algunos casos especiales, como los pozos direccionales en los cuales se tendrá que determinar la profundidad vertical y la cual se colocará en el reporte diario del lodo. El pozo en este ejemplo no fué un pozo direccional. La presión hidrostática en el fondo del agujero es dado por:

Presión Hidrostática = (0.052) (densidad del lodo) (profundidad total del pozo)

$$= (0.052) (14.4 \text{ lb/gal}) (9,140 \text{ pie})$$

$$= (0.749 \text{ lb/pg}^2/\text{pie}) (9,140 \text{ pie}) = 6846 \text{ lb/pg}^2$$

Por otro lado, la presión hidrostática a la tubería de revestimiento es dado por:

$$\text{Presión Hidrostática a la T.R.} = (0.052) (14.4 \text{ lb/gal}) (6,821 \text{ pie})$$

$$= (0.749 \text{ lb/pg}^2/\text{pie}) (6,821 \text{ pie}) = 5,109 \text{ lb/pg}^2$$

#### Ejemplo 2.-CALCULOS PARA UNA PEGADURA DE TUBERIA

Si la tubería está atascada en un pozo con la siguiente geometría del agujero y bombeo:

Tubería de Revestimiento ---- 10 3/4 pg ----- a 4200 (pie)

Agujero ---- 8 3/4 pg ----- a 12500 (pie)

Tubería de Perforación ---- 4 1/2 pg

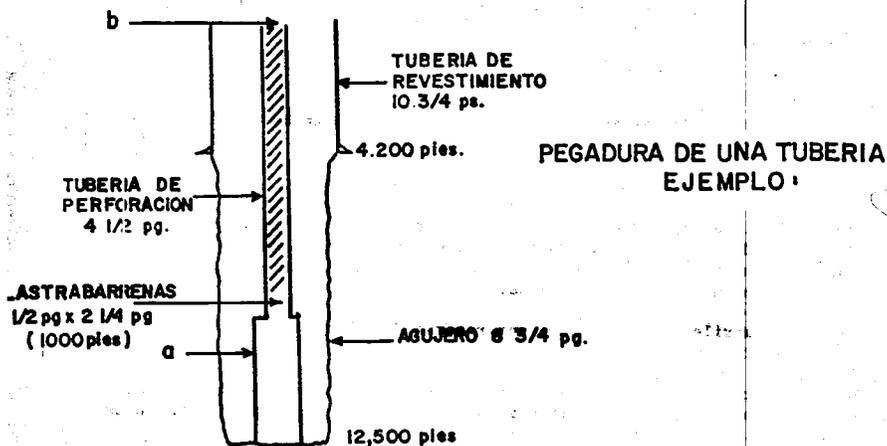
Lastrabarrenas ---- 6 1/2 pg X 2 1/4 pg ----- a 1000 (pie)

Bomba Duplex ---- 6 1/2 pg X 16 pg.

Al ocurrir una pegadura diferencial de los lastrabarrenas en el agujero se deberá de utilizar la información anterior, la cual deberá ser confiable. Un fluido capaz de liberar la tubería de la pegadura diferencial tendrá que ser colocado en la cara opuesta de los lastrabarrenas, para despegar los lastrabarrenas se tendrán que colocar 7 bl de fluido que estarán arriba de los lastrabarrenas y 10 barriles quedarán dentro de la sarta de perforación.

Los cálculos de interés incluirán lo siguiente:

- A - Volumen de fluido especial que se desea poner en la pegadura.
- B - Número de emboladas de la bomba para bombear con el lodo el fluido requerido por la pegadura.
- C - Emboladas de la bomba al punto de bache (antes de escoger el fluido)
- D - Número de emboladas de la bomba para liberar el fluido de la sarta de perforación.
- E - Emboladas de la bomba para remover el fluido de la pegadura hacia la superficie.



**FIGURA No. 48**

La figura 48 es un diagrama del fondo del pozo.

El desplazamiento de la bomba y el volumen de lodo en las diferentes secciones del espacio anular y la sarta de perforación se necesitarán. El desplazamiento de las bombas duplex de 6 1/2 pg X 16 pg es:

Desplazamiento de la Bomba = 0.189 (barriles/embolada)

Que como se dijo anteriormente es dado por el fabricante.

Una lista de las secciones anulares y la sarta de perforación con sus capacidades, longitudes y volúmenes es dada a continuación:

SECCION	DESCRIPCION	CAPACIDAD (bl/pie)	LONGITUD (pies)	VOLUMEN (barriles)
I	T.R. y tubería	0.0784	4,200	329
II	Agujero abierto y Tubería	0.0547	7,300	399
III	Agujero abierto y Lastrabarrenas	0.0333	1,000	33
IV	Lastrabarrenas	0.0049	1,000	5
V	Tubería de perforación	0.0142	11,500	163

SOLUCION

A).- La sección del espacio anular puesta a los lastrabarrenas tiene un volumen de 33 (bl), asumiendo que el diámetro del agujero es el diámetro de la barrena. La especificación de los 7 barriles por arriba de los lastrabarrenas es debido a que el agujero descubierto la mayoría de las veces no se encuentra bien configurado por lo que éste volumen lo compensará. La especificación de los 10 barriles en la sarta de perforación se debe a que el fluido colocado en los lastrabarrenas debe ser barrido completamente, por lo que será movido después alrededor del espacio anular de los lastrabarrenas.

Estos 10 barriles se toman como una reserva del fluido que se inyecte, ya que el fluido que se coloque en el sitio de la pegadura deberá de mantenerse en ese sitio durante un cierto período de tiempo y después ser barrido por el fluido de reserva; por lo cual el volumen de fluido especial que se agregará para quitar el vínculo entre los lastrabarrenas atasados y la pared del pozo es:

$$33 \text{ bl} + 7 \text{ bl} + 10 \text{ (bl)} = 50 \text{ (bl)} \text{ del fluido especial}$$

Por lo cual la conformación del pozo para los 50 barriles introducidos, para poder quitar la pegadura se verá en la Figura 49.

Como la capacidad de la T.P. es 0.0142 bl/pie y se tiene dentro de ella un volumen de 5 barriles de fluido especial se tendrá que:

$$163 \text{ bl} - 5 \text{ bl} = 158 \text{ bl de lodo en la tubería de perforación}$$

$$163 \text{ bl de lodo en la tubería de perforación} - 5 \text{ bl de fluido especial} = 158 \text{ bl de lodo en la tubería de perforación.}$$

$$\frac{158 \text{ bl}}{0.0142 \text{ bl/pie}} = \frac{11126}{0.0142} \text{ pies que es la profundidad donde se encuentra el nivel del fluido especial (ver la figura 49).}$$

Asimismo la capacidad del espacio anular entre el agujero descubierto y la tubería de perforación es 0.0547 bl/pie con lo cual:

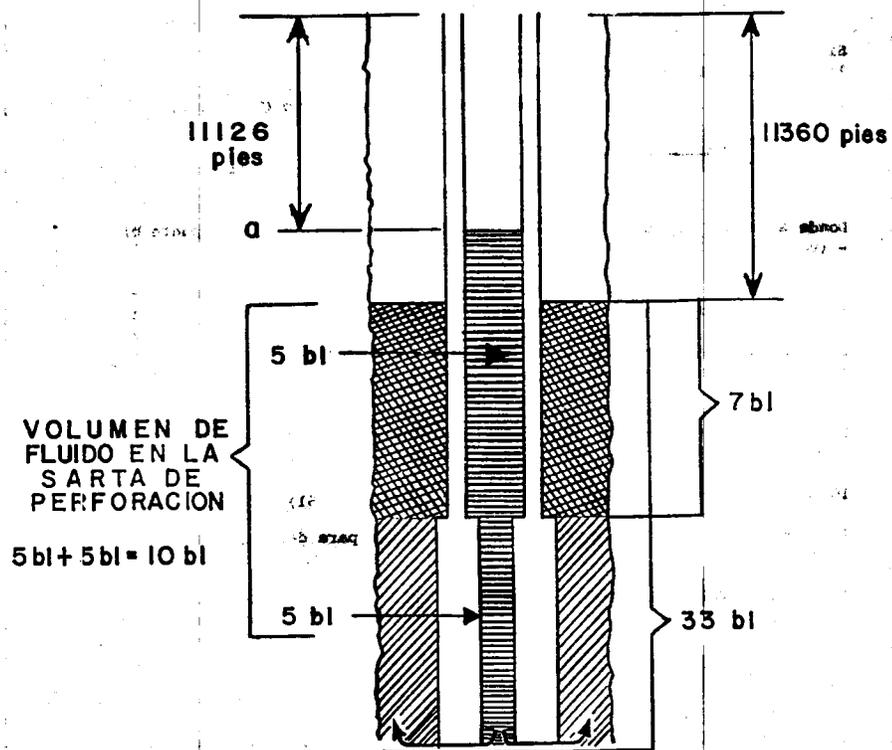
$$399 \text{ bl de lodo entre el agujero abierto y tubería} - 7 \text{ bl de fluido especial} = 392 \text{ bl de lodo entre el agujero abierto y la tubería.}$$

$$\frac{392 \text{ bl}}{0.0547 \text{ bl/pie}} = 7166 \text{ pies} + 4200 \text{ pies del espacio entre T.P. y tubería} = 11360$$

pies que es la profundidad donde se encuentra el nivel del fluido en el espacio anular.

B).- El número de emboladas de la bomba, requeridas para dar velocidad a los 50 barriles de fluido desde la superficie que serán introducidos dentro de la T.P. hacia la pegadura serán:

$$\frac{\text{Volumen de fluido especial}}{\text{Desplazamiento de la bomba}} = \frac{50 \text{ bl}}{0.189 \text{ bl/embolada}} = 265 \text{ emboladas}$$



**FIGURA No. 4**

Si la bomba dá solo 265 emboladas al fluido especial desde la superficie, la configuración del pozo quedará como la figura 50.

El nivel del fluido especial llegará a 3521 pies (punto C) ya que:

$$\text{Altura} = \frac{50 \text{ bl}}{0.0142 \text{ bl/pie}} = 3521 \text{ pies}$$

Donde el nivel de los 50 barriles quedará en la boca del pozo (punto b) - (ver figura 50).

C).- El fluido ya ha sido puesto dentro de la tubería de perforación - (como se muestra en la figura anterior), ahora será seguido por lodo haciendo que los 50 barriles tengan que desplazarse hasta los 11360 pies en el espacio anular calculados, teniéndose finalmente el nivel del fluido dentro de la tubería de perforación a 11126 pies (punto a de la figura 51).

Por lo cual el volumen de lodo para desplazar el fluido especial del punto b al punto a (figura 49) que son los 11126 pies será:

$$163 \text{ bl} - 5 \text{ bl} = 158 \text{ bl con lo cual } a = b \text{ (figura 51)}$$

Teniendo que el número de emboladas de la bomba para desplazar el fluido serán:

$$\text{Emboladas} = \frac{\text{Volumen de lodo bombeado}}{\text{Desplazamiento de la bomba}} = \frac{158}{0.189} = 836 \text{ emboladas necesarias para que el nivel del fluido especial que se encuentra en la superficie (b) llegue al punto deseado (a).}$$

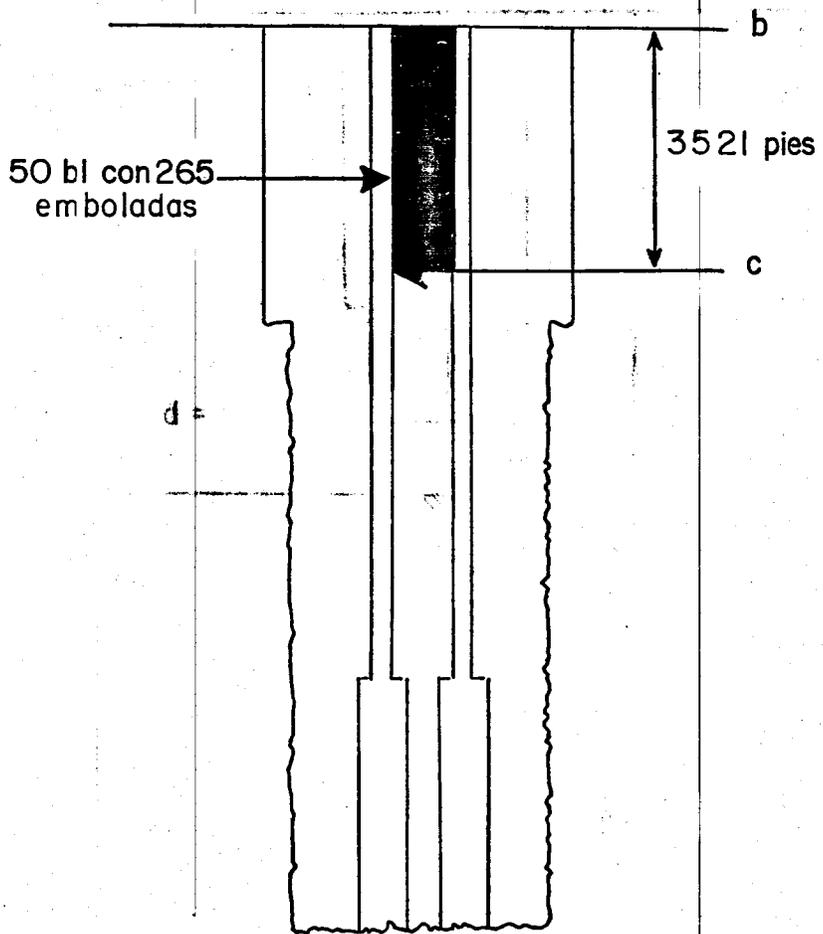
D).- En el inciso C, el fluido fué colocado a un nivel en el cual solo 10 barriles del fluido especial se encuentran dentro de la tubería de perforación, mismos que tendrán que ser desalojados al mantenerse un determinado tiempo de bache. El número de emboladas necesarias para poder sacar los 10 barriles de fluido de la tubería de perforación al espacio anular serán:

$$\text{Emboladas de la bomba} = \frac{\text{Volumen}}{\text{Desplazamiento de la bomba}} = \frac{10 \text{ bl}}{0.189 \text{ bl/emboladas}} = 53 \text{ emboladas}$$

E).- Para poder sacar el fluido a la línea de flujo, la bomba tendrá que descargar un volumen igual al volumen de lodo en la sección anular como se muestra en la figura 52 (tomando en cuenta ahora que el punto a es el nivel más bajo del fluido especial que se encuentra en el fondo del pozo y el punto b es la superficie, se requerirá igualarlos a = b para poder sacar todo el fluido especial del pozo (figura 52)

El volumen en la sección anular es dado por:

$$329 \text{ bl} + 399 \text{ bl} + 33 \text{ bl} = 761 \text{ barriles}$$



H A R U R I X

FIGURA No. 50

XI-159

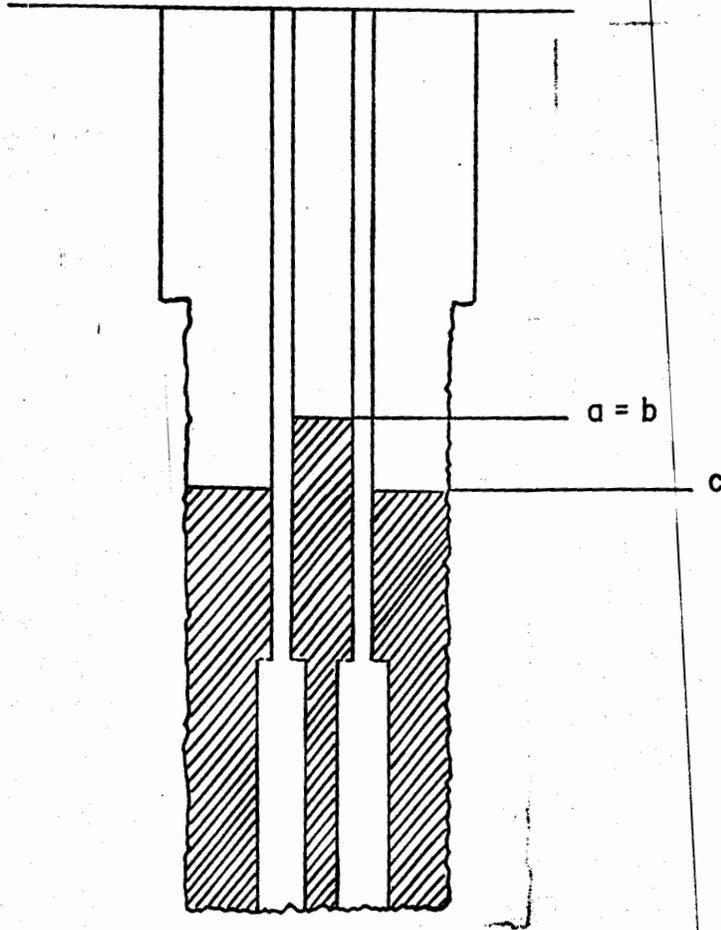


FIGURA No. 51

XI-160

... 241 ...

Teniendose:  
 $a=b$  con 4026  
emboladas

Fluido de perforación

50 bl

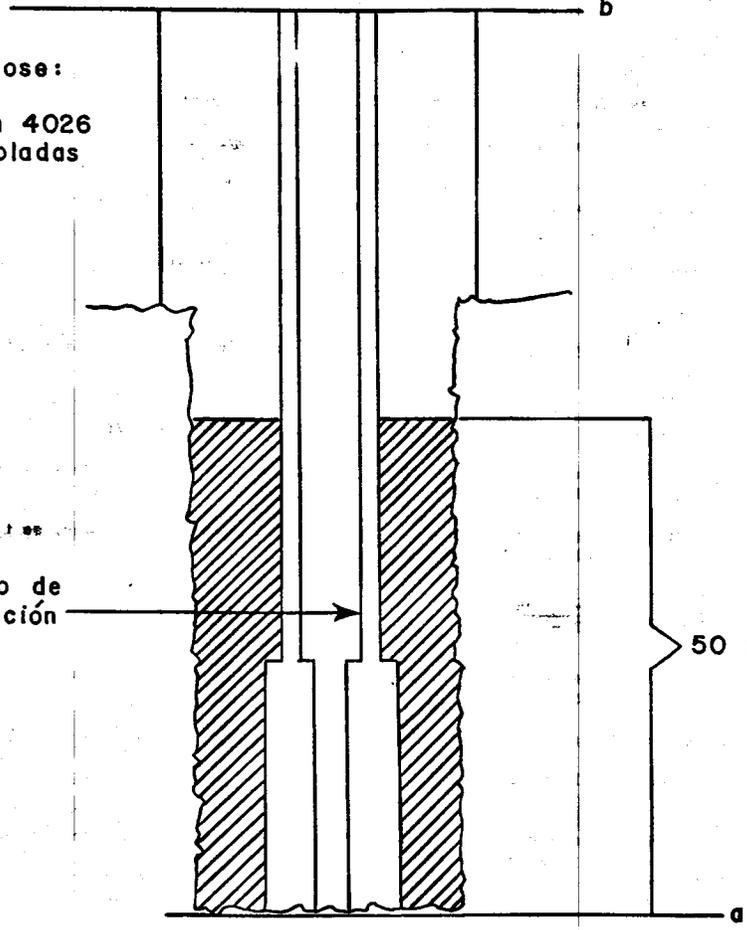


FIGURA NO. 52

Ahora las emboladas necesarias para poder sacar todo el fluido del pozo y poder tener la condición a = b, serán:

$$\text{Emboladas de la bomba} = \frac{\text{Volumen en el espacio anular}}{\text{desplazamiento de la bomba}} = \frac{761 \text{ bl}}{0.189 \text{ bl/emboladas}} = 4026 \text{ emboladas}$$

Las bases de la pegadura acerca del tiempo usualmente es menos exacto que el número de emboladas involucradas. Ahora si la suma de las emboladas no se tiene disponible, la determinación del tiempo se necesitará.

Asumiendo un gasto constante de 5.1 bl/min se podrá determinar el tiempo en el cuál se traslada el fluido desde la superficie hacia el lugar de la pegadura.

$$\text{Tiempo hacia la pegadura} = \frac{\text{Volumen}}{\text{Gasto}} = \frac{158 \text{ bl}}{5.1 \frac{\text{bl}}{\text{min}}} = 31 \text{ minutos}$$

Después, el fluido es removido hacia la superficie. Los números considerados en éstos calculos serán una guía para la estimación del regreso a la superficie.

Ejemplo .- CALCULOS DE AUMENTO Y DISMINUCION DE LA DENSIDAD

A).- Determinar la cantidad de agua fresca requerida para reducir la densidad de 1,245 barriles de lodo de 10.7 bl/gal a 10.2 bl/gal.

- Si no se requiere el volumen adicional del lodo en las presas, se tendrá que utilizar la fórmula siguiente:

$$B = \frac{\rho_f - \rho_o}{8.33 - \rho_o} = \frac{(10.2 - 10.7)}{8.33 - 10.7} = 0.211 \frac{\text{bl de agua}}{\text{bl de lodo original}}$$

Que será el agua necesaria (de los 1,245 barriles) por cada barril de lodo de 10.7 lb/gal.

Por lo tanto:

$$1,245 \text{ bl de lodo original} \times 0.211 \frac{\text{bl de agua}}{\text{bl de lodo original}} = 263 \text{ bl de agua}$$

que serán los barriles de agua requerida para que el lodo disminuya su densidad. El volúmen inicial será el mismo, ya que antes de agregar los 263 barriles de agua, se tendrán que sacar de las presas 263 barriles de lodo de 10.7 lb/gal y después introducir los 263 bl de agua.

- Ahora si el incremento en el volumen del lodo al agregar la cantidad de agua necesaria para disminuir la densidad del lodo original no importa, se utilizará la siguiente fórmula:

$$B = \frac{(\rho_f - \rho_o)}{8.33 - \rho_f} = \frac{(10.2 - 10.7)}{8.33 - 10.2} = 0.267 \frac{\text{bl de agua}}{\text{bl de lodo original}}$$

que es el agua necesaria (de los 1245 barriles) por cada barril de lodo de 10.7 lb/gal. Por lo tanto:

$$1,245 \text{ barriles de lodo original} \times 0.267 \frac{\text{bl de agua}}{\text{bl de lodo original}} = 332 \text{ bl de agua}$$

que serán los barriles de agua requeridos para disminuir la densidad, por lo que el volumen final quedará:

$$V_f = 1245 \text{ bl de lodo} + 332 \text{ bl de agua} = 1577 \text{ bl de lodo final con } \rho_f = 10.2 \text{ lb/gal}$$

B).- Determinar la cantidad de barita requerida para incrementar la densidad de 930 barriles de lodo de 12.2 lb/gal a 14.5 lb/gal.

- Si no se requiere el volumen adicional del lodo en las presas, se utilizará la fórmula siguiente:

$$B = \frac{1490 (\rho_f - \rho_o)}{35.8 - \rho_o} = \frac{1490 (14.5 - 12.2)}{35.8 - 12.2} = 145 \frac{\text{lb de barita}}{\text{bl de lodo original}}$$

que es la barita necesaria por cada barril de lodo original de 930 barriles para 12.2 lb/gal, por lo tanto:

$$930 \text{ bl de lodo original} \times 147 \frac{\text{lb de barita}}{\text{bl de lodo original}} = 134,850 \text{ lb de barita}$$

que serán las libras de barita necesarias para poder aumentar la densidad de 12.2 lb/gal a 14.5 lb/gal.

Ahora también se podrá obtener: 1,348 sacos de barita de 100 libras cada saco.

Antes de la adición de la barita se tendrá que arrojar una cantidad de lodo, ya que si no se hiciera se reventarían las presas. Este volumen será:

$$\frac{134,850 \text{ lb}}{1,490 \text{ lb/bl}} = 91 \text{ barriles} \quad \rho_b = 1,490 \text{ lb/bl}$$

del lodo de 12.2 lb/gal que serán arrojados.

- Si el incremento en el volumen del lodo al agregar la cantidad de barita para aumentar la densidad del lodo no es importante, se utilizará:

$$B = \frac{1490 (\rho_f - \rho_o)}{35.8 - \rho_g} = \frac{1490 (14.5 - 12.2)}{35.8 - 14.5} = 161 \frac{\text{lb de barita}}{\text{bl de lodo original}}$$

que es la barita necesaria por cada barril de lodo original de 930 barriles para 12.2 lb/gal por lo cual:

930 bl. de lodo original X  $\frac{163 \text{ lb de barita}}{\text{bl de lodo original}}$  = 149,730 lb de barita

6

1,497 sacos de barita de 100 lb cada saco.

El resultado del volumen que se incrementa es:

$$\frac{149,730 \text{ lb}}{1,490 \text{ lb/bl}} = 101 \text{ barriles}$$

Por lo cual el volumen final quedará

930 bl de lodo original + 101 barriles = 1031 barriles de lodo final.

Ejemplo.- CALCULO DEL PORCENTAJE DE SOLIDOS (Por volumen)

Determinar el porcentaje de sólidos de un lodo de agua fresca de 9.2 lb/gal

El lodo no contiene barita o muy pequeñas cantidades. El porcentaje incorrecto de agua en este lodo de 9.2 lb/gal, que contiene cero por ciento de aceite es dado por:

$$U = 7.5 (21.66 - \rho \text{ lodo}) - 1.1V$$

$$U = 7.5 (21.66 - 9.2) - 1.1 (0) = 93.5$$

Asumiendo que el contenido de sal se encuentra abajo de 10.000 ppm en lodo de agua fresca, nosotros tenemos:

$$\% \text{ de agua} = 93.5$$

y

$$\% \text{ de sólidos} = 100 - 93.5 = 6.5$$



## CAPITULO XII

AYITU.

### XII.- PROBLEMAS PRINCIPALES DEL POZO EN DONDE INTERVIENEN LOS FLUIDOS DE PERFORACION.

#### XII.1.- PEGADURA POR PRESION DIFERENCIAL.

El número y severidad de los problemas de pegaduras de tubería se incrementan a medida que se profundizan los pozos y se alargan las sartas de perforación. La principal causa de la pegadura de la tubería es: presiones diferenciales creadas dentro del pozo, "ojos de llave" y cavidades en el pozo.

La pegadura por presión diferencial de la tubería, ocurre cuando la presión hidrostática de la columna de lodo es mayor que la presión de formación, y esta formación es permeable, como una arena (ver figura 53), en donde la resistencia a la fricción es una función del espesor del enjarre. La fuerza de restricción al movimiento de la tubería, puede ser calculada por el producto de la presión diferencial, el área de contacto y el coeficiente de fricción como se expresa en la siguiente ecuación:

$$F = \Delta P X A_c X C_f$$

Donde F = Fuerza (lb)

$\Delta P$  = Presión diferencial (lb/pg<sup>2</sup>)

$A_c$  = Area de contacto (pg<sup>2</sup>)

$C_f$  = Coeficiente de fricción (varia de 0.5 a 0.25)

Ejemplo: Al tener una tubería en contacto con un espesor de enjarre de 2 pg en una arena que tiene 20 pies de largo, una presión diferencial de 1500 lb/pg<sup>2</sup> y con coeficiente de fricción de 0.2, la fuerza requerida para liberar la tubería es de 144,000 lb.

EL TIEMPO es un factor importante en la severidad de la pegadura. Después de que la tubería se pega, la filtración continúa, depositando sólidos en la interface que se crea entre la tubería y el enjarre, incrementando el área de contacto, si el filtrado continúa, disminuirá el contenido de agua del enjarre, aumentando así el coeficiente de fricción (ver figura 54).

#### XII.1.a.- RECONOCIENDO EL PROBLEMA

Diferentes tipos de pegadura de tubería ocurren durante la perforación, su reconocimiento ayudará en la decisión para seleccionar el procedimiento apropiado para liberar la tubería.

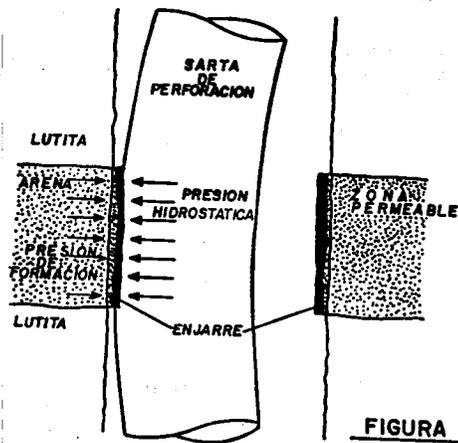


FIGURA No. 53

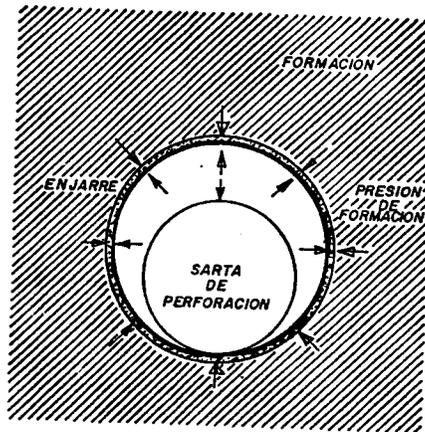
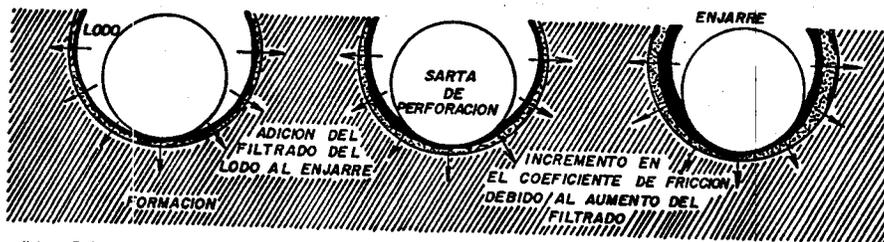


FIGURA No. 54



Dos signos inequívocos de pegadura por presión diferencial son el incremento en la torsión y arrastre de la tubería. Ambas situaciones ocurren al encontrarse perforando y durante los movimientos verticales de la tubería en el pozo.

Cuando la tubería se pega debido a una presión diferencial, no hay restricción en la circulación, pero sí para el movimiento rotatorio y vertical (fig. 54 y 55).

A diferencia de cuando una tubería es atrapada por un "ojo de llave" o desbastamientos del pozo conocidos como "patas de perro" (fig. 55) donde la tubería si tiene cualquiera de los dos movimientos.

El conocimiento de los posibles intervalos dentro del pozo que pueden causar pegadura se dividen en: a) zonas de baja presión, b).- incremento de presión y c).- disminución de presión.

a).- La situación más común con tendencia a la pegadura, es cuando se está perforando a través de zonas de baja presión y la densidad del lodo es muy alta, dando origen a una diferencial de presión, suficiente para que la tubería de perforación se pegue.

b).- La presión de formación se incrementa con la profundidad, originando un incremento en la densidad del lodo para controlar la presión de formación, de tal manera que secciones de baja presión en el pozo que no se encuentran ademadas, quedan expuestas a una alta presión diferencial.

c).- La disminución de la presión cuando se perfore a mayor profundidad y el gradiente de presión de la formación perforada disminuye con respecto a la presión ejercida por la columna de lodo, que controla altas presiones de formación ya penetradas. En cada nueva sección perforada aumenta la presión diferencial con lo cual se incrementa la tendencia a la pegadura. Un diseño apropiado de los programas de las tuberías de revestimiento reducirá la ocurrencia de la pegadura de tubería por cambios de gradientes de presión de formación.

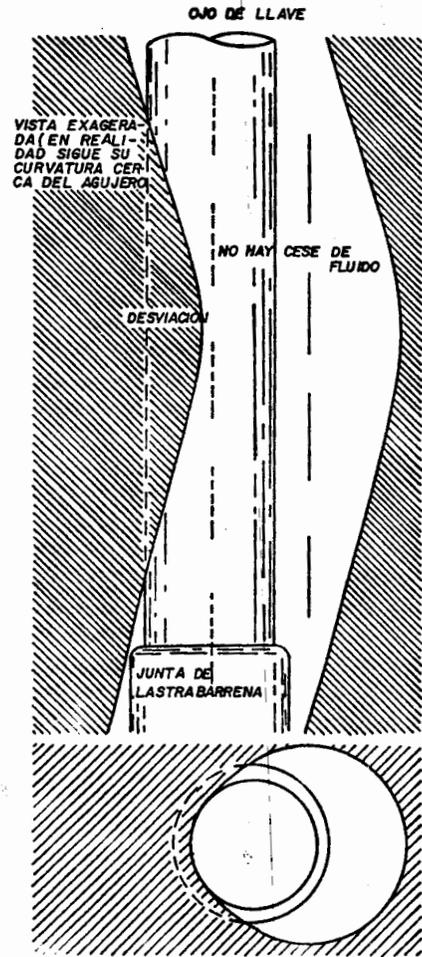
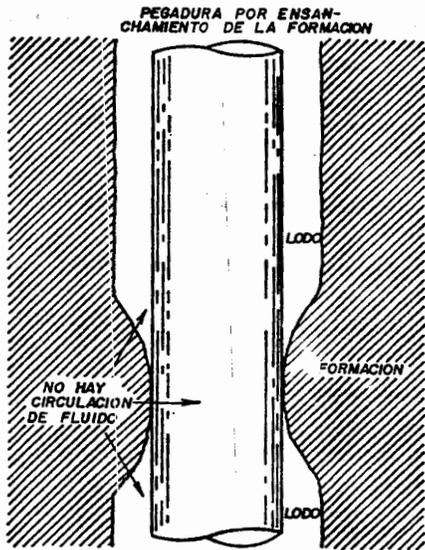
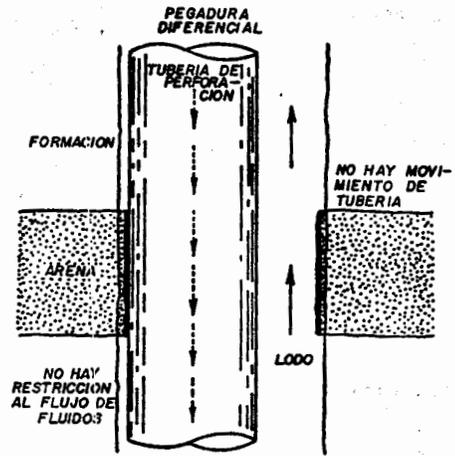
De lo anterior se deduce que los principales factores en la pegadura por presión diferencial son los siguientes:

- 1).- La tubería se pega debido a la oposición de una formación permeable.
- 2).- La pegadura ocurre después de una interrupción del movimiento de la tubería y,
- 3).- Cuando se encuentra la tubería en contacto con un enjarre sensible y deleznable.

#### XII.1.b.- MEDIDAS DE PREVENCIÓN

##### A).- Acción Mecánica.

- 1.- Manteniendo la tubería, en movimiento (rotación o vertical)



**FIGURA No. 55**

- 2.- Evitando conexiones lentas.
- 3.- Usando lastrabarreras ranurados.

b).- Tratando al Fluido de Perforación.

- 1.- Manteniendo la densidad del lodo cercana al control de la presión de la formación.
- 2.- Manteniendo el lodo con baja pérdida de fluido y firme resistencia del enjarre. (Ya que se reduce al área de contacto entre la tubería y la pared del pozo).
- 3.- Adicionando aceite al lodo de manera que, la acción humectante del aceite hacia la sarta de perforación, permita mejor lubricación y reducción en la posibilidad de una pegadura. (figura 57)

XII.1.c.- Detección del problema.- En el pozo se podrá conocer la profundidad de la pegadura, mediante el empleo de la siguiente fórmula:

$$L = \frac{K \times E}{P}$$

Donde: L = Longitud libre de la tubería (pies)  
 K = Constante basada sobre el área de la tubería (tabla siguiente)  
 E = Elongación debida a la fuerza aplicada (pg)  
 P = Fuerza aplicada para jalar la tubería (lb)

TABLA XII.1.- Constante usada para calcular la profundidad de la pegadura.

<u>Diámetro de la Tubería de producción</u>	<u>Valor de K</u>
2 pulgadas	3,250,000
2.5 pulgadas	4,500,000
<u>Diámetro de la tubería de perforación</u>	
2.87 pulgadas (10.4 lb/pie)	7,000,000
3.5 pulgadas (13.3 lb/pie)	8,800,000
4.5 pulgadas (16.6 lb/pie)	10,800,000

Ejemplo: Se requiere determinar la longitud libre de la tubería de 3.5 pg, aplicando un jalón sobre el peso actual de 30,000 lb, la elongación producida es de 15 pg.

$$L = \frac{8,800,000 \times 15}{30,000} = 4,400 \text{ pies de tubería libre}$$

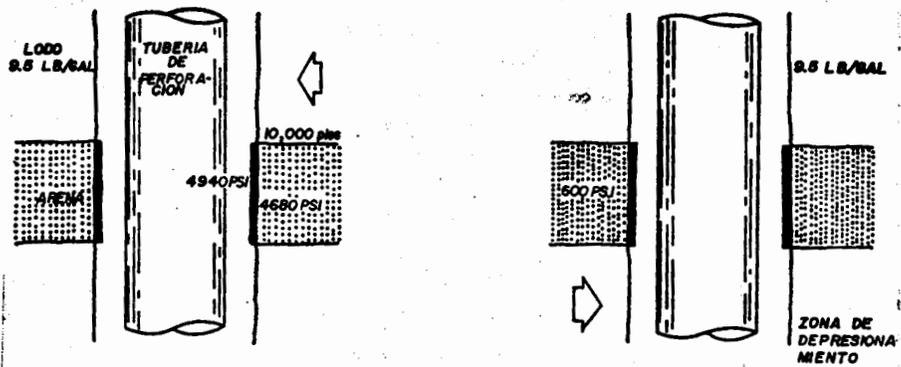


FIGURA No. 56

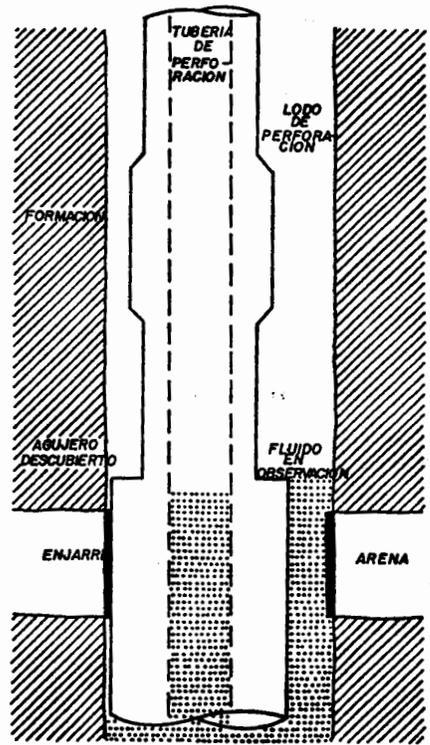


FIGURA No. 57

Algunos registros también ayudan a la localización del intervalo pegado. El más común es el indicador de puntos libres. Este registro no da información del tipo de formación, por lo que deberá emplearse un registro de velocidad de tránsito de las ondas, de manera que auxilie a detectar la porosidad de la formación.

Después de que la sarta de perforación se pega, tres técnicas podrán ser usadas para liberar la tubería

- . Empleo de fluidos especiales (lubricantes y reductores de tensión superficial).
- . Reducción de la presión hidrostática de la columna del lodo.
- . Métodos Mecánicos.

Fluidos Especiales.- Casi todos los productos químicos especiales son elaborados a base de aceite, el cual genera una película delgada entre la tubería y el enjarre del lodo (Fig. 58 59), reduciendo con esto el coeficiente de fricción, después de estar expuesto el líquido por períodos de tiempo mayores de 8 hs.

Existen ocasiones en que algún intervalo arriba de la sección de la pega dura original puede llegar a pegarse durante el tiempo que se trata de liberar la tubería (ver figura 60). Esto deberá de solucionarse, excediendo la cantidad del líquido liberador hasta en un 50 por ciento.

Reducción Hidrostática.- La reducción de la presión diferencial es otra técnica para liberar la tubería pegada. Bajas presiones diferenciales reducen la fuerza de restricción sobre la tubería pudiendo tensionarla y así liberarla. Al reducir la presión hidrostática, se podrán crear problemas en otras secciones del agujero, como son la entrada de fluidos de la formación. (figura 61)

#### Métodos Mecánicos.

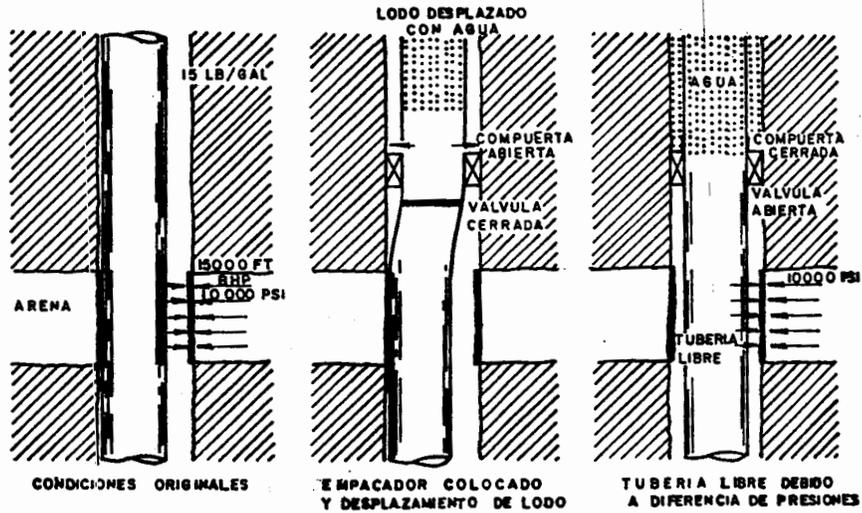
Los métodos mecánicos destruyen físicamente el depósito del filtrado. - Se basan en cargas de impacto con aparatos de choque "Martillos" mecánicos o hidráulicos, destruyendo el enjarre a través de procedimientos de trituración.

Las herramientas para sacudir la tubería son herramientas que se introducen dentro de la sarta de perforación impactando con una carga de explosivo que reacciona a través del cable del registro eléctrico, desconectando la tubería, quedando en el pozo la tubería pegada para ser recuperada posteriormente, por medio de una tubería especial conocida con el nombre de tubería lavadora.

El lavado de la tubería es tal vez el mejor procedimiento que se conoce para liberar la tubería severamente pegada. Se usa una tubería de gran diámetro con una zapata en el fondo revestida de carburo de tungsteno. La zapata es usada para destruir el enjarre y lavar la tubería poco a poco hasta llegar abajo de la pegadura. Después de que una longitud ha sido



**FIGURA No. 58**



**FIGURA No. 61**

liberada de ésta manera, la sección pegada es mecánicamente desenroscada y recuperada. Este procedimiento es repetido para toda la sarta de perforación que se encontraba en el problema, hasta que ha sido liberada completamente.

De lo anterior se podrá resumir:

- a) Una serie de sacudidas podrán usarse sobre la sarta de perforación para la liberación de la tubería.
  - b) En algunas áreas en donde las presiones son alternas es decir bajas y altas, un empacador deberá correrse y colocarse. Esto cambiará la presión hidrostática en el punto donde la tubería está pegada haciendo que la presión disminuya por lo cuál la tubería se liberará. (figura 61)
  - c) Reduciendo la densidad del lodo, cuando es posible, se podrá ayudar a liberarla en algunos casos.
  - d) Rodeando el punto donde la tubería se pegó con aceite y dejando que el aceite remoje y lubrique, generalmente se ejecuta en el momento en que la pegadura de la tubería ocurre. (figura 60)
- 1.- Con la adición de un aditivo en el aceite, que permita que el aceite mejore el contacto entre la formación y la tubería pegada.
  - 2.- Usando un lodo base-aceite en un sistema de lodo de alta densidad y que tenga la misma densidad que el lodo de perforación usado al momento de la pegadura, impidiendo así que el lodo base aceite migre ascendentemente hacia el agujero, con lo cuál el aceite remanente es dejado donde éste se necesita.

El principio en el cuál se basan estos fluidos al liberar la tubería es el mismo, en el cuál una reacción química directa se hace con el enjarre (desintegrando el enjarre). Esta reacción deja que el fluido lubricante se filtre entre la interfase de la pegadura ya que iguala las presiones y libera la tubería diferencialmente pegada.

Estos fluidos pueden ser mezclados igualmente al pozo con agua dulce salmuera o agua saturada de sal. En alguno lodos de emulsión inversa entre mayor agitación se aplique a la emulsión será más estable.

#### XII.1.d.- PROCEDIMIENTO DE MEZCLADO EN EL POZO O EN LA PLANTA DE LODOS.

El mezclador del pozo y las líneas de circulación deberán estar libres de agua o lodo base-agua.

- 1.- Adicionar diesel a la mezcla de los tanques y comenzar a mezclar a través de la tolva usando un mezclador de alta velocidad.
- 2.- Al estarse mezclando, adicionar el fluido concentrado escogido a través de la tolva.
- 3.- Adicionar agua y continuar mezclando por una hora después de que toda el agua ha sido adicionada.

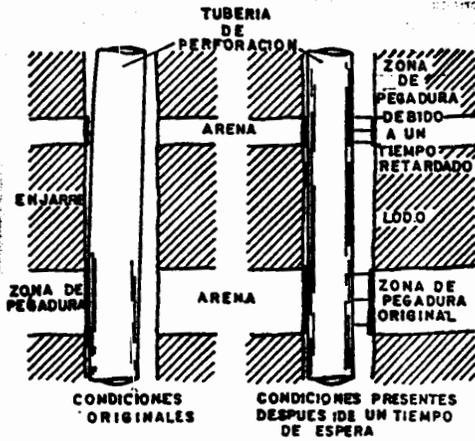


FIGURA No. 60

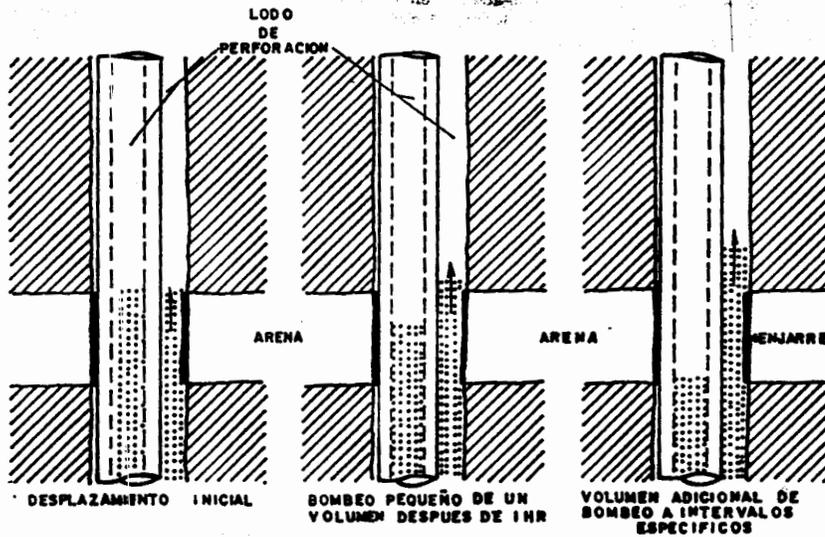


FIGURA No. 59

4.- Adicionar barita lentamente a través de la tolva y continuar mezclando por una hora después de que toda la barita ha sido agregada.

NOTA: (1) Si se forma una gran cantidad de espuma en la etapa 2, agregar una porción (1/3 ó 1/2) del agua para la etapa 3 y continuar adicionando el concentrado.

(2) Mezclar una hora completa de la etapa 3 y una hora adicional después la etapa 4.

#### XII.2.- PROBLEMAS DE FLUJO PLASTICO DE SAL.

Las sales, no tienen las mismas propiedades estructurales de las rocas. La sal es plástica, se deforma y fluye por recristalización (Formación de nuevos granos minerales). Los nuevos granos, parecen tener la misma composición química y mineralógica que la roca original (figura 62), pero la transmisión de la presión en la sal, se asemeja más a aquella de los líquidos que a la de los sólidos.

La sal no tiene estructura rocosa. Transmite su carga igualmente en todas direcciones. La presión en un punto cualquiera dentro de una reacción masiva de sal, es igual a la presión de sobrecarga (0.230 kg/cm<sup>2</sup>/m).

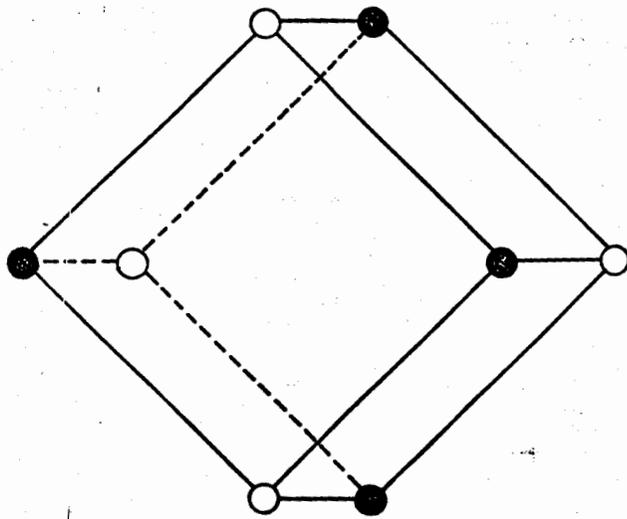
Los estratos salinos a profundidades apreciables, presentan problemas por la pseudoplasticidad de la sal, causada por altas temperaturas y efectos de presión. Las presiones y temperaturas necesarias para iniciar la transformación plástica de la sal son muy bajas. Con una sobrecarga de 1000 metros y un espesor de sal de 305.0 mts, es suficiente para iniciar el proceso de flujo. Otros reportes indican que las condiciones de flujo uniforme pueden ser aproximadamente a temperaturas mayores de 204°C(400°F).

El movimiento de la sal puede llegar a ser significativo con una sobrecarga de 2,135 metros. El gradiente geotérmico sería un factor que influenciaría en cualquier caso a temperaturas más altas.

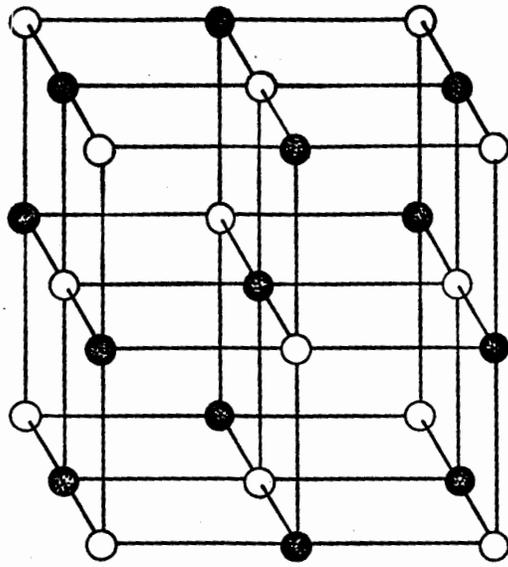
Secciones masivas de sal, muestran la mayoría de las rocas exhibiendo características de flujo plástico abajo de ciertas condiciones de presión y temperatura.

Es difícil poder determinar las magnitudes de estas condiciones para iniciar el flujo de sal debido a la variedad del medio ambiente en que se encuentran haciendo preciso el conocimiento de la sensibilidad a la temperatura y presión de las formaciones. Este tipo de problema se encuentra principalmente en formaciones de sal atrapadas en diferentes capas, el flujo de sal en estas formaciones se debe a que las características de cristalización preferencial de las sales es en la dirección de menores esfuerzos o en otras palabras hacia la tendencia del arrastre dentro del agujero.

El flujo de sal se ejerce a presiones altas encontrándose dentro de esto la perforación y terminación de pozos a través de secciones masivas de sal. Cuando se tiene pegadura de la tubería en la perforación, el problema aparentemente es menor, pero cuando se tiene en la terminación pue



XII-176



ESTRUCTURAS DE DIFERENTES CRISTALES DE SAL

FIGURA No. 62

de ser más severo y costoso. Otro problema encontrado es el colapso de la tubería de revestimiento al introducirla, teniéndose que diseñar las tuberías de revestimiento a un valor máximo de seguridad al colapso.

Para que la sal se mantenga en la formación al encontrarse perforando, se tendrá que mantener suficiente presión hidrostática en el pozo, con lo que se controla la presión de las formaciones de sal hacia el pozo al ser menores que la columna hidrostática.

Otra técnica es perforando un pozo con un lodo saturado de sal o un lodo base aceite, con éste tipo de fluidos, el pozo tenderá a distribuir las cargas de sal sobre todo el intervalo, disminuyendo así la acción al colapso de la tubería de revestimiento. En caso de que haya pegadura de tubería, un bache de agua dulce liberará la tubería fácilmente.

Se deberá tomar una precaución especial al terminar un pozo usando una tubería de revestimiento de mejor calidad de acero, con un buen trabajo de cementación primaria, empleando cementos saturados de sal.

#### Selección del fluido de perforación al tener flujo de sal.

- Los lodos con fase continua agua, cuidadosamente balanceados, pueden dar buenos resultados para perforar los domos salinos, pero el cambio de solubilidad de ésta con la temperatura, dificulta su control bajo condiciones dinámicas (figura No. 63).

Los lodos con fase continua aceite de Emulsión Inversa, se consideran más apropiados por las siguientes razones. Los lodos de emulsión inversa se han usado satisfactoriamente a temperaturas de 290°C(555°F) y condensidades de aproximadamente 2.40 gr/cm<sup>3</sup> (20.0 lb/gal).

EL AGUA.- La fase dispersa (agua), de los lodos de Emulsión Inversa, -- puede saturarse con una sal antes de penetrar una sección salina o puede saturarse durante el proceso de la perforación. La mayoría de los lodos de emulsión inversa que contienen agua salada saturada como fase dispersa, no disuelven sal, por lo tanto, no agrandan los diámetros del agujero.

EL ACEITE.- Es utilizado en una concentración de 70 a 80% en volúmen. El aceite disminuye la viscosidad y la gelatinosidad. El agua ocupa un 20 a 30% en volúmen. Para este propósito, es necesario que se encuentre saturado de cloruro de sodio. El agua al ser dispersada en aceite en pequeñas partículas, actúa como un sólido coloidal, ya que a medida que aumenta su concentración, aumenta su viscosidad y gelatinosidad.

EMULSIFICANTES Y ESTABILIZADORES.- Permiten mantener la estabilidad de la emulsión, tienen la propiedad de disminuir la tensión superficial o interfacial de los líquidos que forman la emulsión, al punto que el agua llega a tener mayor tensión superficial, y al ser agitada la mezcla se forman pequeñas gotas de agua que son dispersadas en el aceite. Son por lo general jabones cálcicos, producto de la reacción de un ácido graso de alto peso molecular con hidróxido de calcio. Estos jabones estabilizan la emulsión de agua en aceite manteniendo los sólidos en suspensión (Ver Teoría Emulsión Inversa).

COMPORTAMIENTO DE LA BENTONITA EN AGUA DULCE  
Y AGUA SALADA

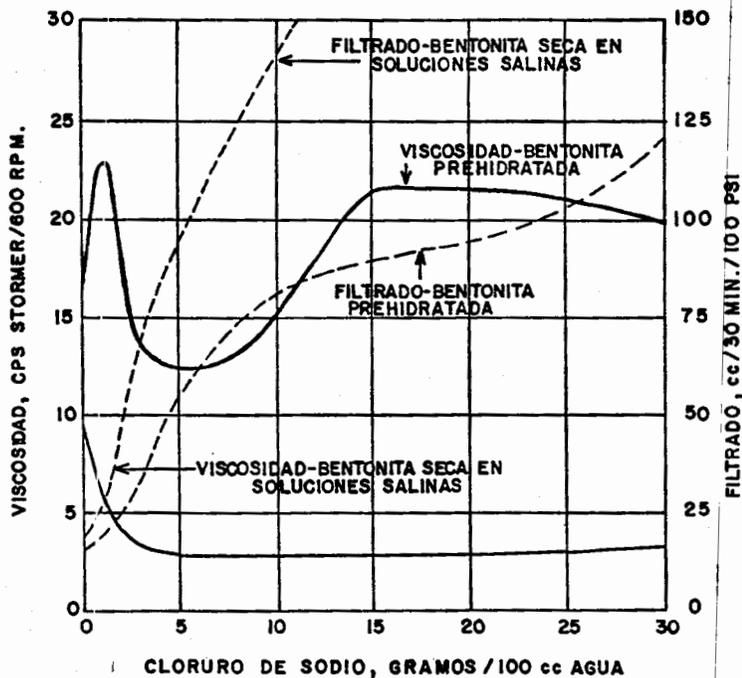
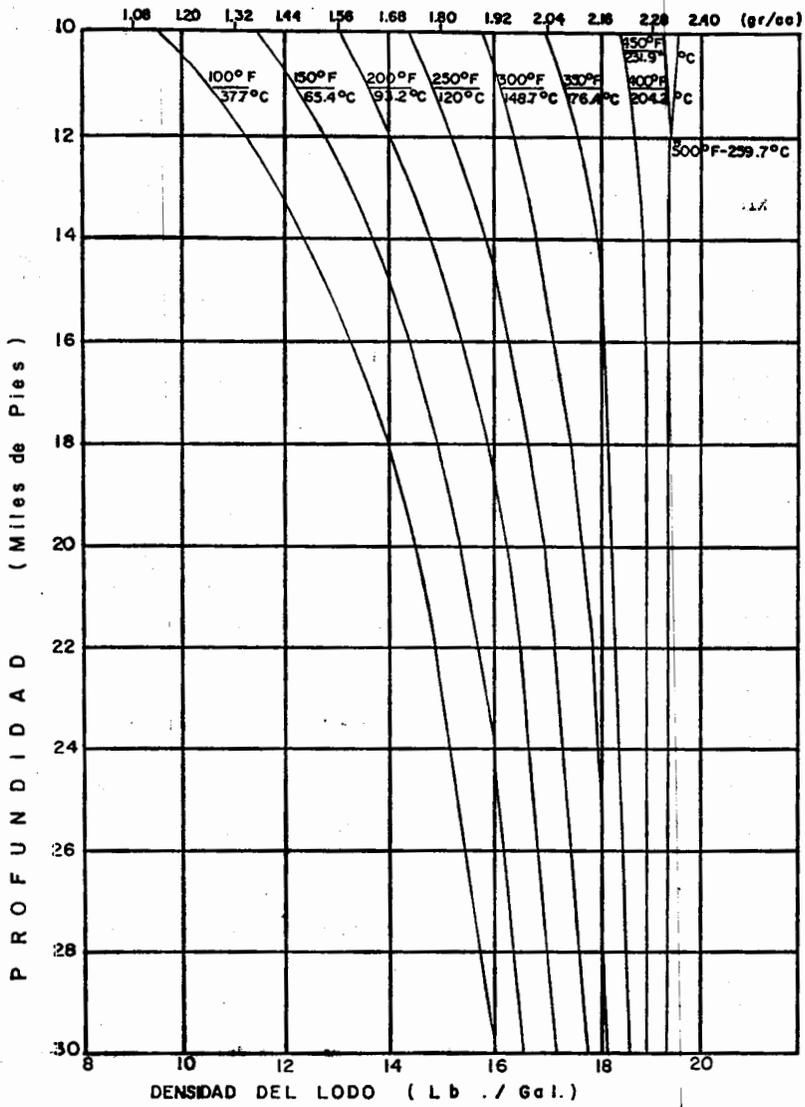


FIGURA No. 63



GRAFICA PARA ESTIMAR DENSIDAD DE LODO,  
PARA CONTROLAR EL FLUJO DE LA SAL.

**FIGURA No. 64**

MATERIAL DENSIFICANTE.- La barita, es el producto más usado como densificante, porque además de ser insoluble en agua y aceite, tiene elevada densidad (4.25 gr/cm<sup>3</sup>). (Ver figura 64).

### XII.3.- PROBLEMAS AL ENCONTRARSE ACIDO SULFIDRICO(H<sub>2</sub>S)

El ácido sulfhídrico es un gas altamente tóxico, incoloro y tan pesado como el aire, con olor a huevos podridos. Este es soluble en agua, pero llega a ser muy poco soluble al incrementarse la temperatura del agua. Este gas encontrado frecuentemente en la producción y refinación de petróleo altamente sulfurado y en gases naturales.

El ácido sulfhídrico es un gas muy venenoso el cual puede causar desastres si no es tratado apropiadamente, el principal peligro es envenenamiento por respiración del gas. La máxima concentración permisible a la que se podrá trabajar en una tolerancia de 8 horas al día es de 10 ppm (partes por millón) de gas (a una concentración de 0.001 por ciento de gas). La muerte ocurrirá rápidamente con una exposición arriba de 600 ppm (0.05 por ciento de H<sub>2</sub>S).

El olor del H<sub>2</sub>S a huevos podridos no es una indicación significativa de una alta concentración de gas la cual temporalmente destruirá el sentido del olfato. El único medio para determinar la cantidad de ácido sulfhídrico presente es por medio de una prueba que se hace con un detector o por análisis de detección. El depender solamente del sentido del olfato puede ser desastroso.

#### ORIGEN.

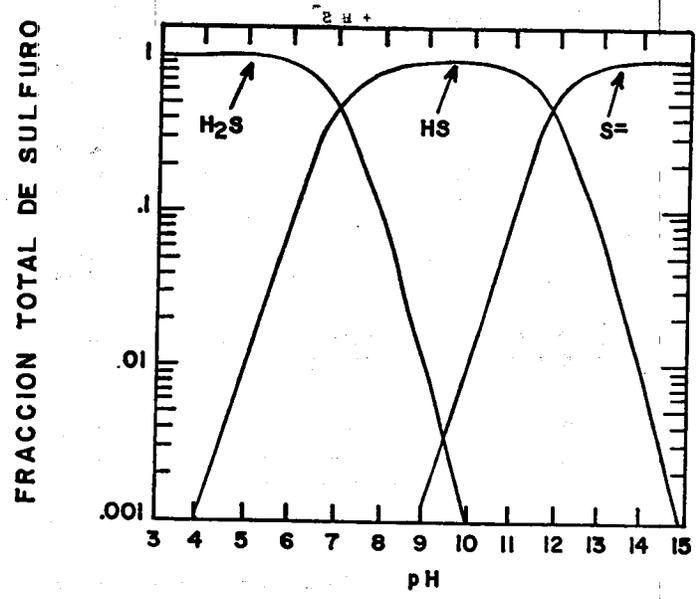
El ácido sulfhídrico puede ser obtenido por la reacción de ácidos sobre metales sulfurosos. Puede ser determinado como un componente de diferentes gases, puede estar disuelto en agua, en hidrocarburos o en algunos líquidos sulfurosos.

#### IONIZACION.

Vamos a considerar la ionización del ácido sulfhídrico como una función del P.H., que se muestra en la figura (65).

La primera observación es que todos los sulfuros divalentes (azufre) permanecen en la molécula H<sub>2</sub>S formándolo con un P.H. mínimo y con la adición del ión HS<sup>-</sup> el cual será la especie predominante. A un P.H. de 9.5 el ión S<sup>=</sup> comienza a aparecer y a un P.H. de 12.0 el azufre es la especie predominante.

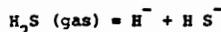
El arma más tóxica para los humanos es la molécula del ácido sulfhídrico en estado gaseoso. En forma gaseosa el ácido sulfhídrico puede escapar de los fluidos y encontrarse tan denso como el aire manteniéndose alrededor de áreas bajas de trabajo, causa intoxicación y como antes se mencionó la muerte. Cuando las moléculas de ácido sulfhídrico existen en los fluidos de perforación, éste se encontrará solubilizado hasta llegar a la superficie incrementando el peligro en los humanos, como para los metales.



DISTRIBUCION APROXIMADA DE  $H_2S$ ,  $HS^-$  y AZUFRE ( $S^{2-}$ ) COMO FUNCION DEL P. H.

**FIGURA No.65**

El rompimiento del hidrógeno en los metales se dá por la primera ionización al agregarle el ión de hidrógeno dándose por la siguiente ecuación:



El hidrógeno atómico penetra dentro de los metales combinandose con más hidrógeno atómico, llegando a ser un hidrógeno molecular, creando así una presión alta, provocando el fracturamiento del metal.

Como se vió anteriormente el ácido sulfhídrico está en función del P.H., y dependiendo de ello se tendrá la especie química predominante haciendo que si el P.H. del sistema es demasiado alto, el único ión existente sea el del azufre ( $\text{S}^{2-}$ ), el cual es inofensivo a los metales y a los humanos. El sistema se hace peligroso cuando se encuentra bioxido de carbono, en flujo de agua salada o más ácido sulfhídrico ya que puede descender el P.H. del sistema haciendo que se convierta el ión de azufre ( $\text{S}^{2-}$ ) en un ión peligroso HS.

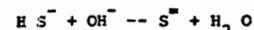
La contaminación del ácido sulfhídrico cambia las propiedades del lodo por lo cual se requerirán tratamientos diferentes en muchos aspectos así como en otros gases encontrados durante las operaciones de perforación.

#### TRATAMIENTO QUIMICO DEL LODO

El mejor método es manteniendo alcalinidades altas, contrarestando así una reacción rápida, protegiendo así a la gente y la tubería.

Las condiciones de alta alcalinidad equilibrarán una concentración alta de  $\text{H}_2\text{S}$ . (Figura anterior)

Cuando se tienen soluciones saturadas de azufre no será posible llegar al equilibrio debido a lo siguiente:



El ión  $\text{S}^{2-}$  puede precipitarse por un metal, produciendo así el equilibrio. Si un alto P.H. es mantenido, iones de  $\text{HS}^-$  producirán iones de azufre. Los iones de azufre no contribuyen a la corrosión de la tubería de perforación. El ión del azufre es potencialmente peligroso a bajos P.H. por lo cual se tendrá que mantener un lodo alcalino, checando fielmente el azufre, tratándolo desde la superficie y controlando la influencia de ácido sulfhídrico.

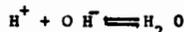
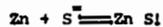
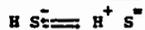
#### PRECIPITACION DEL AZUFRE

Una composición de zinc precipitará iones de azufre inorgánicos ( $\text{S}^{2-}$ ), recobrando así hidrógeno para disminuir esfuerzos de rompimiento de tensión del acero.

El zinc, se usa como un acondicionador de azufre en lodos base agua y en la fase agua de los lodos base aceite. También reducirá el peligro de

liberación de  $H_2 S$  a la superficie.

Las reacciones químicas involucradas son:



#### METODOS DE DETECCION DEL $H_2 S$

1.- PRUEBA HACH (DEL LODO Y FILTRADO).- La prueba Hach es una prueba muy simple que puede proporcionarse ya sea al lodo o al filtrado. Una muestra de lodo o filtrado es acidificada y después se burbujea por la adición de bicarbonato de sodio a un pequeño recipiente con una tapa que tiene un papel tratado con acetato de plomo.

Por comparación de la sombra del papel obscurecido con uno standard, una aproximación de la cantidad de azufre puede ser determinada.

2.- PRUEBA GUIA DEL GAS (LODO Y FILTRADO).- Esta prueba es más sofisticada para determinar las cantidades de azufre en el lodo y filtrado que la prueba Hach. Esta prueba es muy benéfica cuando una pequeña cantidad con  $H S$  existe dentro del lodo. El azufre puede ser detectado todavía a concentraciones más bajas que en la prueba Hach.

3.- PRUEBA DEL LODO A UNA TOLERANCIA NIVELADA.- Una muestra del lodo puede ser preparada con ión  $H S^-$  esparcido y agitándolo.

La tolerancia de solubilidad que el lodo puede absorber de ácido sulfídrico puede ser calculado. Si esta prueba es hecha diariamente uno puede decir si el nivel de tolerancia se reduce. La medida se puede tomar al comenzar a retroceder el nivel de tolerancia o el incremento en la alcalinidad.

4.- PRUEBAS ALCALINAS PARA LODOS DE EMULSION INVERSA.- Los lodos de emulsión inversa pueden ser tratados con varios solventes y la fase agua separada y tratada para una alcalinidad alta. Para determinar la alcalinidad de los lodos de emulsión inversa, un nivel alto de óxido de calcio (cal) se podrá mantener para combatir el ión  $H S^-$ .

#### PRECAUCIONES GENERALES PARA CUANDO SE TENGA O SOSPECHE LA PRESENCIA DE ACIDO SULFIDRICO.

1.- Cada persona que se encuentre trabajando en un pozo con  $H_2 S$ , deberá ser informada de las características de éste, su peligro, sus diferentes procesos, primeras recomendaciones para su auxilio, etc.

2.- Instrucción en el uso de equipo protector que será entregado a todo el personal, equipo que se encontrará disponible .

3.- Cuando se sospeche de que el aire contiene ácido sulfúrico, una prueba será hecha para determinar si se encuentra o no el gas.

4.- No probar para determinar la presencia del gas por medio del olor. El sentido del olfato es rápidamente paralizado por el  $H_2S$ .

5.- Una ventilación del sistema adecuado para que el gas sea removido hacia áreas fuera del trabajo.

6.- Nunca introducir un tanque que contenga  $H_2S$  en un sótano, construcciones, u otro lugar cerrado en donde el gas pueda acumularse sin un equipo de protección respiratorio propio y que se encuentre asegurado afuera por una persona responsable.

#### XII.4.- PROBLEMAS AL ENCONTRARSE TEMPERATURAS EXCESIVAS

Generalmente cuando la profundidad se incrementa, la temperatura aumenta, también la temperatura varía considerablemente de un área a otra. En áreas donde algunos pozos son perforados, las temperaturas exceden los 700°F las cuales se encuentran a profundidades de 6000 a 8000 pies. Esos pozos para su perforación son únicos y requieren un lodo y aparatos de perforación especiales.

#### EFFECTOS DE LA TEMPERATURA

A.- Generalmente al incrementarse la temperatura unos 15°F la velocidad de las reacciones químicas se duplican con lo que las reacciones entre los componentes de los fluidos de perforación son acelerados, este fenómeno puede ser benéfico en algunas áreas al tener temperaturas excesivas, las cuales acelerarán la reacción de adiciones químicas al tenerse un cambio en las propiedades reológicas y el control de la pérdida de fluido. En otras áreas con contaminación del lodo, temperaturas excesivas serán perjudiciales para las propiedades del lodo.

B.- Si la temperatura llega a ser excesiva para mantener satisfactoriamente las propiedades del lodo, el tratamiento será mucho más difícil teniendo como resultado lo siguiente:

1o.- Muchos de los dispersantes y aditivos de pérdida de fluido, empleados en los fluidos de perforación pierden la fuerza y llegan a ser inefectivos al incrementarse la temperatura:

a) Los fosfatos son limitados a 180°F.

b) El carboximetilcelulosa y los almidones se degradan arriba de 300°F.

2.- Los lodos con alto P.H. y alto óxido de calcio (cal) son sujetos a solidificación cuando la temperatura se encuentra arriba de 260°F.

3.- La viscosidad de la fase líquida del lodo de perforación se decrementa con el aumento en la temperatura haciendo que la pérdida de fluido y espesor del enjarre se incrementen en el pozo.

4.- Las altas temperaturas dan como resultado espesas gelatinosidades en muchos tipos de lodos de perforación, resultando lo siguiente:

- a) Reducción en el ritmo de perforación.
- b) Dificultad para regresar al fondo después de un viaje, causando pérdida de tiempo e incremento en los costos.
- c) Dificultad en la obtención de datos a partir de los registros eléctricos.
- d) Las operaciones de lavado son necesarias para liberar el fluido empaçado. Las altas temperaturas dan como resultado un decremento en la viscosidad, con lo cual se llega a una pérdida en la capacidad de acarreo del lodo. Esto es razonable, ya que ésta pérdida de viscosidad ocurre en las secciones del fondo del agujero donde las temperaturas son altas como el lodo se circula este llega a ser denso y viscoso al llegar a la superficie.

#### TRATAMIENTO PARA TEMPERATURAS EXCESIVAS.

- A.- Es benéfico el uso de separadores mecánicos para mantener baja cantidad de sólidos.
- B.- La adición de bentonita mantendrá el lodo con propiedades deseables, mejorando la capacidad de acarreo.
- C.- Adición de diferentes aditivos para prevenir solidificación en altas temperaturas. (arriba de 300°F).
  - 1.- Cromolignosulfonatos - remueve el calcio soluble y mantiene el P.H. entre 8.5 a 9.5.
  - 2.- Surfactantes para el tratamiento del lodo.
  - 3.- Agentes químicos adicionales para el gel son adicionados en lodos ba se aceite para prevenir asentamientos debido a la reducción en la viscosidad.
- D.- Cromato de Sodio ( $\text{Na}_2 \text{Cr O}_4$ ) puede ser empleado para mantener deseables las propiedades del lodo:

#### XII.5.- E S P U M A S .

Las espumas ocurren debido a un fenómeno de alta tensión superficial o por la entrada mecánica de aire.

#### Clasificación:

- A.- De superficie: No afecta adversamente el lodo.
- B.- Espuma Interna: Causa condiciones adversas como:

- 1.- Reducción en la densidad del lodo.
- 2.- Interferencia en la circulación y el bombeo.

#### Tratamiento

A.- Bajos esfuerzos gel permiten una remoción efectiva y previenen la formación y construcción de espuma.

B.- Eliminando todas las causas mecánicas.

- 1.- Evitando la entrada de aire por las vías de agua en las bombas y vías de succión.

C.- Adicionando agentes químicos que reducen la superficie de tensión interfacial.

#### CAUSAS MAS COMUNES DE LAS ESPUMAS.

A.- Mecánica

B.- Alto contenido de cloro en los lodos de perforación

C.- Lignosulfonatos

D.- Detergentes.

#### XII.6.- CORROSION

Fallas prematuras de la tubería de perforación, tubería de revestimiento y otros equipos usados para la terminación y perforación de pozos pueden resultar si la corrosión es severa. Se discutirán algunos principios básicos de corrosión y como la corrosión puede disminuirse con un tratamiento apropiado en la perforación y terminación de pozos.

#### TIPOS DE CORROSION.

La corrosión es el ataque destructivo al metal causado por una reacción química o electroquímica entre el metal y el medio ambiente. La corrosión podrá ser uniforme, dando una delgadez uniforme, o se podrá concentrar en forma de discretos puntos localizados en grandes áreas. La corrosión que se encuentra generalmente es desastrosa.

Los tipos más comunes de corrosión son los siguientes:

- 1.- CORROSION POR PUNTOS.- El área que afecta la corrosión por cierto tiempo es tan grande para algunas áreas que puede tener daños muy severos. La localización de esta corrosión es el tipo más común de ataque sobre acero y otros metales.

2.- CORROSION UNIFORME.- La superficie entera del metal es corroida igualmente y el espesor del metal se reduce en una cantidad uniforme.

3.- CORROSION POR HIDROGENO.- Es el resultado de la construcción de moléculas de hidrógeno dentro del metal por una estructura enrejada del propio metal. Esto es causado por  $H_2 S$  (ácido sulfhídrico) en la perforación o por fluidos de terminación lo que causará que se agriete el metal si se encuentra abajo de su esfuerzo de fatiga.

CORROSION POR FATIGA.- La ocurrencia de un esfuerzo cíclico (en la rotación de la tubería de perforación) y la corrosión es dado como una "fatiga". El fracturamiento es producido por el esfuerzo cíclico de la tubería de perforación que substancialmente reduce la vida por fatiga del metal.

- EL MEDIO CORROSIVO

La principal causa de la corrosión en capas de aceite son el oxígeno, el bioxido de carbono, ( $CO_2$ ), y el ácido sulfhídrico contenidos dentro del fluido de perforación.

La presencia de estos gases dentro del fluido de perforación causará o acelerará el proceso corrosivo. Los efectos de corrosión para estos gases estarán en función de la cantidad de sales disueltas, del P.H., la temperatura, y la velocidad de flujo del fluido involucrado.

OXIGENO.- La mayor contribución de corrosión la da el oxígeno. La oxidación del metal ocurrirá cuando el oxígeno se encuentre en contacto con el metal en un medio iónico (el fluido de perforación). El oxígeno entra al fluido de perforación por diferentes operaciones de superficie (como la renovación de sólidos por equipo mecánico, operaciones al mezclar agua, etc.). Como la concentración de oxígeno que se disuelve o entra dentro del fluido se incrementa, la corrosión se incrementará.

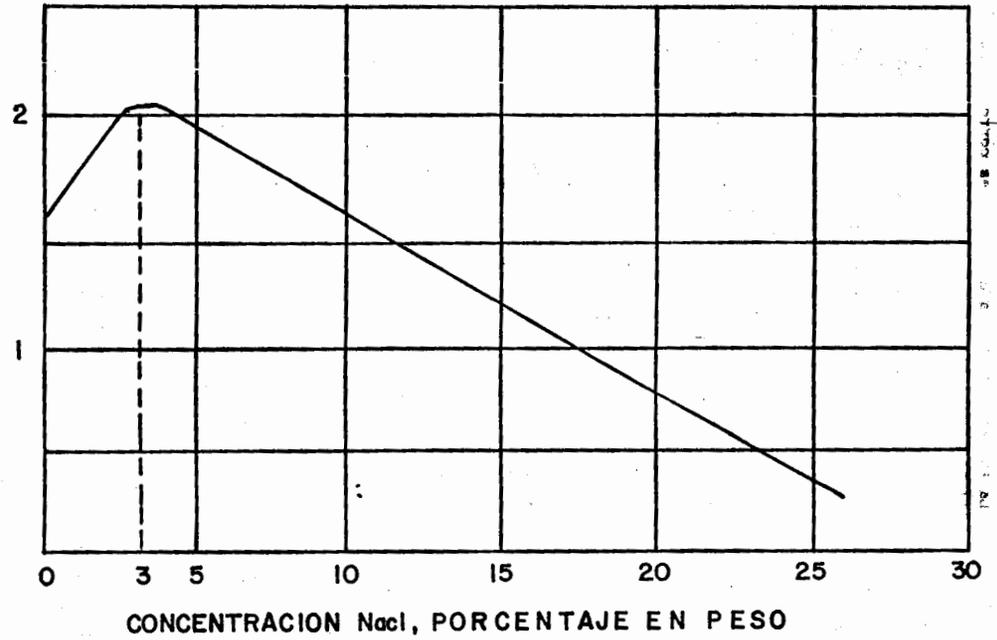
BIOXIDO DE CARBONO.- Cuando se disuelve dentro del fluido de perforación, el bioxido de carbono actúa como un ión "ácido". Esto decreta el P.H. del fluido e incrementa la corrosión. Ya que el bioxido de carbono no es tan corrosivo como el oxígeno, la presencia de ambos gases tienden a hacer un medio más corrosivo, tanto como si se tuviera gas dentro.

SALES DISUELTAS.- La solubilidad del oxígeno en agua depende de la concentración de sal ( $NaCl$ ). La solubilidad tenderá a incrementarse primeramente, después decrecerá conforme la concentración de sal se incrementa. De lo anterior se deduce que las salmueras de alta concentración en campos de aceite pueden provocar corrosión tan alta como las salmueras de baja salinidad. (ver figura 66)

Las sales alcalinas (como el  $NaOH$ ) y el  $KCl$  se hidratan para formar soluciones de alto P.H. inhibiendo la corrosión. La presencia de esas sales (con flexibilidad a un alto P.H.) causará que el metal se vuelva cada vez más resistente a la corrosión al reducir la reacción.

881-11X

CORROSION



EFFECTO DE LA CONCENTRACION DE CLORURO DE SODIO  
SOBRE LA CORROSION EN SOLUCIONES AERADAS

FIGURA No. 66

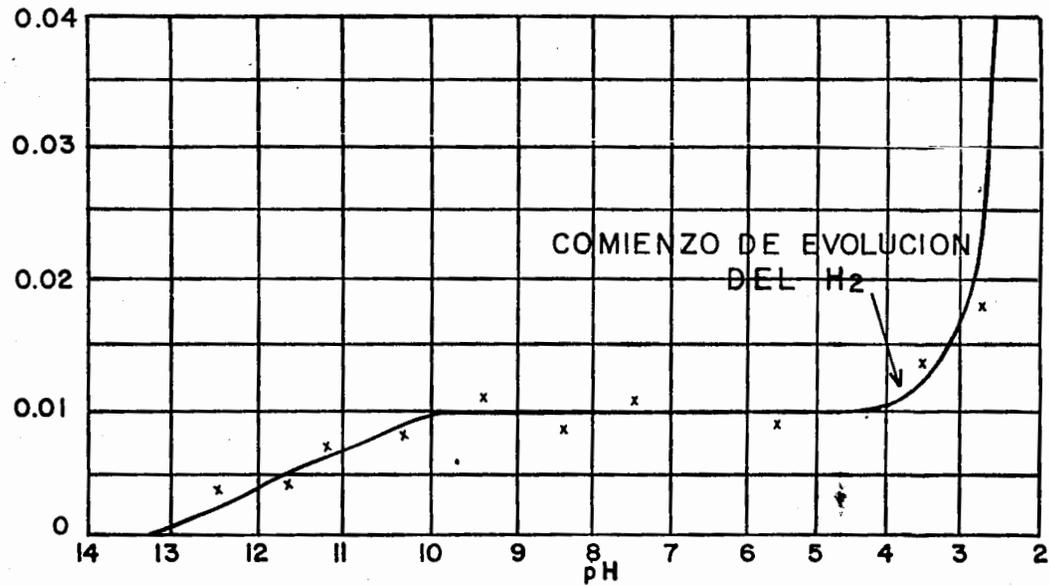
La solución ácida es cuando el P.H. se encuentra abajo de un PH igual a 7. siendo más corrosivo que el P.H. neutral y las soluciones alcalinas.

Para un rango del P.H. de 4 a 10, la corrosión depende de la rapidez de difusión del oxígeno en la tubería. Arriba de un P.H. de 10, el incremento en la alcalinidad del medio aumentará el P.H. de la superficie del metal, lo que hará cada vez más resistente la tubería de la corrosión. En un rango de P.H. menor a 4, la difusión del oxígeno y la aparición del hidrógeno controlan la corrosión. (ver figura 67)

PREVENCIÓN DE LA CORROSION.- Un número de productos son necesarios en la industria de hoy para disminuir el ataque corrosivo sobre el equipo. Todas las formas de incremento de corrosión en presencia de oxígeno se tendrá que combatir mediante desperdicios de oxígeno, reduciendo así los efectos de la corrosión. El  $CO_2$  puede ser tratado efectivamente mediante la precipitación de  $CaCO_3$  usando cal. Como se ha notado, el fluido de perforación tendrá que mantener un PH alcalino para retardar la corrosión.

XII-190

CORROSION



EFFECTO DEL PH SOBRE LA CORROSION

FIGURA No. 67