

24/23



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

FLUIDOS DE CONTROL BASE AGUA UTILIZADOS EN LA TERMINACION DE POZOS DEL DISTRITO DE VILLAHERMOSA, TAB.

T E S I S
QUE PARA OBTENER EL TITULO DE INGENIERO PETROLERO PRESENTAN ALICIA REGINA MENDEZ HDEZ. FRANCISCO TENORIO MARQUEZ



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

I N D I C E

PAG.

	Introducción - - - - -	1
	CAPITULO I	
	Clasificación y Descripción de los Fluidos de Control - - - - -	3
I.1	Fluido Base Agua - - - - -	5
I.2	Aplicaciones - - - - -	8
I.3	Ventajas y Desventajas - - - - -	10
I.4	Importancia de la temperatura en el uso de salmueras - - - - -	15
	CAPITULO II	
	Funciones y Propiedades de los fluidos de Control - - - - -	16
II.1	Funciones de los Fluidos de Control - - - - -	17
II.2	Propiedades de los Fluidos de Control - - - - -	22
II.3	Relación entre las Funciones y Propiedades de los Fluidos de Control - - - - -	25
	CAPITULO III	
	Comportamiento Reológico y Tixotrópico para la Interpretación de las Propiedades de los Fluidos de Control - - - - -	28
III.1	Clasificación de acuerdo al comportamiento reológico - - - - -	29
III.2	Modelos Reológicos - - - - -	31
III.3	Materiales químicos empleados en los fluidos de control - - - - -	37
III.4	Preperación y mantenimiento de los fluidos de control - - - - -	42
	CAPITULO IV	
	Importancia de la Presión de Fractura Para Seleccionar un Fluido de Control - - - - -	56

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

Dentro del Diseño de la Terminación de un Pozo Petrolero se debe conseguir y establecer las mejores condiciones para su desarrollo. Lo que dará un mejor funcionamiento del pozo durante su vida productiva.

Las técnicas de Terminación afectan a la de producción, en la posibilidad futura de un reacondicionamiento en la productividad del pozo, o alguna reparación.

Una parte integral e importante dentro del diseño de la Terminación

nación es la que concierne a la selección de los "Fluidos de control para la Terminación de Pozos", de los cuales dependerá el éxito o fracaso de la operación a efectuar, lo que incrementará los costos de operación y en algunos casos llegará a dañar la formación productora.

Es evidente que hay muchas circunstancias con las que se pueden tropezar para terminar un pozo. El diseño correcto de los fluidos empleados en la Terminación, deben equilibrar tanto factores que involucran al yacimiento como los relacionados con el propio fluido en sus características y objetivos que deben cumplir, con el fin de maximizar la eficiencia en la terminación, esto es que los fluidos de la formación fluyan sin problemas al exterior, evitándose intervenciones continuas para su estimulación lo cual incrementa los costos de producción.

Todas las razones antes mencionadas crean la necesidad de conocer tanto factores que involucran al yacimiento y las propiedades que deben tener los fluidos.

Los cuales se presentarán a través de este trabajo para llegar a minimizar los costos operativos de las operaciones de terminación.

CAPITULO I

CLASIFICACION Y DESCRIPCION DE LOS FLUIDOS DE CONTROL

FLUIDOS DE PERFORACION ORIGINALES

Debido a factores económicos, el lodo empleado para perforar el pozo, se usa a menudo como Fluido de Terminación o de Empaque. Esto resulta práctico si el lodo permanece estable por largo tiempo bajo condiciones de temperaturas de fondo altas, libre de calcio soluble y un mínimo de sólidos. Esto reducirá la posibilidad de que el lodo se solidifique en el pozo.

Los lodos de lignosulfonato y lignito son usualmente los más adaptables, y se emplean con densidades bajas.

La figura I.1, muestra un esquema de los tipos de fluidos de perforación que en algunos casos, son utilizados como fluido para la etapa de terminación.

LODOS ESPECIALMENTE PREPARADOS.

Si el fluido de perforación es inadecuado para dejarlo en el pozo como fluido de terminación o empaque, debe prepararse un fluido especial.

Es evidente que existen una gran variedad de fluidos de terminación, siendo el más apropiado para un pozo, aquel que no origina problemas durante las maniobras de perforación, terminación y producción, lo que repercute en la perspectiva total de seguridad del pozo.

La figura I.2, nos muestra los diferentes tipos de fluidos de control que se usan comúnmente.

Los siguientes tres conceptos definen los componentes básicos que tiene el fluido de terminación.

Las fases que integran el fluido de terminación son:

a) Fase continua.

El líquido en el cual los materiales sólidos, líquidos y gaseosos están suspendidos es la fase continua del fluido.

Un aumento en la fase continua tiende a adelgazar al fluido. El filtrado proviene, en su mayor parte de la fase -- continua.

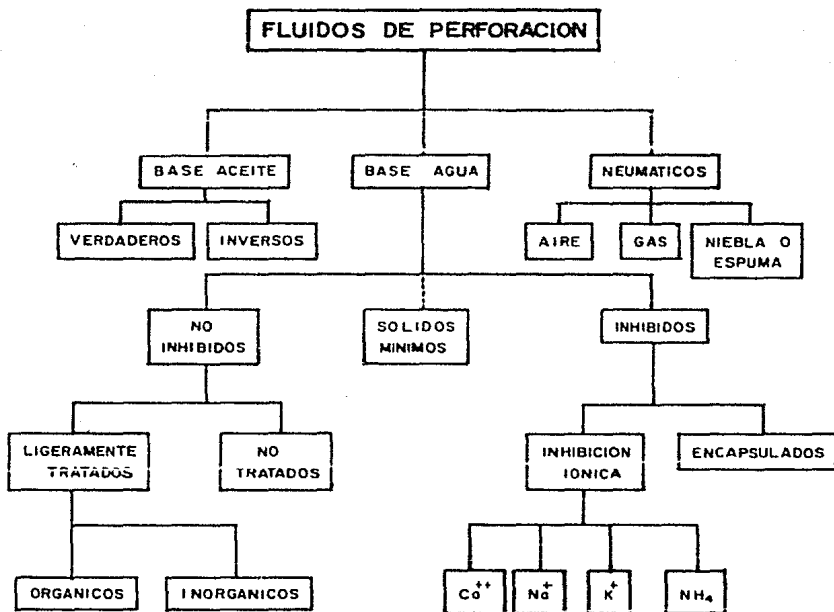


Fig. 1.1 ESQUEMA QUE MUESTRA LOS TIPOS DE FLUIDOS DE PERFORACION .

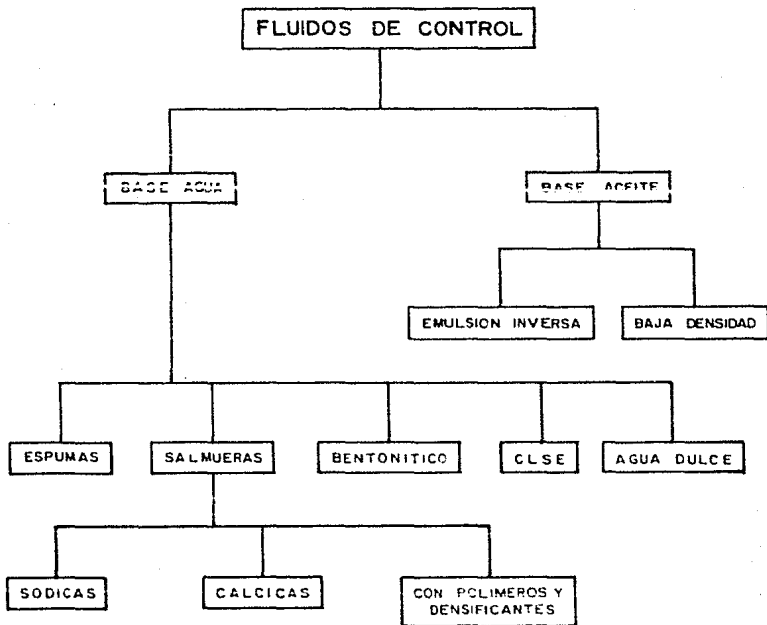


Fig. 1.2 ESQUEMA QUE MUESTRA LOS TIPOS DE FLUIDOS CONTROL .

En un fluido base agua, es el agua el que representa conjuntamente con las sales ionizables y el alcalinizante la fase continua. Los cationes Na^+ (Sodio) y Ca^{++} (Calcio), y el anión OH^- oxhidrilo son de particular importancia para el comportamiento de los fluidos base agua.

Si la concentración de los iones Na^+ o Ca^{++} es suficientemente alta, provoca una inhibición de la hidratación de las arcillas añadidas al fluido. Por otra parte si estos cationes están en la fase continua de un fluido en el cual las arcillas están hidratadas, se produce una floculación inmediata. Un exceso de iones oxhidrilo se refleja en una gelatinosidad alta.

- b) Fase Discontinua. Está formada por partículas sólidas y líquidas que se encuentran suspendidas en la fase continua, o portadora. Algunas partículas sólidas atraen moléculas de líquido provenientes de la fase continua, tal es el caso de la bentonita, que se hidrata en lodos de agua dulce hasta alcanzar un volumen que es aproximadamente 10 veces el que tenía seco. Los glóbulos de aceite emulsionados en un lodo base agua viscosifican el lodo y reducen su densidad.
- c) Fase Emulsionada. Cuando se dispersa aceite en agua, esto es que o viceversa agua en aceite y se le denomina emulsión inversa.

1.1.1. FLUIDO BASE AGUA.

Se caracterizan por tener como fase continua el agua y como fase dispersa sales monovalentes, divalentes ionizadas, alcanzándose densidades de 1.2 gr/cm^3 (NaCl), hasta 1.4 gr/cm^3 (CaO_2).

Un fluido de control es generalmente una suspensión de sólidos líquidos o gases en un líquido generalmente agua dulce, la cual también se emplea sola.

Estos fluidos por su bajo costo en la preparación, manejo y mantenimiento son los comúnmente usados; debiéndose extremar unidades en aquellos que utilizan base agua dulce, ya que la pérdida provocará efectos adversos a la formación productora.

A. ESPUMAS

Una espuma se compone principalmente por agua acompañada por un agente espumante y un gas sometido a presión. Este sistema es bifásico similar a una emulsión, en el que la fase dispersa es un gas o aire.

Debido que en la actualidad se cuenta con un sinnúmero de agentes espumantes, pueden ser diseñadas espumas en presencia de agua salobre o saturada de sal.

B. SALMUERAS

La salmuera está formada por agua y sal en forma iónica y puede estar sin sales y saturada, o sea cualquier solución salina concentrada conteniendo Cloruro de Sodio (NaCl), alcanza una densidad de 1.20 gr/cm^3 . Pudiendo contener otras sales como Cloruro de Calcio, Cloruro de Zinc, Nitrato de Calcio, etc.

B.1 Salmuera Sódica

Está formada por agua dulce y cloruro de sodio (NaCl). Su densidad máxima es de 1.19 gr/cm^3 .

B.2 Salmuera Cálcica

Está formada por agua dulce y cloruro de calcio (CaCl_2). Su densidad máxima es de 1.39 gr/cm^3 .

B.3 Salmuera con Polímeros y Densificantes

Son soluciones con sales a las que se le agregan polímeros para dar viscosidad y gelatinosidad al fluido, y densificantes para incrementar el valor de la densidad original de la salmuera. En salmueras saturadas se puede emplear sales con NaCl fino como material densificante.

C. FLUIDO BENTONITICO

La Montmorillonita sódica o Bentonita mezclada con agua dulce forma un lodo bentonítico. La montmorillonita es el viscosificante más importante por los lodos base agua dulce, y es probablemente el agente más importante entre los que se emplean para control de pérdida de filtrado.

Con la finalidad de no afectar la hidratación (dispersión), de la bentonita, la concentración de los cloruros debe ser menor a 5,000 p.p.m.

D. FLUIDO CROMOLIGNOSULFONATO EMULSIONADO (CLSE)

Es un fluido bentonítico a base de lignosulfonatos, cromolignitos y diesel, densificado con barita que alcanza una densidad de 1.20 gr/cm^3 .

Los cromolignosulfonatos se fijan sobre las partículas de arcilla por atracción de valencias del borde del enlace fracturado, reduciendo de esa manera la fuerza atractiva entre las

partículas, lo que permite su acción dispersante para control de la viscosidad.

En altas concentraciones el lignosulfonato, por adsorción masiva sobre la estructura de la arcilla, tiene un efecto bloqueante que minimiza la reacción de intercambio de bases. Este efecto bloqueador se supone es una parte debida al ión crómico, en razón de su naturaleza trivalente. La adsorción masiva de los cationes, de cromolignosulfonato sobre la partícula de arcilla tiene también a suprimir la hidratación de las partículas de arcilla, por su efecto bloqueante. En consecuencia, los lodos tratados con altas concentraciones de cromolignosulfonatos poseen cualidades inhibitorias, las cuales tienden a mantener a las arcillas de la formación en su condición natural.

E. AGUA DULCE

Es agua sin sales y sin otros elementos mezclados en ella.

1.2 APLICACIONES

La aplicación de fluido de control, depende de las condiciones del pozo, esto es de acuerdo a la función que se desee desempeñar con el fluido elegido.

Las condiciones de uso están determinadas por las características mismas del fluido, lo que hace posible que para cada pozo se puedan contar con una variedad de fluidos.

En cuanto a que es lo mejor para cada pozo, en algunos casos, se cae en el error de utilizar diseños de fluidos iguales, para varios pozos en etapa de terminación, sin tomar la alterna

tiva de utilizar otro, que no haya sido empleado, porque se desconozca el resultado. También es debido a que se carece de las condiciones propicias de instalación para su uso.

La aplicación o el uso de los fluidos de control en la etapa de la terminación de un pozo petrolero, son los siguientes:

1.2.1. Para la limpieza del pozo, limpiar el pozo de la molienda del cemento y otros materiales de deshecho como el que queda de la carga utilizada para perforar la tubería de explotación.

- a). Espumas.- Algunas veces utilizando tubería flexible.
- b). Salmuera cálcica a menos que se mezcle con arcilla cálcica.
- c). Fluido Bentonítico.- Es el más utilizado en moliendas (cemento, fierro, etc.)
- d). Fluido Cromolignosulfonato emulsionado (CLSE). Debido a su buena tolerancia a las contaminaciones.

1.2.2. Para el Desarenamiento de pozos y Desengravado de apaj rejos con cedazos.

- a). Espumas.- Se utilizan en pozos depresionados con la finalidad de limpiarlos.

1.2.3. Para uso como fluido de Control.

- a). Todos los tipos de fluidos ya mencionados, se aclarará -

cuando se detalle el capítulo de propiedades y funciones que deben cumplir los fluidos de control.

I.2.4. Otra aplicación, cuando se introducen aparejos de bombeo neumático.

a). Salmuera Saturada.- Permite la introducción del aparejo debido a que este fluido no tiene sólidos en suspensión.

I.3. VENTAJAS Y DESVENTAJAS.

Es necesario conocer las ventajas que ofrecen unos fluidos con respecto a otros y las desventajas que surgen al ser introducidos en medios no propicios para su mejor funcionamiento, es to lo comprenderemos mejor cuando expliquemos los mecanismos de funcionamiento de los diferentes tipos de fluidos.

I.3.1. ESPUMAS

VENTAJAS

- a) Permiten grandes velocidades anulares de 400 a 500 pies - por minuto.
- b) No dañan las formaciones productoras.

DESVENTAJAS

- a) Son afectados por la profundidad y la temperatura y no pueden utilizarse por lo tanto, en pozos que tengan un gradiente geotérmico alto.

1.3.2. SALMUERAS SODICAS

VENTAJAS

- a) No dañan a la formación ya que son fluidos libres de sólidos.
- b) Su costo es muy económico.

DESVENTAJAS

- a) Limitaciones en el rango de densidad.
- b) Nulo poder de arrastre por no contener sólidos en suspensión.
- c) Son corrosivos en presencia de oxígeno.
- d) Son irritantes.

1.3.3. SALMUERA CALCICA.

VENTAJAS

- a) No dañan a las formaciones.
- b) Permite efectuar operaciones de conversión de aparejos en los pozos petroleros.
- c) El cloruro de calcio genera calor de disolución por lo tanto, se mezcla fácilmente con el agua.

DESVENTAJAS

- a) Existe la posibilidad de corrosión.
- b) Son irritantes si están en contacto con heridas.
- c) Las densidades serán más bajas a altas temperaturas debido al aumento de volumen por dilatación.

1.3.1. SALMERA CON POLIMEROS Y DENSIFICANTES.

VENTAJAS

- a) Se convierte en un fluido de limpieza por la presencia de polímeros, esto hace que aumente su poder de acarreo.
- b) Al densificarlo puede aumentar su densidad hasta 1.45 gr/cm^3 .
- c) No contiene sólidos en suspensión evitando dañar la formación.
- d) Son fácilmente solubles en ácidos.

DESVENTAJAS

- a) En el caso de no conocer el manejo adecuado de los polímeros incrementa su costo.
- b) En el caso de emplear sales de Ca Cl_2 deberá tenerse cuidado en la preparación de que no salpique a la piel.
- c) Si no se define la temperatura a la cual el polímero traba

ja, por inadecuación se degradan.

- d) Produce espuma este tipo material.
- e) Hay que controlar el PH en la salmuera para que el polímero trabaje.
- f) Es indispensable el uso de un inhibidor de corrosión.

2.3.5. FLUIDO BENTÓNICO.

VENTAJAS

- a) La capacidad de acarreo de los fluidos bentoníticos y suspensión de los sólidos es alto.
- b) Su costo es bajo.
- c) Es de fácil preparación.
- d) Permite buen control de filtrado.

DESVENTAJAS

- a) Baja densidad hasta de 1.08 gr/cm^3 , como máximo.
- b) Al rebajar cemento, se contamina y se flocula fácilmente.
- c) Su empleo a temperaturas altas, aumenta su viscosidad al hidratarse la arcilla, por lo que se deberá tener una buena vigilancia.
- d) Obstruye la formación debido a que manejan sólidos disper-

so que hay que destruir con estimulaciones de ácido que incrementan el costo de operación.

1.3.6. FLUIDO CROMOLIGNOSULFONATO EMULSIONADO (CLSE).

VENTAJAS

- a) Son frecuentemente utilizadas como fluidos de empaque debido a su estabilidad térmica y su capacidad de mantener en el pozo buenas propiedades de flujo por periodos prolongados.
- b) Se trata de sistemas simples y fáciles de mantener.
- c) Estos sistemas se caracterizan por su buena tolerancia a los contaminantes.
- d) Los lodos de lignosulfonato proveen excelente control de pérdida de filtrado en el fondo del pozo.
- e) Con alta concentración, estos sistemas son buenos inhibidores.

DESVENTAJAS

- a) Se contaminan en presencia de sales de calcio, Bióxido de carbono (CO_2), y Acido Sulphídrico (H_2S). En áreas cuyas formaciones son problemáticas, los fluidos tratados con cal, son aconsejables, debido a que los lodos de lignosulfonatos no ofrecen el mismo grado de cualidades inhibitorias.
- b) Deberá tomarse en cuenta que la bentonita debe adicionarse

antes que el lignosulfonato ya que de lo contrario se debe
rá necesitar más bentonita.

- c) Su costo es elevado si no se hacen tratamientos para inhi-
bir la acción negativa del calcio, por lo que requerirá ma-
yor control en su tratamiento.
- d) El filtrado es agua, dañando ésta a la formación.

1.3.7. AGUA DULCE.

VENTAJAS

- a) Fácil manejo.
- b) Facilidad para efectuar operaciones de cable y línea de a-
cero:

DESVENTAJAS

- a) Hidrata fácilmente las lutitas arcillosas dañando a la for-
mación productora, por lo cual deberá tenerse cuidado en -
su uso.

1.4 IMPORTANCIA DE LA TEMPERATURA EN EL USO DE LAS SALMUERAS

Habría que definir la temperatura, que deberá tomarse en cuen-
ta en el tipo de salmuera.

El gradiente geotérmico del pozo es útil, tomando en cuenta,
que se podrá hacer uso de gráficas que relacionan la tempera-
tura y la densidad de la salmuera.

C A P I T U L O I I

F U N C I O N E S Y P R O P I E D A D E S D E L O S F L U I D O S D E C O N T R O L

I I . 1 F U N C I O N E S D E L O S F L U I D O S D E C O N T R O L .

La discusión de este capítulo, está enfocada al papel que representa el fluido dentro del sistema de circulación, las funciones que debe desempeñar y los posibles efectos colaterales indeseables que conviene minimizar.

Los fluidos de control no desempeñan simultáneamente todas las

funciones. Sin embargo la importancia de unas u otras, dependerá del uso que exija la situación, por ejemplo, en las operaciones de limpieza y molienda, la función más importante a lograr, será el acarreo de recortes y en mantenerlos en suspensión una vez terminado el bombeo.

A continuación se detallarán las ocho funciones del fluido de control.

II.1.1. MANTENER CONTROLADA LA PRESIÓN DE FORMACION

El aceite, el gas y el agua contenidos en el medio poroso del yacimiento ejercen una presión que es debida a la presión de las capas suprayacentes, lo que provoca que los fluidos aprisionados en las formaciones almacenadoras tiendan a moverse - cuando al ser perforado un pozo se tenga una diferencial de presión en favor de la formación. A esta presión se le llama Presión de Formación.

Para realizar con seguridad y facilitar las operaciones de Terminación de pozos; es necesario contrarrestar esa presión de formación y llevarla a un punto de equilibrio ejerciendo una presión contraria mediante un fluido de control.

El control se logra con el mantenimiento de una presión hidrostática suficiente en el espacio anular, denominándose presión hidrostática a la presión que ejerce la columna de fluido de control, en sentido vertical y sabemos, que es directamente proporcional a la densidad del fluido y a la altura de la columna que lo contiene.

La Fig. II.1, muestra la representación esquemática de la presión de formación (P_{form}), y la presión hidrostática (P_h).

II.1.2 EVITAR O MINIMIZAR EL DAÑO A LA FORMACION.

Desde la etapa de perforación de la zona productora, se ha puesto énfasis, en que se debe de no dañar en forma permanente la formación, pues bien, - cuando el pozo se termina implica que se dispara el intervalo productor - con proyectiles que perforan la tubería (T.R., de explotación), el cemento la zona invadida por sólidos y filtrado de lodo, para en esa forma establecer el flujo de fluidos hacia la superficie y que fueron el motivo de la perforación.

Se ha comprobado en la práctica, que para inducir un pozo a producir, es - preferible hacer los disparos en el seno de un fluido cuya presión hidrostática sea menor a la presión de yacimiento, y así no introducir daño - - alguno a la formación.

En el caso que durante la perforación hubiera indicios de haberlo dañado, - se evaluará el daño con lo cual decidirá el efectuar una estimulación al - pago con el fin de eliminar los sólidos y/o líquidos que dejaron los flui - dos de perforación, y que se alejaron en los poros permeables (de aquí que sea necesario perforar con la densidad equivalente o ligeramente superior - a la del pozo y con fluidos cuyos líquidos y sólidos sean fácilmente elimi - nados).

Casi cualquier fluido o lodo de perforación alterará las características - originales de la formación con la cual entra en contacto, de esto y de la - formación depende el grado del daño.

El daño en la formación puede aparecer, dentro de algunas formas como:

1. Reducción de la capacidad flujo de la formación para producir hidrocarburos.
2. Reducción de la estabilidad de la paredes del pozo.

El daño a las formaciones productoras puede ser el resultado del taponamiento físico por sólidos inertes, reducción de la permeabilidad, o sea - de la reacción química, entre los compuestos del fluido y los de la forma - ción.

Las paredes del pozo pueden ser inestables como consecuencia de las reac -

ciones químicas (como el caso de lutitas sensibles al agua) o por erosión física. Las formaciones particularmente sensibles requieren fluidos especialmente tratados o fluidos diseñados específicamente.

II.1.3 ACARREO DE RECORTES A LA SUPERFICIE.

Llamamos recortes a la arena, cemento y fierro que como consecuencia misma del trabajo de reparación y terminación se producen.

En consecuencia si el fluido utilizado no cumple con esta función, el material sólido dentro del fluido tenderá a caer, y se acumulará dentro del agujero la salida de los fluidos.

La situación que se presenta es la de aumentar la fuerza o presión del fluido circulante, lo que aumentará la presión hidrostática con peligro como ya se dijo de dañar la formación.

Además se originarán fallas en la herramienta de molienda y tubería atrapada, velocidad reducida de penetración y retrituración de recortes.

Para evitar esto es necesario que el fluido cumpla realmente la función de acarrear a su paso estos recortes, lo cual se logra gracias a la suficiente densidad y viscosidad que se le da en su preparación.

II.1.4 SUSPENCIÓN DE RECORTES A DETENERSE LA CIRCULACION.

Otra función necesaria e importante y que además esta aunada a la anterior es aquella que el fluido debe proporcionar al detenerse la circulación, y consiste en formar una estructura gelatinosa y llamado efecto de gelatinosidad, esta cualidad que tienen algunas sustancias se llama tixotropía y es la tendencia que tienen algunos fluidos de formar estructuras gelatinosas o semi-sólidas cuando están en reposo y que al ser sometidos a un esfuerzo vuelven a su estado original.

Podemos decir entonces que el fluido cumple su función de suspensión de recortes, debido al fenómeno físico denominado tixotropía.

II.1.5. SOPORTE DEL PESO DE LA SARTA.

Al introducir la sarta en el fluido contenido dentro del pozo, ésta recibe un empuje hacia arriba igual al peso del fluido desalojado por el volumen -

de acero introducido, indudablemente que el empuje será menor, cuanto mayor sea la densidad del fluido.

Este fenómeno queda explicado con el principio de Arquímedes y que dice - - así; Un cuerpo sumergido parcial o totalmente en un líquido, es empujado - - hacia arriba por una fuerza mayor igual al peso del líquido desalojado.

Esta función es particularmente importante pues a las profundidades hasta - - ahora desarrolladas, el peso de la sarta que el equipo que soportar son - - mayores.

II.1.6 ENFRIAMIENTO Y LUBRICACION DE LA HERRAMIENTA DE MOLIENDA Y SARTA DE TRABAJO.

En las operaciones de molienda, el contacto entre la herramienta moledora - - y el material que se está moliendo generan una gran cantidad de calor, o - - sea debido a la fricción, lo que hace necesario recurrir al fluido para - - que al circularlo por los puntos de fricción se logre un enfriamiento.

Aunque su bajo grado, el fluido de control posee propiedades lubricantes -- que pueden incrementarse si se incluyen en su preparación si se incluyen - - en su preparación aceites combinados con agentes emulsificantes.

Estos dos aspectos de enfriamiento y lubricación, nos reportan una prolon - - gación en la eficiencia de la barrena o molino, disminución de la presión - - de arrastre, también una presión de bombeo menor. y un menor desgaste por - - fricción en la sarta y en la tubería de mantenimiento.

II.1.7. FORMACION DE ENJARRE.

Algunos fluidos gracias a su viscosidad y a los sólidos en suspensión, some - - tidos a una presión, forman en las paredes de la formación una película, - - que sirve de pared entre el fluido de control y la formación.

Un fluido de control base agua, por ejemplo, deposita un buen enjarre en la zona de disparos.

Este enjarre sirve para consolidar la formación y retardar el paso del fil - - trado al tramo productor, evitando así el daño al yacimiento.

Un enjarre que contenga el mínimo espesor permitirá menos filtrado, quiere decir que cuando un enjarre contenga mayor espesor es debido que hay mayor pérdida de líquidos del fluido de control.

La formación de enjarres gruesos se debe a agentes contaminantes como agua salada, cemento, gas y otros que evitan la hidratación de la bentonita.

II.1.8. PROVEER UN MEDIO ADECUADO PARA EFECTUAR OPERACIONES DE CABLE Y CON LINEA DE ACERO.

Normalmente las operaciones para terminar o reparar un pozo se efectúan con cargas de tubería bastante elevada.

Otro tipo de operaciones son: Registro con cable, disparos, desconexiones de tubería, apertura o cierre de válvulas de circulación, toma de registros de presión de fondo, etc., que se realizan con herramientas que se introducen al pozo utilizando cable y/o alambre de acero.

Por lo tanto, es importante mantener la viscosidad y gelatinosidad del fluido en condiciones, para que la introducción y recuperación de las herramientas operadas con cable y/o alambre de acero, no encuentren resistencia en el interior de las diferentes tuberías.

II.2 PROPIEDADES DEL LOS FLUIDOS DE CONTROL

Para ser utilizado un fluido de control, éstos deben reunir ciertas cualidades o propiedades fundamentales, dentro de las operaciones que se -- -- llevan a cabo, tal es la necesidad de manejar y relacionar esas propiedades, como son.

1. Densidad
2. Viscosidad
3. Gelatonisidad
4. Potencial Hidrogeno

II.2.1 DENSIDAD

La densidad del fluido es el peso por unidad de volumen y puede expresarse en: Lb/gal, Lb/pie³, peso específico, Kgr/m³, gr/cc.

En la práctica de Campo se utilizan tablas en donde aparecen los pesos -- -- específicos de materiales que se emplean en los fluidos de control.

Para conocer la densidad relativa de los materiales, nos debemos referir -- -- a el concepto de peso específico.

$$\text{Peso específico} = \frac{\text{Densidad del material}}{\text{Densidad del agua}}$$

En el capítulo siguiente veremos los materiales densificantes.

II.2.2. VISCOSIDAD

La viscosidad es una propiedad Reologica. En términos comunes la viscosidad es la resistencia que ofrecen los fluidos al movimiento, pero en términos científicos, la viscosidad es una constante de proporcionalidad -- -- entre el esfuerzo cortante y la velocidad de corte, para un fluido newtoniano en flujo laminar. Para explicar esto, considerese a un fluido contenido entre dos grandes láminas planas y paralelas de área "A" y separadas entre sí por una distancia muy pequeña y supongase que el sistema está -- -- inicialmente en reposo y a un tiempo T=0, la lámina inferior se pone en movimiento en la dirección del eje y con una velocidad constante V. a -- -- medida que transcurre el tiempo el fluido gana cantidad de movimiento -- -- hasta que se establece el perfil de velocidades en régimen estacionario -- -- como se muestra en la figura II.1.

Una vez alcanzado dicho estado estacionario de movimiento, es preciso -
aplicar una fuerza F para conservar el movimiento de la lámina inferior.

La fuerza aplicada por unidad de área A es proporcional a la disminución -
de la velocidad con la distancia y al constante de proporcionalidad se -
denomina " VISCOSIDAD ABSOLUTA" expresada matemáticamente como:

$$\frac{F}{A} = \frac{dv}{dy} \quad \text{II.1}$$

La relación $\frac{F}{A}$ se denomina esfuerzo cortante y el cambio de la veloci -
dad con la distancia (dv/dy) se conoce como la velocidad de corte, se -
denominan fluidos verdaderos o newtonianos a aquellos en los cuales la -
viscosidad es independiente del esfuerzo cortante aplicado a la veloci -
dad de corte obtenida.

Los fluidos de control utilizados en la perforación, terminación y repa -
ración de pozos no se comportan de esta forma, siendo que se adelgazan -
con el esfuerzo cortante y la velocidad de corte disminuye con un incre -
mento de esta última. En la figura II.3 se han graficado la velocidad de
corte contra esfuerzo cortante para algunos fluidos. A estos fluidos que
no se comportan bajo la ecuación II.1 se les denomina fluidos no newtonia
nos o fluido plástico. Para los cuales encontramos que habrá de aplicar -
seles un esfuerzo que haga iniciar el movimiento del fluido, a ese punto
donde él ocurre el movimiento se denomina PUNTO DE CEDENCIA.

En la figura II.2 se ilustra a un fluido plástico.

II.2.2.1. VISCOSIDAD APARENTE.

De un fluido es la medida de un grado de viscosidad que es función de -
tres componentes:

- Viscosidad de la fase líquida
- Tamaño, forma y número de partículas
- Fuerza entre dichas partículas.

La viscosidad de la fase líquidos esta influenciada por la temperatura. -
el porcentaje en peso de partículas solidas de tamaño grande, tendrá una
viscosidad más baja, la forma de la partículas es importante ya que una -

partícula plana tendrá una área de contacto mayor, que una - esférica. La fuerza entre las partículas proviene de los campos electrostáticos que existen alrededor de las placas, esto da lugar a fuerzas de repulsión o atracción entre las placas - cargadas.

II.2.3 GELATINOSIDAD

La gelatinosidad es la propiedad que tienen ciertos fluidos de formar estructuras semi-rígidas cuando están en reposo y de - recuperar nuevamente su estado fluido por agitación mecánica. - Siendo esta una propiedad TIXOTROPICA.

- Gelatinosidad Progresiva.- Es aquella que es baja al principio y se incrementa con el tiempo es una gelatinosidad fuerte que requiere incrementar la presión de bomba para romper la circulación después de un paro. Se presenta por insuficiente dispersión o excesiva concentración de sólidos coloidales.
- Gelatinosidad Frágil.- Se presenta con altos geles iniciales e incrementos ligeros con el tiempo. Se rompen fácilmente necesitándose, menor presión de bombeo para romper la - circulación después de un paro. Algunos fluidos característicos de este tipo son: los fluidos cálcicos con surfactantes, fluidos saturados de agua salada.

II.2.4. POTENCIAL HIDRÓGENO

Cuando se prepara un fluido de control base agua, el conjunto de sustancias que se mezclan para lograr las propiedades de - densidad, viscosidad invisible y gelatinosidad que se requieren, producen reacciones químicas cuyo resultado puede ser un fluido ACIDO O ALCALINO.

Para lo cual al grado de acidez o alcalinidad se le conoce - como factor pH o Potencial Hidrógeno. A este se le atribuye - una influencia determinante en las propiedades de flujo, la -

resistencia al gel, en el control de corrosión, en el rendimiento de las arcillas y en las pérdidas de filtrado entre algunas. Existe una escala aceptada mundialmente para medir en el campo la acidez o alcalinidad de un fluido. Valores de pH menores a 7 que se considera pH neutro se consideran ácidos, mientras que al neutro se consideran alcalinos.

II.3 RELACIONES ENTRE LAS FUNCIONES Y LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE CONTROL.

Es de suma importancia conocer la relación que guardan las propiedades fundamentales y principales funciones de los fluidos de control.

Va que las operaciones rutinarias en la terminación de pozos requieren de la atención de las funciones del fluido de control que se logrará cuando se aprovechen bien las propiedades y se apliquen de la mejor manera.

Así podemos encontrar con frecuencia el uso de las siguientes relaciones.

II.3.1 RELACION DE LA DENSIDAD Y EL CONTROL DE LA PRESION DE FORMACION.

La presión de formación ejercida por los fluidos contenidos en la formación (aceite, agua, gas) deben equilibrarse con la presión hidrostática del fluido de control, esta presión es una función de la profundidad y la densidad del fluido.

$$\text{Presión Hidrostática} = \frac{\text{Densidad} \times \text{Profundidad}}{10}$$
$$p_h = \frac{D \times H}{10}$$

Así es que la presión normal de formación no es más que la densidad promedio de los fluidos contenidos en los poros de la formación.

Existen además zonas de presiones anormal de formación, estas son originadas por asentamientos estructurales que ocurren dentro del subsuelo, incluyen, la compactación y cementación de

los granos, áreas muy fracturadas, acumulaciones cerradas y erosión.

Así la presión total de formación equivalen al peso de una columna de agua salada de proximadamente 1.8 gr/cc, más el peso de las rocas y de los fluidos contenidos en ellas.

Las presiones se conocen y se determinan por regiones, y se obtienen de datos de presiones de formación reales de pozos de desarrollo, en determinados lugares.

II.3.2 RELACION ENTRE LA PROPIEDAD DE DENSIDAD Y LA FUNCION DE SOPORTAR EL PESO DE LA SARTA O TUBERIA.

El efecto de flotación ayuda a optimar el rendimiento del equipo al soportar el peso de la sarta o la tubería cuando se sumerge en el fluido y permite realizar con menor dificultad las operaciones de terminación y reparación de pozos.

II.3.3. RELACION ENTRE VISCOSIDAD Y ACARREO DE RECORTES.

La propiedad de viscosidad o resistencia interna al flujo, es la cualidad directamente relacionada con la importante función de acarreo de recortes. Los recortes, cemento, fierro, arena, por ser sólidos y por consiguiente más pesados que el fluido de control, tenderán a caer debido a la fuerza de gravedad, esto es evitado gracias a la viscosidad del fluido y la velocidad de acarreo en el espacio anular.

Un fluido con suficiente viscosidad permitirá que la fuerza centrífuga, provocada por la fuerza de rotación aplicada a la tubería empuje a los recortes a la parte central del espacio anular donde existen las velocidades de acarreo, más altas.

Cuando el fluido no posee una viscosidad suficiente exigirá mayores velocidades anulares, no siempre recomendables, por el peligro que representa de dañar la formación.

II.3.4. RELACIÓN ENTRE GELATINOSIDAD Y SUSPENSIÓN DE RECTORES.

El control del efecto de formación de estructuras gelatinosas está en relación directa con la viscosidad y la concentración de sólidos en suspensión.

El grado de gelificación debe ser tal que permita la suspensión de recortes y que además no ofrezca un alto grado de resistencia al introducir nuevamente la sarta o la tubería, por el riesgo que esto tiene de dañar la formación.

CAPITULO III

COMPORTAMIENTO REOLOGICO Y TIXOTROPICO PARA LA INTERPRETACION DE LAS PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE CONTROL.

Para comprender e interpretar las propiedades que debe tener - el fluido de control, es necesario conocer previamente cual es el comportamiento Reológico y Tixotrópico de los fluidos, para justificar la utilización de los materiales químicos empleados en los fluidos de control que resultan necesarios para el acondicionamiento de Este. Como se vio en el Capítulo II, las - - funciones que desempeña el fluido de control se mejoran o - -

cuando menos cumplen su cometido, si se mantiene las propiedades del fluido de control en los rangos óptimos, por lo cual, - en este capítulo mencionaremos las propiedades reológicas como factores que nos orientan al tipo de tratamiento y materiales químicos empleados en el acondicionamiento de los fluidos. Así como también se darán algunos aspectos del modelo Reológico - más utilizado, como un medio de interpretación de las propiedades del fluido, mediante lo cual se tendrán las bases para el tratamiento del fluido de control.

III. 1 CLASIFICACION DE ACUERDO AL COMPORTAMIENTO REOLOGICO.

Reología es el estudio de la relación esfuerzo cortante-velocidad de corte ya que de esta dependen todas las propiedades de flujo, así entonces, llamamos velocidad de corte a la velocidad relativa con la cual una capa individual se mueve con respecto a las capas vecinas. El fluido tiende a resistir el - - hecho de que las diferentes capas a velocidades diferentes. La fuerza de resistencia que una capa individual ofrece al deslizamiento de las capas vecinas es llamado esfuerzo cortante.

Cuando la velocidad de un fluido no es muy elevada, las partículas del fluido tienden a moverse en líneas rectas paralelas a la dirección de flujo, a este tipo de flujo se denomina flujo laminar.

A estas velocidades el fluido no sigue generalmente un flujo laminar, en cambio las partículas individuales tienden a saltar, rebotar, y dar vueltas. A este tipo de fluido se denomina turbulento.

El concepto de velocidad de corte-esfuerzo cortante no se aplica directamente al flujo turbulento; sin embargo, las propiedades de flujo laminar de un fluido sirven para predecir las - - propiedades de flujo turbulento del mismo.

Ahora bien, de acuerdo al comportamiento reológico, y de la -

tixotropia, se tiene la siguiente clasificación:

- FLUIDOS NEWTONIANOS

Son los fluidos para los cuales el esfuerzo cortante es directamente proporcional a la velocidad de corte, ejemplo de este tipo de fluido es el agua, el diesel, etc. la siguiente Fig. - III. 1 muestra la relación para fluidos newtonianos.

La viscosidad de un fluido se define como el esfuerzo cortante dividida por la velocidad cortante, cuando esta relación - es constante se trata de un fluido newtoniano. Como podemos - observar en la Fig. III.2 este tipo de fluido tiene una naturaleza reologica simple.

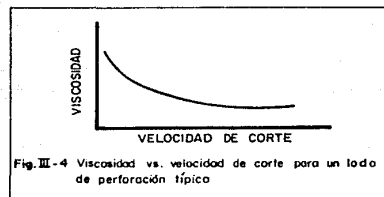
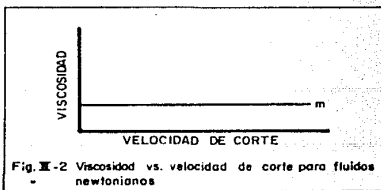
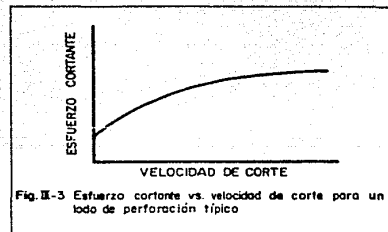
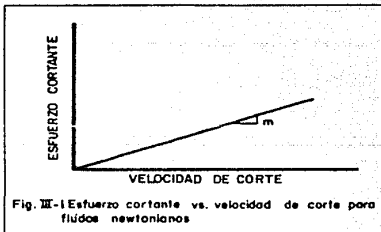
- FLUIDOS NO NEWTONIANOS.

Estos fluidos son los que presentan variación en la relación - esfuerzo cortante-velocidad de corte, como podemos ver en la - Fig. III.3 la relación esta dada por una curva y no por una - línea recta, además el fluido exhibe un esfuerzo de cedencia, es decir, que para que el fluido empiece a fluir se debe - - vencer un cierto grado de resistencia interna. En la Fig. III 4 se puede ver que la viscosidad en función de la velocidad - de corte varía según sea ésta. Siendo esta una característica reologica de los fluidos de control.

A una determinada velocidad de corte, el fluido tiene una - - viscosidad aparente del fluido a esa velocidad de corte. Esta es la viscosidad que el fluido newtoniano y hubieramos intentado encontrar su viscosidad por medio de la determinación de su tensión de corte a esa velocidad de corte.

III.1 PARAMETROS OBTENIDOS A PARTIR DEL VISCOSIMETRO FANN VG.

El viscosímetro Fann VG es un viscosímetro de lectura directa - y constituye un instrumento, reologico, que a diferencia de utilizar un viscosímetro de embudo Marsh que es un simple instru - mento de campo, usado para dar una cierta idea de las propiedades de viscosidad del fluido, y que sin embargo, para fluidos - no-newtonianos, la información provista por el embudo de Marsh-



es un cuadro incompleto de la reología del fluido. La ventaja de utilizar un viscosímetro Fann VG. es que estamos en la posibilidad de determinar las propiedades de flujo de los fluidos.

Este instrumento tiene un resorte de torsión que carga un péndulo que da la lectura proporcional al torque del dial y análoga al esfuerzo de corte. Este péndulo está rodeado de un cilindro rotatorio, que puede girar a 300 ó 600 rpm. La velocidad de rotación es análoga a la velocidad de corte.

El viscosímetro Fann VG se usa también para determinar las propiedades de gelatinosidad (gel inicial y gel a 10 min.). Las propiedades del fluido que se obtienen del viscosímetro Fann VG son:

- Viscosidad Aparente, es la lectura a 600 rpm. dividida entre 2.
- Viscosidad Plástica, la pendiente de la línea es la lectura a 300 rpm. restada a la lectura a 600 rpm.
- Punto de cedencia es la viscosidad plástica restada de la lectura a rpm.

III.2 MODELOS REOLOGICOS

Las propiedades antes mencionadas se ven involucradas dentro de un modelo reológico. Se denominan Modelos Reológicos a las expresiones matemáticas que se aproximan en cierto grado a el comportamiento verdadero de la relación entre el esfuerzo de corte y la velocidad de corte.

Existen en la Literatura tres tipos de Modelos Reológicos; - el Modelo Plástico Bingham, el Modelo de la Ley Exponencial, - y el Modelo de la Ley Exponencial Modificada. (Fig. (III.2.1)).

Un buen modelo reológico debe cumplir los siguientes puntos:

- Debe aproximarse estrechamente a la relación verdadera entre esfuerzo de corte y velocidad de corte.
- Debe basarse en mediciones que puedan realizarse en el campo en forma rutinaria.
- Debe ser relativamente simple, de modo que los cálculos y las inferencias que se basan en el modelo puedan aplicarse en el campo.

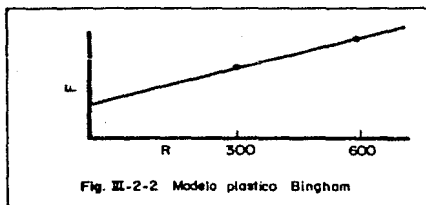
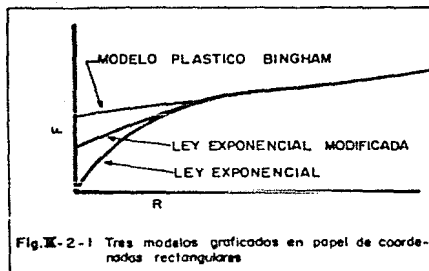
Una manera más usual de campo para manejar estos conceptos - de esfuerzo cortante y velocidad de corte, es refiriendolos a la velocidad rotatoria del Fann y la lectura del dial de Fann respectivamente.

III.2.1 Modelo Plástico Bingham.

Por ser el modelo más simple para fluidos no-newtonianos es el que se utiliza más comunmente en el campo como excelente base para el tratamiento del fluido de control.

Este modelo se apoya en datos obtenidos de un viscosímetro - del que se obtendrán los datos de las lecturas en el dial - del fann a 600 y a 300 rpm. que conviene graficar, como se muestra en la fig. III-2.2. De la cual se obtendrán la pendiente de la línea recta que corresponde como ya vimos a la viscosidad plástica (VP), el valor de la ordenada al origen que corresponde al punto de cedencia (YP).

Las expresiones siguientes dan los valores de los parámetros antes mencionados.



$$\begin{aligned} VP &= F600 - F300 && \dots 11.2.1-1 \\ YP &= F300 - VP && \dots 11.2.1-2 \end{aligned}$$

Donde:

F600 = Lectura del dial en el Fann a 600 rpm.
 F300 = Lectura del dial en el Fann a 300 rpm.
 VP = Viscosidad plástica en centipoises.
 YP = Punto de cedencia en Lb/100 pies².

A partir de los dos parámetros señalados, se obtiene la ecuación de la recta, que nos define al Modelo Plástico de Bingham.

$$F = YP + \frac{VP}{300} R \quad \dots III.2.1-3$$

Donde:

F = Lectura del viscosímetro Fann en Lb/100 pies².
 R = Velocidad rotatoria del Fann en rpm.

III.2.1.1 Aspectos que afectan la Viscosidad Plástica.

Como la viscosidad plástica es generalmente descrita como parte de la resistencia al flujo causada por fricción mecánica, es afectada por los siguientes factores:

1. Concentración de sólidos.
2. Tamaño y forma de las partículas sólidas.
3. Porcentajes de aceite y agua.

Los sólidos presentes en el fluido pueden ser arcillas activas o sólidos perforados inertes y barita.

De aquí que las propiedades reológicas (viscosidad plástica) el azul de metileno y el contenido de sólidos son variables que indican que tratamiento químico o técnica de eliminación de sólidos usar para obtener las propiedades reológicas deseadas.

Un aumento en la viscosidad plástica generalmente significa un aumento en el porcentaje volumétrico de sólidos, una reducción en el tamaño de las partículas sólidas, un cambio en la forma de los mismos, o una combinación de ambos factores.

Tres maneras de controlar estos sólidos, para evitar problemas de viscosidad, son:

1. Dilución con agua.- Que es un método económico utilizado cuando el fluido es base agua, que sean poco densos y que contengan bajo contenido de aditivos. Ya que la adición de mucha agua a un fluido densificado, puede ser muy costoso, puesto que el nuevo volumen deberá densificarse y tratarse.
2. Sedimentación.- Consiste en dejar reposar por períodos suficientemente largos al fluido para que los sólidos se separen del fluido por precipitación. Además de la utilización de aditivos que inducen a la floculación, lo que hace que las partículas se agrupen y al aumentar su peso son precipitadas más rápidamente.
3. Control mecánico o de sólidos.- Que consiste en el empleo de uno o más de los siguientes métodos.

Zarandas vibratorias.- Por medio de mallas de diferentes tamaños, dependiendo del caso ayudan a resolver el problema.

- Desarenadores y desarcilladores.- Remueven la arena para evitar que alcance concentraciones excesivas y evitar su efecto abrasivo, además de que origina enjarres gruesos y permeables o puede asentarse en el pozo cuando se interrumpe la circulación.
- Centrifugas.- Retiene la barita y los sólidos finos, lo que provoca que descarte a los materiales químicos que están en la fase líquida.

II.2.1.2 Aspectos que afectan el Punto de Cedencia.

Punto de Cedencia (VP).- El punto de cedencia es la parte de la resistencia al flujo causada por las fuerzas de atracción entre las partículas. Esta fuerza de atracción es consecuencia de las cargas eléctricas sobre la superficie de las partículas dispersas en la fase fluida.

1. El tipo de sólidos y las cargas eléctricas asociadas con ellas.
2. La cantidad de sólidos.
3. La concentración iónica de las sales contenidas en el fluido.

Un punto de Cedencia alto puede presentarse debido a varias causas:

- Cuando las partículas de arcilla están aglomeradas junto a la barita.
- Por la presencia de contaminantes tales como la sal, el cemento, la anhidrita, yeso que provocan la floculación de las partículas de arcilla, lo que hace que se aumente la concentración de sólidos, aumentando el número de cargas en la superficie de la partícula.

Para reducir el punto de cedencia se pueden añadir dispersantes químicos que anulen el efecto de las cargas eléctricas - sobre las arcillas, haciendo que se neutralice el efecto de floculación de los sólidos reactivos y simultáneamente ayudan a optimizar otras propiedades como el control de filtrado y gelatinosidad.

La utilización de dispersantes orgánicos requieren un alcalinizante (sosa caústica) para mejorar la solubilidad, cuando se incrementa el contenido de electrolitos deben usarse como regla los lignitos y tanatos, sin embargo estos no son estables en presencia de alto contenido de calcio, magnesio y cloruro de sodio como contaminantes.

El agregar agua también logra reducir el punto de cedencia - cuando los sólidos están muy elevados, sin embargo, se ven afectadas otras propiedades como la densidad, el control de filtrado, el enjarre, y la viscosidad plástica, por lo que este procedimiento es el menos indicado.

III.3. MATERIALES QUÍMICOS EMPLEADOS EN LOS FLUIDOS DE CONTROL.

El empleo de materiales químicos se hizo necesario para proporcionarle al fluido de control la capacidad de mantener las propiedades dentro de las funciones que debe cumplir, y para que permanescan lo más estable posible a los cambios que sufre dentro del pozo.

La utilización de materiales químicos debe ser controlada dentro de los rangos de trabajo de los diferentes tipos de materiales; el mal empleo de estos provocará daños a las formaciones productoras y complicará los trabajos que se están llevando en el pozo.

Los materiales empleados en la preparación de los fluidos de control son muy variados lo que provee también un amplio catálogo de productos elaborados por distintas compañías dedicadas a este ramo.

Estos productos son cada vez más diversificados y además desarrollan varias funciones a la vez, provocan algunas confusiones debida a la cantidad de nombres comerciales que designan al mismo producto.

A continuación se presentan los 8 equipos en que se pueden clasificar los materiales químicos de acuerdo a la propiedad que proporcionen al ser mezclado con el fluido de control.

1. Viscosidad
2. Densificantes
3. Dispersantes
4. Precipitantes del imcalcio
5. Alcalinizantes
6. Antiespumantes
7. Inhibidores de corrosión
8. Emulsificantes

MATERIALES VISCOSIFICANTES

Estos son arcillas coloidales o polímeros que al ser mezclados con fluidos base agua, proporcionen a estos mayor grado de viscosidad. Algunos de los cuales son los siguientes.

- Bentonita (Montmorillonita Sódica).- Aunado a la viscosidad que proporciona la gelatinosidad y control de filtrado, forma enjarre y actúa como agente de suspensión en fluidos de perforación. Tiene un peso específico de 2.5.

Se pueden obtener al menos viscosidad de 15 cp. ó de 35 a 45 seg. Marsh.

- Atapulgita (Montmorillonita cálcica).- Se aplica en fluidos salados para dar viscosidad y poder de suspensión en salmueras de concentraciones mayores a 35,000 ppm. Utilizando 50 a 70 Kg/m³ proporciona de 35 a 45 Marsh.

- Keham-XC.- es un polímero fácil de diluir en agua dulce o salada. Alcanza viscosidad de 32 a 42 seg. Marsh (2 a 4 Kg. de polímero).

-Magco Polysal.- polímero orgánico, puede utilizarse en agua dulce o salada utilizando de 2.86 a 5.75 Kg/m³ proporciona viscosidad ligera.

- Polímero-XC.- es un polímero que puede utilizarse en agua dulce o salada. Utilizando de 1.5 a 3 Kg/m³, genera viscosidad hasta de 180 seg Marsh.

- Vistex.- igual que el anterior, que utilizándolo de 8 a 25 Kg/m³, proporciona viscosidad Marsh de 80 a 300 seg.

-Driltex.- polímero que imparte una viscosidad utilizándose de 5 a 17 Kgs/m³.

Los polímeros antes mencionados además importen poder de suspensión y actúan como reductores de filtrado.

MATERIALES DENSIFICANTES.- Son materiales inertes o productos químicos que al utilizarse en los fluidos de control base agua, dulce o salada, sirven para aumentar su densidad.

Los más utilizados son:

- Barita.- Sulfato de bario que se emplea en la preparación de fluidos bentónicos y emulsionados. Su peso específico es de 4.25 se pueden obtener densidades de 2.20 a 2.40 gr/cc.

- Carbonato de Calcio.- utilizable en fluidos de agua dulce o salada.

Es soluble en ácido clorhídrico. Utilizar 200 Kgs/m³ para aumentar la densidad un décimo de gramo por cm³.

- Cloruro de Sodio.- Sal común que se presenta en gramo o molido frío, se utiliza en la preparación de salmueras sódicas. Su peso específico es de 2.16. La cantidad a utilizar dependerá del volumen y la densidad a lograr, para lo cual existen tablas para consultar. Proporciona densidades de 1.02 gr/cc.

- Cloruro de Calcio.- Es una sal de calcio altamente soluble en agua que se utiliza para preparar salmueras cálcicas. Su peso específico es de 1.96. Las cantidades a utilizar dependen de la densidad que se deseen tener, para lo cual existen tablas de proporciones. Proporcionan densidades de 1.01 a 1.40 gr/cc.

MATERIALES DISPENSANTES.- Son sustancias químicas que al combinarse con algunos fluidos de control reducen la viscosidad de estos.

La viscosidad puede reducirse también añadiendo agua al fluido; pero en la mayoría de los casos esto no es recomendable, por la facilidad con que ésta puede filtrarse causando daños a la formación. El fluido además puede perder densidad y otras propiedades. Por esto se prefiere usar agentes dispersantes.

Los más usados son:

- Supercaltex.- Son cromoligno sulfonatos, ferrocromolignosulfonatos modificados y lignosulfonatos modificados, que son reductores de viscosidad, agentes de control de filtrado, inhibidores de arcillas en fluido base de agua, esto es posible cuando se usa una concentración mayor de 15 Kg/m³.

Se utiliza en lodos sódicos de bajo pH, resistiendo grandes presiones y grandes temperaturas.

- Lignex,- son cromolignitos y líquidos caustizados, es dispersante, reductor de viscosidad y emulsionante. Se utiliza combinado con el supercaltex para controlar las combinaciones y resistir, altas temperaturas y altas presiones.

Las cantidades utilizadas son de 5 a 25 Kg/m³.

Estos dos materiales dispersantes son utilizados en fluidos bentoníticos - que se convierten en fluidos cromolignosulfonatos emulsionados (CLSE).

MATERIALES PRECIPITANTES DEL IÓN CALCIO.- Sirven para anular la acción del calcio contenido en el fluido.

Son tres los que principalmente se usan y los tres se presentan comercialmente en polvo blanco.

- Carbonato de Sodio.- Se agrega para precipitar el calcio que pueda existir, también se conoce como Soda Ash o Ceniza ligera. Se utiliza de 1 a 5 Kg/m³.
- Bicarbonato de Sodio.- Se utiliza para el mismo fin en fluidos de alto pH. Se utiliza de 3 a 5 Kg/m³.
- Pirofosfato Acido de Sodio.- Este precipitante del ion calcio, por ser más ácido que el anterior, se utiliza para reducir el pH cuando se requiere. También es reductor de la viscosidad y de gelatinosidad.

MATERIALES ALCALINIZANTES.- Se emplean para alcalinizar, es decir para aumentar el pH de algunos fluidos base agua.

El principal alcalinizante que se utiliza en el campo es.-

- Sosa Caustica.- (Hidróxido de sodio). Es un producto químico cuya presentación es en esferas chicas de color blanco o escamas. Se emplea en fluidos base agua para aumentar el pH. También para solubilizar algunos dispersantes. Se emplean de 2 a 5 Kg/m³.

MATERIALES ANTIESPUMANTES.- Son productos químicos cuyo efecto es abatir o eliminar la espuma que se produce en la composición u operación y uso de algunos fluidos de control.

Dos son los principales de uso común:

- Aceite Nacional Soluble Nº 4.- Para controlar la espuma que se genera en la preparación de Salmueras con Polimeros.

Se emplean de 3 a 6 Lt/m³.

MATERIALES INHIBIDORES DE CORROSION.- Son sustancias que al agregarse a los fluidos, sirven para contrarrestar, - eliminar o abatir la corrosión que - estos pudieran provocar en tuberías - y/o partes del equipo.

Los siguientes son los más utilizados:

- Productos Magco-A-101 y Magco-A-303.- Son productos químicos líquidos - elaborados especialmente para inhibir la corrosión de las salmuera., La - cantidad usada comúnmente es 10 lts/m³.
- Cal Hidratada.- Se emplea también en las salmueras para neutralizar los - ácidos orgánicos que provocan corrosión. La cantidad utilizada es de 5 a 12 Kg/m³.
- Ironite Sponge.- Producto químico en polvos, de color negro, óxido de - hierro sintético. Se utiliza como agente "secuestrante" del gas sulfhídrico productor de corrosión. La cantidad utilizada es de 8 a 15 Kg/m³.
- Quimo-Sec.- Es un material semejante al anterior pero se usa en concen - tración mayores por tener.

MATERIALES EMULSIFICANTES.- Son sustancias químicas cuya función es permir - tir o facilitar la dispersión de un líquido en - el otro. Uno de ellos se conforma en glóbulos - que se dispersan y quedan suspendidos en el - otro.

Los productos emulsificantes de uso común son:

- Drilex.- Producto líquido y de color oscuro, soluble en aceite. Es útil - para la preparación de fluidos de emulsión inversa.
- Drilox.- Polvo blanco fino que se usa en combinación con el drilex y - mejora las propiedades de filtración y suspensión.
- Canasol.- Producto químico líquido, que además de emulsificante sirve -- como espumante. Su empleo es en fluidos de baja densidad.

Las cantidades usadas de estos tres productos es de 20 a 25 lts/m³, 25 a - 30 Kgs/m³, y de 10. a 25 lts/m³ respectivamente.

III.4 PREPARACION Y MANTENIMIENTO DE LOS FLUIDOS DE CONTROL.

De cada uno de los fluidos, se darán sus componentes y las - proporciones aproximadas en que estos deben mezclarse; así - como el procedimiento para su preparación y las condiciones - que deben emplearse para proporcionarles un buen mantenimien - to.

Los principales fluidos de control de mayor uso común en el - campo, son:

- Fluidos Bentoníticos.
- Fluidos Bentoníticos Densificados y tratados con Cromo-
Lignosulfonatos.
- Salmueras con Cloruro de Sodio, cloruro de Calcio, Polí-
meros y Densificantes.
- Fluidos de Emulsión Inversa.
- Fluidos de Baja Densidad.

Las proporciones de algunos componentes, son permanentes y - otras dependerán de la densidad, viscosidad, gelatinosidad y - pH que se pretenda dar al fluido.

Las proporciones convencionales de los materiales componen- - tes han sido señalados al describir estos materiales y es - conveniente tenerlos en cuenta.

III.4.1 Fluidos Bentoníticos.

<u>Componentes</u>	<u>Proporciones</u>
- Agua dulce	1,000 lts por m ³ .
- Bentonita	de 70 a 100 kgs por m ³ .

PROCEDIMIENTOS DE PREPARACION.

- a) Poner en la presa metálica el volumen de agua.
- b) Agregar la bentonita con el embudo manteniendo agitación con las pistolas hasta homogeneizar el fluido.

NOTA: En ocasiones no se logrará la densidad de 1,06 grs/cc y la viscosidad de 45 a 50 seg. Marsh, por la calidad del material empleado. No se debe agregar más cantidad de la calculada para evitar asentamiento en la presa.

MANTENIMIENTO.

- a) Al efectuar desarenamiento o moliendas de fierro, se recomienda vigilar la limpieza de la malla en el vibrador, para que los recortes no vuelvan a recircularse.
- b) Para molienda de cemento es recomendable tratar el fluido antes de iniciar la operación. Los materiales por agregar son: supercaltex, lignex y carbonato de sodio en las preparaciones convencionales de cada material.
- c) Cuando se tenga el fluido contaminado con gas y aceite, es mejor preparar un fluido de nuevo ya que el gas disperso en el fluido, al liberarse por pistoneo, mantendrá constante un punto de explosión en el sistema circulatorio.

III.4.2 Fluidos Bentoníticos Densificados.

Se utiliza en las operaciones de algunos pozos de terminación, cuando despues de perforarse, quedó lleno el pozo con este tipo de fluido. Las densidades fluctuan entre 1.15 a 1.80 grs/cc.

<u>Componentes</u>	<u>Proporciones</u>
- Agua dulce	1,000 lts. por m ³ .
- Bentonita	de 70 a 100 kgs/m ³ .
- Barita	150 kgs/m ³ (para aumentar la densidad 1 décimo de gramo en centímetros cúbicos (0.1 gr/cc).

PROCEDIMIENTO DE PREPARACION.

- Poner en las presas metálicas el volumen de agua necesario.
- Agregar la bentonita por el embudo manteniendo agitación con las pistolas aéreas y de fondo, y cuidando que no se formen grumos.
- Agregar la barita sin quitar la agitación hasta obtener el peso y viscosidad deseada.

MANTENIMIENTO.

- No se recomienda el uso del fluido en pozos profundos sin antes tratarlos, ya que la temperatura deshidratará sus componentes.
- Para operaciones de limpieza o molienda, se recomienda eliminar los recortes por la malla del vibrador y a través del colector magnético.

c) Para evitar la gelificación de los materiales en suspensión, en operaciones de rebajar cemento, el fluido deberá pretratarse con supercaltex, lignex, carbonato de sodio y sosa cáustica.

d) Al contaminarse con gas y aceite, si no existe peligro para el equipo, tratar el fluido con materiales dispersantes y agitación continua para eliminar el gas.

III.4.3 Fluido Bentonítico Cromolignosulfonato.

Desde 1957 a 1960 se introdujo en México el empleo de los cromolignosulfonatos y ferrocromolignosulfonatos como dispersantes de los lodos bentoníticos que permitan trabajos en forma eficiente hasta 180°C de temperatura, hecho que los haculta para perforar pozos hasta con 6000 metros de profundidad o más.

Manifiesta una gran resistencia a las contaminaciones de sal hasta 35 000 ppm. Su pH óptimo de trabajo está comprendido entre 8.5 y 9.5 mismos que se regulan con sosa cáustica.

Con la adición de los materiales: lignex y supercaltex se incrementa su resistencia a la temperatura estabilizando sus propiedades reológicas y de filtración.

Componentes

- Agua dulce
- Bentonita
- Sosa Caústica
- Lignex
- Supercaltex
- Diesel
- Barita

Proporciones

Las proporciones a utilizar de estos materiales deben consultarse en la tabla III-1, ya que las cantidades varían conforme a la densidad y viscosidad que se pretenda dar al fluido. En la tabla aparecen las cantidades por m³ a preparar.

T A B L A N° III.1

REACTIVOS NECESARIOS PARA PREPARAR UN m³ DE FLUIDO BASE LIGNOSULFONATO.

DENSIDAD g/cc	SOLIDOS % EN VOL.	AGUA Lts.	BENTONITA Kgs.	SOSA CAUSTICA Kgs.	LIGHEX Kgs.	SUPERCALTEX Kgs.	DIESEL Lts.	BARITA Kgs.
1.05	10	900	81	5	10	20	100	
1.10	12	880	79	5	10	20	100	170
1.20	14	860	77	5	10	20	100	286
1.30	18	820	74	5	10	20	100	397
1.40	21	790	71	5	10	20	100	510
1.50	24	760	68	5	10	20	100	621
1.60	26	740	57	5	10	20	100	745
1.70	28	720	65	5	10	20	100	868
1.80	31	690	62	5	10	20	100	938
1.90	33	670	60	5	10	20	100	1117
2.00	36	640	58	5	10	20	100	1231
2.10	39	610	55	5	10	20	100	1507
2.20	42	580	52	5	10	20	100	1491

FLUIDOS DE CONTROL LIGNOSULFONADOS

CANTIDADES NECESARIAS POR m³ DE FLUIDO PARA AUMENTAR O DISMINUIR PESO

	1.10	1.20	1.30	1.40	1.50	1.60	1.70	1.80	1.90	2.00	2.10	2.20	2.30	DENSIDAD INICIAL
SACOS DE BARITA DE 50Kg PARA AUMENTAR PESO A 1 m ³ DE FLUIDO	1.10	*	1.0	2.0	3.0	4.0	5.0	6.0	7.0	8.0	9.0	10.0	11.0	12.0
	1.20	2.79	*	0.5	1.0	1.5	2.0	2.5	3.0	3.5	4.0	4.5	5.0	5.5
	1.30	5.76	2.88	*	0.25	0.67	1.0	1.33	1.67	2.0	2.33	2.67	3.0	3.33
	1.40	8.95	5.57	2.98	*	0.25	0.5	0.75	1.0	1.25	1.5	1.75	2.0	2.25
	1.50	12.36	9.27	6.18	3.09	*	0.1	0.4	0.6	0.8	1.0	1.2	1.4	1.6
	1.60	16.04	12.83	9.62	6.42	3.21	*	0.17	0.33	0.50	0.67	0.83	1.0	1.17
	1.70	20.0	16.67	13.33	10.0	6.67	3.33	*	0.14	0.29	0.43	0.57	0.71	0.86
	1.80	24.28	20.81	17.15	13.7	10.41	6.94	3.47	*	0.13	0.26	0.38	0.5	0.63
	1.90	28.94	25.32	21.7	16.09	14.47	11.85	7.23	3.62	*	0.11	0.22	0.33	0.44
	2.00	34.0	30.22	26.44	22.67	18.89	15.11	11.33	7.56	3.78	*	0.1	0.2	0.3
2.10	39.53	35.56	31.63	27.67	23.72	19.77	15.81	11.86	7.91	3.95	*	0.09	0.18	
2.20	45.64	41.46	37.32	33.17	29.17	24.14	20.75	16.59	12.44	6.29	4.15	*	0.045	
2.30	52.17	47.82	43.5	39.17	34.78	30.43	26.08	21.73	17.39	13.04	8.69	4.34	*	

DENSIDAD FINAL

PESO DE FLUIDO SIN BARITA PARA BAJAR PESO A 1 m³ DE FLUIDO.

T A B L A N° III.2

PROCEDIMIENTOS DE PREPARACION.

- a) Poner en las presas metálicas el volumen de agua necesaria.
- b) Agregar la mitad del valor calculado de sosa caústica, lignex y supercaltex, agitando constantemente.
- c) Adicionar la bentonita por el embudo, manteniendo la agitación.
- d) Agregar el diesel pistoleando constantemente hasta emulsionarlo perfectamente.
- e) Densificar el fluido con barita y agregar el resto de la sosa caústica, lignex y supercaltex conforme se vaya requiriendo, hasta lograr la densidad y viscosidad deseada.

MANTENIMIENTO.

- a) Para una mejor estabilización de la viscosidad y de la resistencia de gel en pozos con alta temperatura se emplean a veces el cromato de sodio (Na_2CrO_4) o el dicromato de sodio ($\text{Na}_2\text{Cr}_2\text{O}_7$) como aditivos de estos fluidos.
- b) Son los cromolignosulfonatos dispersantes muy eficaces para la contaminación de cloruro de sodio. Pero en el caso de contaminación por agua salada, bájase el filtrado con bentonita, y en caso de que el agua salada tenga calcio, agréguese y trátase con carbonato de so dio.
- c) Cuando se contamina al rebajar cemento, eliminarse el calcio con carbonato de sodio en la proporción convencional.

- d) Si una reducción en la densidad del lodo no es admisible, debe mezclarse barita mientras se añade el diesel. Sin embargo, esto debe hacerse después de haber añadido la bentonita y las sustancias químicas.
- e) El mantenimiento de una concentración adecuada de sólidos coloidales es esencial para el control de la pérdida de filtrado, se lleva a cabo con la adición de bentonita.

III.4.4 Salmueras con Cloruro de Sodio.

En la preparación de este fluido se emplea agua dulce y sal en grano (NaCl_2), y la adición de un inhibidor de corrosión, este fluido es bastante simple y se tienen tablas con las cantidades de los componentes requeridos para preparar una salmuera de cloruro de sodio.

<u>Componentes</u>	<u>Proporciones</u>
- Agua dulce	Las proporciones varían conforme a la densidad que se pretenda dar al fluido. Ver tabla III-3
- Cloruro de sodio	
- Inhibidor de corrosión	

10 a 15 lts. por m^3 .

PROCEDIMIENTO DE PREPARACION.

- a) Poner en la presa metálica el volumen de agua necesaria.
- b) Agregar la sal en grano por el embudo, manteniendo agitación con las pistolas hasta alcanzar la densidad requerida.

T A B L A N° I I I . 3

CANTIDADES DE LOS COMPONENTES REQUERIDOS PARA PREPARAR 1.m³
DE SALMUERA DE CLORURO DE SODIO (Na Cl₂)

DENSIDAD (g/cc)	CLORURO DE SODIO (Na Cl ₂). (Kgr)	AGUA DULCE (Lts.)	PRESION HIDROSTATICA CADA 100 METROS (Kg /cm ²)
1.00		1000	100
1.02	26	988	102
1.03	46	978	103
1.04	57	973	104
1.05	70	965	105
1.06	90	958	106
1.07	102	953	107
1.08	113	947	108
1.09	125	942	109
1.10	148	931	110
1.11	160	925	111
1.12	173	920	112
1.13	198	908	113
1.14	211	902	114
1.15	231	893	115
1.16	243	887	116
1.17	263	878	117
1.18	277	871	118
1.19	291	865	119
1.20	312	855	120

- c) Agregar posteriormente de 10 a 15 lts/m³ de inhibidor de corrosión. Si no se cuenta con este producto podrá agregarse 1 kg. de sosa cáustica por cada m³.

MANTENIMIENTO.

- a) Verificar que la densidad del fluido sea adecuada si ésta disminuye, agregar sal en grano, en la proporción que se requiere.
- b) Cuando se preparen salmueras con densidad de 1.19 gr/cc, no deberá agregarse mas cloruro de sodio que el calculado, pues el exceso se precipitará al fondo de las presas por sobreparar el máximo grado de saturación.

III.4.5 Salmueras con Cloruro de Calcio.

La presentación del cloruro de calcio es en estado sólido, pero también viene en solución líquida saturada. En esta última, la cantidad de agua requerida para cada densidad se calculan con una fórmula específica, que damos a continuación:

$$V_a = \frac{D_o - D_f}{D_f - D_a} V_o$$

Donde:

V_a = Volumen de agua por agregar en litros.

D_o = Densidad original en gr/cc.

D_f = Densidad final en gr/cc.

D_a = Densidad del agua (1.00 gr/cc).

V_o = Volumen original en lts.

Componentes

Agua dulce
Cloruro de calcio
Inhibidor de corrosión

Proporciones

Las proporciones varían conforme a la densidad que se pretenda dar al fluido (ver tabla III-4)

PROCEDIMIENTO DE PREPARACION.

Se sigue el mismo procedimiento empleado para la preparación de la salmuera anterior, únicamente cambiando el cloruro de sodio por el cloruro de calcio. Y el inhibidor de corrosión en la cantidad convencional.

Por lo general en el área de Villahermosa, Tab., el suministro de salmueras al pozo, provienen de plantas de elaboración de fluidos, por medio de pipas transportadoras al pozo.

MANTENIMIENTO.

- a) Verificar siempre la densidad del fluido y si esta disminuye, adicionar cloruro de calcio en la preparación que se requiere.
- b) Al preparar salmueras sódicas con cálcicas combinadas, se prepara primero la salmuera sódica hasta una densidad de 1.03 gr/cc y después se adiciona cloruro de calcio hasta lograr la densidad programada. Ver en la tabla III-5 la proporción de cantidades de los materiales necesarios para su preparación.
- c) No combinar con salmueras sódicas cuya densidad sea mayor de 1.16 gr/cc, ya que el cloruro de calcio se precipitará por ser más soluble que la sal en grano.

COMPONENTES REQUERIDOS PARA PREPARAR 1.m³ DE SALMUERAS DE
CLORURO DE CALCIO (Cl₂Ca) A 15.6°C (60°F)

USANDO CLORURO DE CALCIO
94-97%

USANDO CLORURO DE CALCIO
77-80%

DENSIDAD gr/Am	AGUA DULCE Lts.	Cl ₂ Ca Kg.	DENSIDAD gr/cc	AGUA DULCE Lts.	Cl ₂ Ca Kg.
1.01	997	8.6	1.01	995	11.4
1.03	992	37.1	1.03	983	45.6
1.05	988	68.5	1.05	966	85.6
1.08	978	99.9	1.06	950	122.7
1.10	971	131.2	1.10	933	162.6
1.13	962	165.5	1.13	914	205.4
1.15	950	199.7	1.15	895	245.4
1.17	943	231.1	1.17	878	285.3
1.20	931	266.2	1.20	855	331.0
1.23	919	302.4	1.23	833	374.0
1.25	912	336.7	1.25	816	416.5
1.27	900	370.9	1.27	795	456.5
1.29	893	405.1	1.29	778	499.3
1.32	878	439.4	1.32	755	542.1
1.34	864	476.5	1.34	728	587.7
1.37	854	513.6	1.37	709	633.4
1.39	843	547.8	1.39	688	676.2
1.40	-	567.0	1.40	-	702.2

T A B L A N° III.4

T A B L A N° III.5

COMPONENTES REQUERIDOS PARA PREPARAR 1.m³ DE SALMUERA
COMBINADA, CLORURO DE SODIO Y CLORURO DE CALCIO.

DENSIDAD gr/cc	CLORURO DE SODIO (Kgs)	CLORURO DE CALCIO (Kgs)	AGUA DULCE (Lts)
1.21	250	63	874
1.22	200	142	872
1.23	154	205	875
1.24	—	—	—
1.25	117	254	875
1.26	91	296	870
1.27	71	220	867
1.28	57	350	865
1.29	—	—	—
1.30	46	385	862
1.31	37	407	860
1.32	28	430	858
1.33	17	453	860

III.4.6 Salmueras con Polímeros y Carbonatos de Calcio.

Son utilizadas estas salmueras como fluido de control y en operaciones de moliendas, es necesario el agregar polímeros para impartir viscosidad y gelatinosidad, además de un densificante para incrementar la densidad.

<u>Componentes</u>	<u>Proporciones</u>
- Agua dulce	Las proporciones de algunos de estos materiales varían conforme a la densidad que se pretende dar al fluido y las de otras permanecen constantes. Ver tabla III-6 donde se muestran estas cantidades.
- Antiespumante	
- Inhibidor de corrosión	
- Cloruro de sodio	
- Kelsan - XC	
- Magco Poly - Sal	
- Carbonato de calcio	
- Bicarbonato	

PROCEDIMIENTO DE PREPARACION.

- Poner en la presa el volumen de agua necesaria.
- Agregar el antiespumante y el inhibidor de corrosión - agitando hasta que se incorporen al agua.
- Adicionar la sal en grano (NaCl_2) por el embudo manteniendo la agitación.
- Agregar los dos polímeros Kelsan - XC, Magco Poly - Sal lentamente para evitar que se formen grumos.
- Adicionar el carbonato de calcio por el embudo.
- Finalmente agregar el bicarbonato de sodio y constatar las características del fluido.

MATERIALES REQUERIDOS PARA PREPARAR L.M. DE FLUIDO POLIMERO SISTEMA:
KELZAN-XC, POLY-SAL

DENSIDAD gr/cc	AGUA Lts.	IMPAE. I Lts.	INHIBIDOR A-503, A-101	SAL Kg.	KELZAN-XC Kg.	POLY-SAL Kg.	CARBONATO DE CALCIO Kg.	CARBONATO DE SODIO Kg.
1.17	903	4	10	271	*	Ø		5
1.20	885	4	10	247	3.0	16	90	5
1.30	827	4	10	230	2.0	16	262	5
1.40	768	4	10	196	2.25	16	435	5
1.50	708	4	10	181	2.5	12	610	5
1.60	650	4	10	166	2.75	8	764	5

* USE LA CANTIDAD NECESARIA SEGUN LA VISCOSIDAD REQUERIDA.

Ø SEGUN EL FILTRADO QUE REQUERA USE EL NECESARIO.

T A B L A N° III.6

T A B L A N° III.7

FLUIDOS DE CONTROL POLIMEROS

CANTIDADES NECESARIAS POR m³ PARA AUMENTAR O DISMINUIR LA DENSIDAD

DENSIDAD ACTUAL (g/cc)

	1.05	1.10	1.15	1.20	1.25	1.30	1.35	1.40	1.45	1.50	1.55	1.60	1.65	1.70	
DENSIDAD DESEADA (g/cc)	1.10	1.69	•	5.00	6.67	7.50	8.00	8.33	8.57	8.75	8.89	9.00	9.09	9.17	9.25
	1.15	3.48	2.35	•	3.33	5.00	6.00	6.67	7.14	7.50	7.78	8.00	8.18	8.33	8.46
	1.20	5.40	3.60	1.80	•	2.50	4.00	5.00	5.71	6.25	6.67	7.00	7.27	7.50	7.69
	1.25	7.45	5.59	3.72	1.86	•	2.00	3.33	4.29	5.00	5.56	6.00	6.36	6.67	6.92
	1.30	9.64	7.71	5.79	3.86	1.93	•	1.67	2.86	3.75	4.44	5.00	5.45	5.83	6.15
	1.35	12.00	10.00	8.00	6.00	4.00	2.00	•	1.43	2.50	3.33	4.00	4.55	5.00	5.38
	1.40	14.54	12.46	10.38	8.31	6.23	4.15	2.08	•	1.25	2.22	3.00	3.64	4.17	4.62
	1.45	17.28	15.12	12.96	10.80	8.64	6.48	4.32	2.16	•	1.11	2.00	2.73	3.33	3.85
	1.50	20.25	18.00	15.75	13.50	11.25	9.00	6.75	4.50	2.25	•	1.00	1.82	2.50	3.08
	1.55	23.46	21.13	18.78	16.43	14.09	11.73	9.39	7.04	4.70	2.35	•	91	1.67	2.31
	1.60	27.00	24.54	22.09	19.64	17.18	14.73	12.27	9.82	7.36	4.91	2.45	•	83	1.54
	1.65	30.86	28.29	25.71	23.14	20.57	18.00	15.43	12.86	10.29	7.71	5.14	2.57	•	77
	1.70	35.10	32.40	29.70	27.00	24.30	21.60	18.90	16.20	13.50	10.80	8.10	5.40	2.70	•

LITROS DE AGUA SALADA DE 1.05 (g/cc)

SACOS DE CARBONATO DE CALCIO 50Kg CON

(D=2.7 g/cc)

MANTENIMIENTO.

- a) Mantener una viscosidad no menor de 38 seg Marsh. Si disminuye es necesario agregar polímeros en la proporción necesaria para aumentar hasta lograr la viscosidad deseada.
- b) Verificar la densidad que se tenga en el sistema de circulación. Asegurarse siempre, antes de medir la densidad, que el fluido esté libre de espuma.
- c) Proteger los materiales para evitar desperdicios ya que estos son de elevado costo.
- d) Si no se utiliza el embudo, cerrar la válvula correspondiente y mantener bien sumergidas las pistolas superficiales para evitar la creación de espuma.

III.4.7 Fluidos de Emulsión Inversa.

Estos fluidos pueden también densificarse con carbonato de calcio, para evitar daños a la formación por invasión de sólidos. El rango de densidades que se alcanzan es de 0.92 a 2.20 gr/cc.

Componentes

Viesel
Agua Dulce
Cloruro de Sodio
Drilox
Drilox
Barita

Proporciones

Las proporciones a combinar de estos materiales varían según el valor de la densidad que se pretende dar al fluido. Ver tabla III-8.

T A B L A N° III.8

REACTIVOS NECESARIOS PARA PREPARAR 1.m³ DE EMULSION INVERSA

DENSIDAD gr/cc	SOLIDOS % EN VOL.	RELACION ACEITE/AGUA Lts.	DIESEL RESIDUO Lts.	AGUA Lts.	SAL Kgs.	DRILEX Lts.	DRILUX Lts.	BARITA Kgs.
0.92	1	50—50	480	500	25	20	30	—
1.00	3	51—49	478	476	24	22	30	107
1.10	6	53—47	474	446	22	23	30	191
1.20	9	54—46	471	417	21	24	30	323
1.30	12	56—44	468	387	19	23	30	446
1.40	15	58—42	465	354	18	26	30	572
1.50	18	60—40	462	327	16	27	30	720
1.60	21	62—38	459	298	15	29	30	859
1.70	25	65—35	456	268	13	30	30	986
1.80	28	68—32	453	238	12	31	30	1133
1.90	31	70—30	450	209	10	32	30	1273
2.00	34	73—27	447	179	9	33	30	1426
2.10	37	76—24	444	150	8	34	30	1583
2.20	40	80—20	441	120	6	35	30	1736

PROCEDIMIENTO DE PREPARACION.

- a) Poner en las presas metálicas el volumen de diesel necesario.
- b) Agregar el Drilox, agitando vigorosamente hasta homogeneizar la solución.
- c) Estimar una tercera parte del agua calculada y agregar la manteniendo buena agitación.
- d) Adicionar por el embudo el Drilox y el cloruro de sodio.
- e) Agregar el volumen de agua restante.
- f) Adicionar la barita por el embudo, agitando la preparación por lo menos media hora más, y constatar las características del fluido.

MANTENIMIENTO.

- a) Verificar constantemente las propiedades de este fluido con el fin de mantener la relación Aceite/Agua en la proporción requerida, ya que esta relación es el factor básico para la estabilidad de todo el volumen preparado.
- b) Si se requiere reducir la viscosidad se agregará diesel. Si se requiera aumentarla se agregará agua salada. En ambos casos será necesario adicionar las cantidades correspondientes de drilox y drilex con el fin de mantener la relación Aceite/Agua necesaria.
- c) Si se requiere aumentar la densidad de este tipo de fluido, se agregará barita conforme a la tabla III-9.

En este caso también será necesario aumentar la relación Aceite/Agua, conforme a la nueva densidad. Y adicionar diesel, agua salada, drilox y drilox en las proporciones correspondientes para evitar valores de viscosidad demasiado altos.

- d) Si se requiere disminuir la densidad, calcularse las cantidades de diesel, agua salada, drilox y drilox conforme a la tabla III-9 y agreguense al volumen de fluido que se tenga preparado.
- e) Este fluido requiere de un sistema cerrado, ya que se degrada al contacto con el agua dulce.

III.4.5 Fluidos de Baja Densidad.

En la preparación y conservación de estos fluidos es necesario mantener relaciones de Aceite/Agua de 90/10 como máximo y de 70/30 como mínimo.

Su aplicación está condicionada a pozos o áreas depresionadas como las zonas depresionadas del área cretácica de Villa hermosa, Tabasco. A estos fluidos se les considera especiales debido a que son ocasionalmente empleados.

Las densidades que se obtienen son de 0.81 a 0.92 gr/cc, o mayores quizá reducidas en el pozo por el efecto de la temperatura.

<u>Componentes</u>	<u>Proporciones</u>
- Agua dulce	300 lts. por m ³
- Canasol	20 lts. por m ³
- Diesel	700 lts. por m ³
- Carbonato de Calcio	25 kg. por m ³

T A B L A N° III.9

FLUIDOS DE CONTROL DE EMULSION INVERSA

CANTIDADES NECESARIAS POR m³ PARA AUMENTAR O DISMINUIR LA DENSIDAD

DENSIDAD ACTUAL (g/cc)

DENSIDAD DESEADA (g/cc)

	0.95	1.00	1.10	1.20	1.30	1.40	1.50	1.60	1.70	1.80	1.90	2.00	2.10	2.20
1.00	1.3	*	0.667	0.800	0.857	0.889	0.909	0.923	0.935	0.941	0.947	0.952	0.957	0.960
1.10	4.1	2.7	*	0.400	0.571	0.667	0.727	0.789	0.800	0.824	0.842	0.857	0.870	0.880
1.20	7.0	5.6	2.8	*	0.286	0.444	0.545	0.618	0.667	0.706	0.737	0.762	0.783	0.800
1.30	10.2	8.7	5.8	2.9	*	0.222	0.364	0.482	0.535	0.588	0.632	0.667	0.696	0.720
1.40	13.6	12.1	9.0	6.0	3.0	*	0.182	0.302	0.400	0.471	0.526	0.571	0.609	0.640
1.50	17.2	15.6	12.5	9.4	6.3	3.1	*	0.154	0.267	0.355	0.421	0.478	0.522	0.560
1.60	21.2	19.5	16.3	13.0	9.8	6.5	3.3	*	0.135	0.235	0.318	0.381	0.435	0.480
1.70	25.4	23.7	20.3	17.0	13.6	10.2	6.8	3.4	*	0.118	0.211	0.286	0.348	0.400
1.80	30.0	28.3	24.7	21.2	17.7	14.1	10.6	7.1	3.5	*	0.105	0.190	0.261	0.320
1.90	35.1	33.2	29.5	25.8	22.1	18.5	14.8	11.1	7.4	3.7	*	0.095	0.174	0.240
2.00	40.5	38.6	34.7	30.9	27.0	23.2	19.3	15.4	11.8	7.7	3.9	*	0.087	0.160
2.10	46.6	44.5	40.5	36.4	32.4	28.3	24.3	20.2	16.2	12.0	8.1	4.0	*	0.080
2.20	53.2	51.0	46.8	42.6	38.3	34.0	29.8	25.5	23	17.0	12.8	8.5	4.3	*

m³ DE LODO SIN BARITA (0.95 gr/cc)

SACOS DE BARITA DE 50Kg (4.15 gr/cc)

PROCEDIMIENTO DE PREPARACION.

- a) Poner en la presa el volumen de agua necesario.
- b) Adicionar el Canasol agitando vigorosamente hasta formar bastante espuma.
- c) Agregar el Diesel y agitar durante una hora.
- d) Agregar el Carbonato de Calcio, agitando todo el volumen preparado durante dos horas.
- e) Registrar la densidad y viscosidad del fluido.

MANTENIMIENTO.

- a) Mientras no se alteren sus propiedades con fluidos extraños el mantenimiento que requiere es mínimo.
- b) Para aumentar la viscosidad, agregar agua dulce en la cantidad necesaria manteniendo siempre la relación aceite/agua dentro de sus límites.
- c) Para disminuir la viscosidad, agregar diesel sin olvidar de mantener la relación aceite/agua dentro de sus límites.
- d) En la separación de fases, agregue Canasol de 0.25 a 0.50 lts/m³ a tratar.

PRECAUCIONES ESPECIALES.

Antes de bombear este fluido al pozo, será necesario regresar los fluidos originales a la formación y solo entonces, establecer la circulación.

En caso de no hacerse así, bombear antes un colchón (bache) o de agua dulce o de diesel, para separar los fluidos del pozo durante la circulación los volúmenes calculados.

Por ningún motivo se empleará sosa caústica o sal en grano en este tipo de fluidos.

III. RECOMENDACIONES GENERALES SOBRE LOS FLUIDOS DE CONTROL.

- 1.- Deberá restringirse el uso de materiales sólidos que - provoquen un efecto taponante en los yacimientos productores.
- 2.- Deberá incrementarse la utilización de las salmueras, - por su compatibilidad con los fluidos de las formaciones productoras y por no contener materiales sólidos en suspensión.
- 3.- Incrementar también la preparación de fluidos Baja Densidad para utilizarlos en pozos depresionados que permitan su uso.
- 4.- Es recomendable continuar haciendo la preparación de - salmueras y fluidos de Baja Densidad en la planta que se tienen en los Distritos de Explotación y solo efectuar el mantenimiento en los pozos, para lograr así mayor utilización de los materiales que los componen ya - que son de elevado costo.
- 5.- Es recomendable la recuperación de las Salmueras y fluidos de Baja Densidad y su traslado correspondiente después de cada intervención.

CAPITULO IV

IMPORTANCIA DE LA PRESION DE FRACTURA PARA SELECCIONAR UN FLUIDO DE CONTROL DEL AREA, VILLAHERMOSA, TABASCO.

La detección y evaluación de las zonas sobrepresionadas es de vital importancia para el éxito de algunas operaciones dentro de la Industria Petrolera, tales como las involucradas en exploración, perforación y terminación de pozos.

El conocimiento aproximado del gradiente de presión de fractura en las formaciones, junto al de presión de formación, juega un papel de gran importancia en las operaciones de per

foración y terminación, ya que constituye la base fundamental para la óptima programación de lodos de perforación y profundidades adecuadas de asentamiento de las tuberías de revestimiento. Con apropiados programas de densidades de los fluidos, se reduce el daño causado por el fluido de control a las formaciones productoras.

En áreas de zonas con presiones anormales es de gran importancia la predicción de los gradientes de fractura, debido a que en estas zonas, la densidad del fluido de control debe elegirse cuidadosamente para mantener el control del pozo, ya que los valores de presión de formación están muy cercanos a los de fractura.

PRESION DE FRACTURA.

Es la fuerza por unidad de área necesaria para vencer la presión de formación y la resistencia de la roca.

El grado de resistencia que ofrece una formación a su fracturamiento depende de la solidez o cohesión de la roca y de los esfuerzos de compresión a los que está sometida.

Como sabemos la densidad que es una propiedad importante para el fluido de control, debe seleccionarse cuidadosamente, para lo cual es necesario considerar varios parámetros entre los cuales está: la profundidad, gradiente geotérmico y el gradiente de fractura (el cual es tema de análisis en este capítulo) los cuales son considerados para determinar una presión, hidrostática que ejercerá control sobre la presión de formación.

Para poder minimizar la posibilidad de fracturamiento a las formaciones productoras, se tiene que tomar en cuenta factores que pueden ser controlados antes de la colocación de la tubería de revestimiento.

1. Mantener una densidad del fluido de control lo más bajo posible sin exponer el pozo a un reventon.
2. Mantener una viscosidad y gel bajos para minimizar las pérdidas de presión en el espacio anular.
3. Evitar grandes gastos de circulación.
4. Levantar la presión de la bomba lentamente cuando se rompe circulación. Esto es importante cuando el gel del lodo es alto, bajo presión y temperatura.
5. Calcular una presión máxima proporcionada por una columna de lodo que sea igual a la mínima presión de fractura.
6. En situaciones críticas, bajar despacio en viajes hacia el pozo.

El gradiente de fractura describe el rompimiento de la formación en función de un gradiente de fluido, para causar una fractura de presión del fluido deberá ser mayor que la presión de formación (P) y los esfuerzos de la matriz de la roca (M).

En una dirección vertical, el esfuerzo de la matriz de la roca es descrito como la diferencia entre el peso de la sobrecarga (S) y la presión de formación, o sea (S-P), el peso de sobrecarga es distribuido también como un esfuerzo horizontal el cual es menor que el vertical, la relación de esfuerzos horizontal y vertical es la relación de esfuerzos (K),

La presión sobre la formación en un pozo causará una fractura en la dirección del esfuerzo menos resistente.

En formaciones relacionados tectónicamente, el menor esfuerzo de la matriz de la roca es horizontal y se describe por la ecuación:

$$M = (S-P)K \quad \dots IV.1$$

Finalmente la presión de fractura o gradiente de una formación, descrito en términos de la presión de formación y el menor esfuerzo de la matriz de la roca se convierte en la ecuación:

$$P.F. = P + (S-P) \quad \dots IV.2$$

La ecuación IV.2 puede describir la presión de fracturamiento de la formación en términos de presión, gradientes o densidades equivalentes siempre que sus unidades sean consistentes.

Es evidente, por tanto, la utilidad del conocimiento del gradiente de fractura. A continuación daremos algunas formas para calcular el gradiente de fractura, a partir de datos de pruebas de campo y del empleo de métodos propuestos por investigadores expertos en la materia, así pues, contamos con dos tipos de medición empleados para la evaluación del gradiente de fractura:

- 1.- Directa
- 2.- Indirecta

IV.1 Medición Directa.

La medición directa de la presión de fractura en un pozo puede efectuarse después de haberse comentado una tubería de revestimiento, y consiste en introducir la barrera adecuada a la última zapata, donde se prueba la tubería de revestimiento de acuerdo con las especificaciones, para verificar que no hayan fugas, posteriormente se perforan 5 o 10 metros y se levanta la barrera a la zapata se estabilizan las columnas de lodo, se cierran los proventores anulares y se procede a bombear lodo lentamente por la tubería de perforación -

hasta alcanzar la máxima presión y comenzándose a observar la fuga de fluido, el ritmo de bombeo es de 0.5 - 1.5 barriles/minuto de acuerdo a la formación de que este en prueba.

Con estos datos se construye una gráfica de volumen inyectado contra presión de inyección Fig. IV.1.

El comportamiento de la presión es lineal ascendente con respecto al volumen de lodo inyectado hasta llegar al punto A en el cual los datos divergen a la derecha una curva, este punto A es cuando la formación empieza a aceptar fluido, reflejado por un menor incremento de presión con respecto al mismo volumen de lodo bombeado.

A la presión correspondiente al punto A se le denomina presión de fuga, la cual es corregida por los efectos de la resistencia del gel del lodo, ya que un fluido de control, presenta un comportamiento semejante al de un fluido plástico de Bingham.

Se recomienda registrar varios puntos más adelante de el punto A para asegurar que se ha alcanzado el límite de fracturamiento. En el punto B de la Fig. IV.1 se define el punto de ruptura que es cuando se suspende el bombeo y se observa el ritmo de descenso de la presión, la cual es una información muy útil al evaluar la calidad del fracturamiento.

Por lo tanto la presión de fractura se obtiene. Sumando la presión de fuga más la presión ejercida por la columna del lodo y restando la presión correspondiente a la resistencia del gel del lodo.

$$P.F. = P_{69} + (PL) - P_c \dots IV.3$$

Donde: PF = Presión de fractura.
P₆₉ = Presión de fuga (punto A).

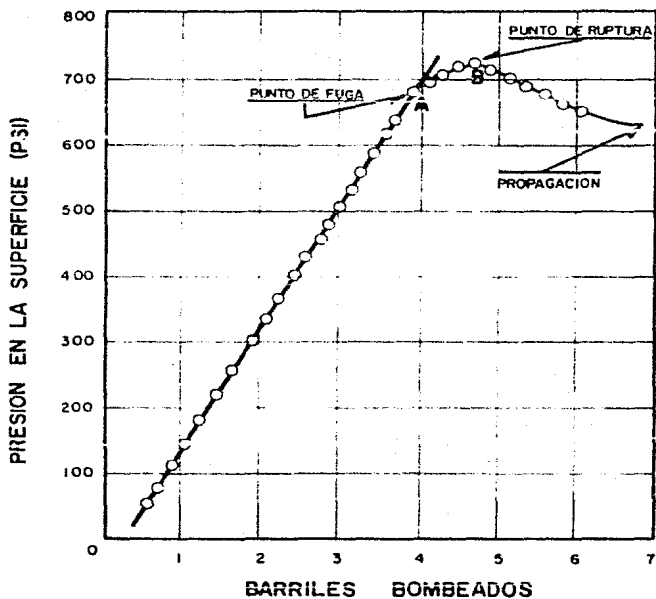


Fig. IV.1 COMPORTAMIENTO TÍPICO DE PRESION EN LA SUPERFICIE CONTRA BARRILES BOMBEADOS .

P_L = Presión Hidrostática.

P_c = Presión necesaria para iniciar la circulación.

Para el cálculo de P_c , después de efectuar la prueba de fractura se esperan 10 minutos y se hace funcionar la bomba con el preventor abierto, midiéndose la presión necesaria para iniciar la circulación sustituyendo posteriormente en la ecuación IV.3 para estimar la presión de fractura.

IV.2 Medición Indirecta.

Para la estimación del gradiente de fractura a partir de datos de registros de densidad y conociendo de antemano el gradiente de presión de formación. Se presentan los siguientes métodos:

2.1. Método de Hubbert-Willis.

2.2. Método de Matthews-Kelly.

2.3. Método de Eason.

IV.2.1 Método de Hubbert-Willis.

A partir de observaciones teóricas y experimentales de fracturamiento en rocas se ha encontrado que el plano de fractura de la roca es normal al plano de mínimo esfuerzo.

En aquellas zonas donde el menor esfuerzo es horizontal las fracturas que se producen tienden a ser verticales y la presión de fractura es menor que la sobre carga, en sentido contrario a las zonas donde el menor esfuerzo que se presenta es vertical por lo cual las fallas tienden a ser horizontales y las presiones de fractura a ser mayores que la presión de sobre-carga., Fig. IV.2, se presentan los tipos de fracturas características de cada una de las zonas mencionadas.

Con base en un diagrama de fuerzas se encuentra que la presión total de sobre-carga es igual en magnitud y de sentido contrario, a la suma de la presión del fluido y el esfuerzo vertical efectivo soportado por la roca.

$$S = P_f + \sigma_v \quad \dots \text{IV.4}$$

Y también que la presión de fractura es igual a la suma de la presión del fluido y el esfuerzo horizontal al que está sometida la roca.

$$P.F. = P_f + \sigma_H \quad \dots \text{IV.5}$$

Bajo condiciones de fallamiento normal se tiene que el mínimo esfuerzo principal es horizontal y tiene un valor que varía aproximadamente entre 1/3 y 1/2 del esfuerzo vertical soportado por la roca.

$$\sigma_H = (1/3 \text{ a } 1/2) \sigma_v \quad \dots \text{IV.6}$$

El esfuerzo vertical que soporta la roca puede ser representado como la diferencia entre la presión de sobrecarga y la deformación, por lo que la ecuación IV.6. la podemos representar como:

$$\sigma_H = (1/3 \text{ a } 1/2) (S - P_f) \quad \dots \text{IV.7}$$

Sustituyendo la ecuación IV.7. en IV.5, y dividiendo por la profundidad se obtiene que el gradiente de presión de fractura es:

$$G.P.F. = P_f/D + (1/3 \text{ a } 1/2) (S/D - P_f/D) \quad \dots \text{IV.8}$$

El gradiente de presión de fractura, como puede observarse en la expresión anterior, es función de los gradientes de sobrecarga y de presión de formación, así como también de los esfuerzos a los que está sometida la estructura de la roca.

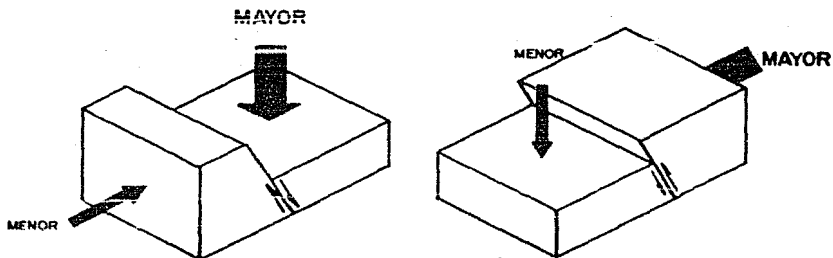


Fig. IV.2 RELACION ENTRE LOS ESFUERZOS A LOS QUE ESTA SOMETIDA
UNA ROCA Y EL TIPO DE FRACTURA CARACTERISTICO QUE
PRESENTAN.

Para la determinación del gradiente de fractura a través de este método se recomienda seguir el procedimiento siguiente:

1. Se determina el gradiente de presión de formación a la profundidad de interés.
2. Se determina el gradiente de presión de sobrecarga a la presión de sobrecarga a la profundidad elegida.
3. Utilizando la ecuación IV.8 se puede encontrar los límites mínimo y máximo de los gradientes de presión de fractura.
4. Repitiendo los pasos anteriores a diferentes profundidades, se obtiene un perfil del gradiente de fractura con la profundidad.

Bajo condiciones normales de presión en las formaciones (0.465 lb/pg²/pie) y con un gradiente de sobrecarga de 1.0 lb/pg²/pie (considerado para la zona de la Costa del Golfo), los límites de los gradientes de fractura son: 0.64 lb/pg²/pie y 0.73 lb/pg²/pie mínimo y máximo respectivamente.

Una representación de los gradientes de fractura máximos y mínimos se muestra en la Fig. IV.3 en la cual toma al gradiente de presión de sobrecarga como constante e igual a 1.0 lb/pg²/pie.

Para el uso de la gráfica, se determina de antemano la presión de formación expresada en peso de lodo equivalente.

$$P \text{ (PPG)} = \frac{D_a - [D_e \times 0.535]}{0.052 \times D_a} \quad \dots\dots \text{IV.9}$$

Donde:

- D_a Es la profundidad del medio sobrepresionado.
- D_e Es la profundidad equivalente correspondiente a la profundidad tal como se muestra en la Fig. IV.4.

Con esta densidad como ordenada, se entra a la gráfica hasta intersecar horizontalmente con la línea del gradiente de presión de formación. Posteriormente, utilizando como abscisa la del punto de intersección, se traza una vertical que corte a la línea de gradientes de fractura, leyéndose en la escala vertical los pesos de los lodos mínimos y máximos requeridos para fracturar la formación.

IV.2.2 Método de Matthews y Kelly.

Esta técnica de cálculo establece una relación entre los gradientes de presión y de fractura que difiere del modelo anterior en la introducción del coeficiente de esfuerzo de la matriz K_i . La ecuación propuesta por este método es la siguiente:

$$GPF = \frac{P_f}{D} + K_i \frac{\sigma_v}{D} \quad \dots \text{IV.10}$$

El coeficiente de esfuerzo de la matriz es una variable que relaciona los esfuerzos vertical y horizontal, soportado por la roca, y debe ser estimada a la profundidad a la que el valor de σ_v sería el esfuerzo normal de la matriz.

Los valores de la variable adimensional, K_i , puede obtenerse para cada área en especial por sustitución de datos de campo de presión de fractura en la siguiente ecuación: la cual se deriva de la ecuación (IV.10).

$$K_i = \frac{D}{\sigma_v} (GPF - \frac{P_f}{D}) \quad \dots \text{IV.11}$$

Las presiones de fractura, a falta de mediciones directas, pueden evaluarse a partir de información acerca de pérdidas de circulación de lodo durante la perforación, cementaciones forzadas, etc. En la Fig. IV.5, se muestra la relación del coeficiente del esfuerzo de la matriz con la profundidad, para el área del sur de Texas, E.U.A.

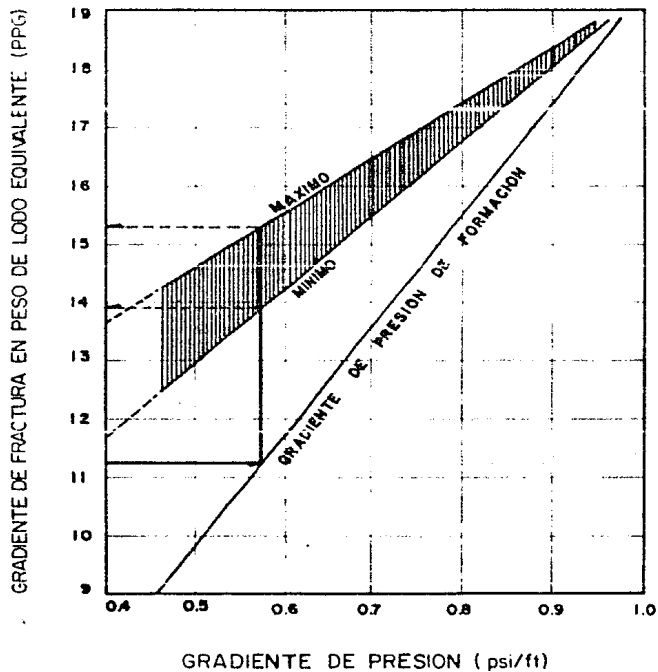
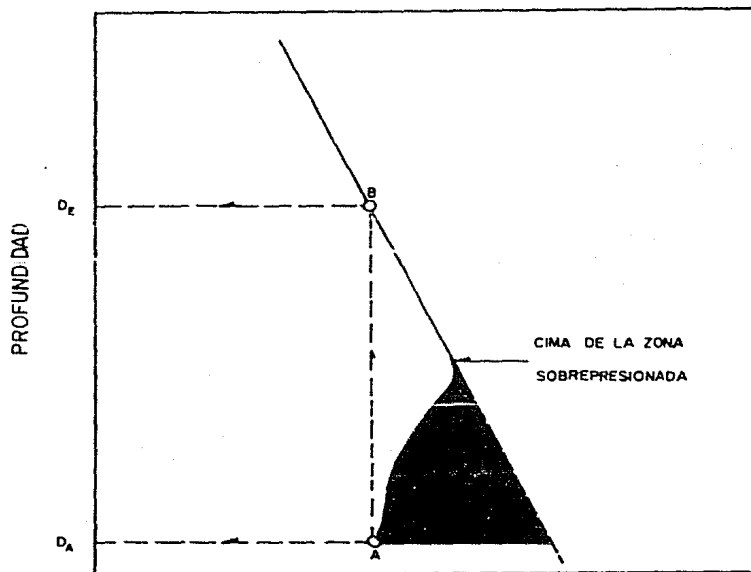


Fig. IV.3 REPRESENTACION GRAFICA DE LOS LIMITES MAXIMO Y MINIMO DE LOS GRADIENTES DE PRESION DE FRACURA.



PARAMETRO DERIVADO DE LAS LUTITAS

Fig. IV.4 REPRESENTACION GRAFICA DEL METODO DE
 PROFUNDIDADES EQUIVALENTES

Para aplicar la técnica desarrollada por Matthews y Kelly en el cálculo de los gradientes de presión de fractura, se sigue el procedimiento descrito a continuación:

1. En primer lugar, se construye una gráfica similar a la de la Fig. IV.5, utilizando datos correspondientes al área en estudio, por el procedimiento descrito anteriormente, con la finalidad de encontrar los coeficientes K_i apropiadas a las diferentes profundidades requeridas.
2. Determinar la presión de formación a partir de diferentes métodos, dependiendo de la información disponible.
3. Calcular el esfuerzo vertical efectivo soportado por la roca a partir de su relación en la presión de sobrecarga y la de formación, ecuación (IV.4).
4. Cuando se trata de hacer el cálculo en zonas anormales, es necesario determinar la profundidad D_i , para la cual el valor de σ_v del punto en estudio sería el valor normal, mediante la expresión:

$$D_i = \frac{\sigma_v}{\left(\frac{S}{D} + \frac{P_f}{D} \right)} \quad \dots \dots \text{IV.12}$$

Donde:

σ_v corresponde a la zona anormal y $\frac{P_f}{D}$ al gradiente de presión del área.

5. Con la profundidad equivalente, D_i , obtenida en el paso 4, se entra a la gráfica construida en el primer paso del procedimiento, para encontrar el valor correspondiente de K_i .

6. A partir de la ecuación (IV.10), se calcula el gradiente de presión de fractura.
7. Repitiendo este procedimiento a diferentes profundidades, es posible obtener la variación del gradiente de presión de fractura con respecto a la profundidad del pozo en estudio.

La Fig. (IV.6) se utiliza con fines prácticos, para el cálculo del gradiente de presión de fractura. En esta gráfica se encuentran incluidas las variaciones del gradiente de presión de fractura con la profundidad, para diferentes valores de presión de formación.

Entrando a esta gráfica a la profundidad de interés se alcanza horizontalmente la curva correspondiente al peso del lodo equivalente al gradiente de presión de formación determinado anteriormente en el paso 2 luego, verticalmente hacia abajo se lee al gradiente de presión de fractura.

La construcción de este tipo de gráficas para una cierta área en cuestión, requiere del conocimiento del coeficiente K_i con la profundidad del campo en estudio.

IV.2.3 Método de Eaton.

Esta técnica se basa en los trabajos desarrollados por Hobbert y Wills. Tomando en cuenta las propiedades elásticas de las rocas, se ha encontrado que, por medio de la relación de Poisson, los esfuerzos vertical y horizontal soportados por la roca se pueden relacionar por medio de la siguiente expresión.

$$\sigma_H = \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) \sigma_V \quad \dots \dots \text{IV.13}$$

Como se indicó anteriormente, la presión de fractura puede -

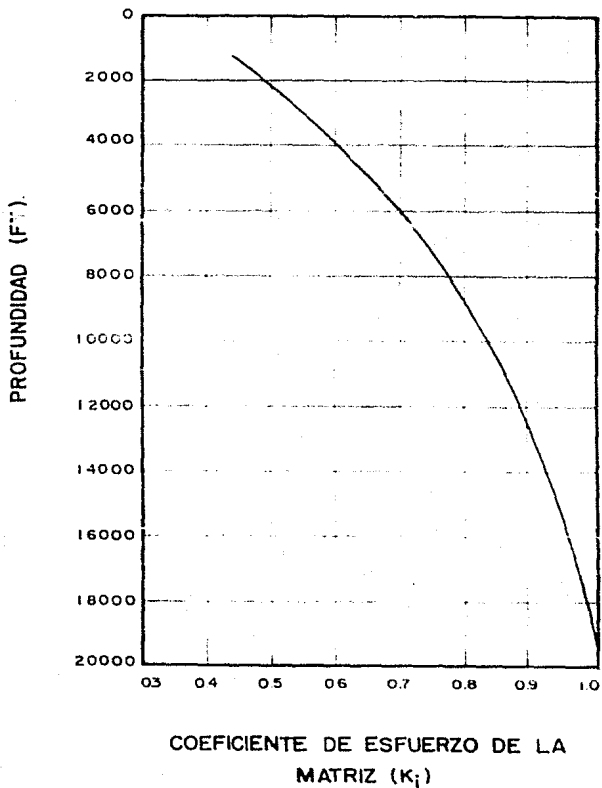


Fig. IV.5 RELACION DEL COEFICIENTE DE ESFUERZO DE LA MATRIZ CON LA PROFUNDIDAD. CURVA AJUSTADA A PARTIR DE LOS DATOS DE MATTHEWS AND KELLY

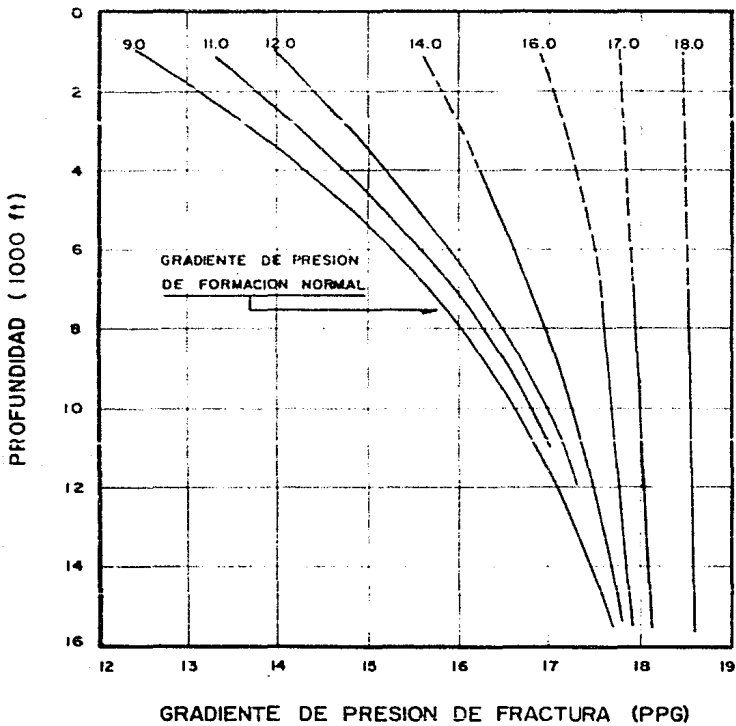


Fig. IV.6 RELACION DEL GRADIENTE DE FRACTURA CON LA PROFUNDIDAD
DEL AREA DE LA COSTA DEL GOLFO E.U.A.

definirse aproximadamente por medio de la ecuación (IV.5), y apoyándose en (IV.13) puede expresarse como:

$$P.F. = P_f + \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) \sigma_v \quad \dots \text{IV.14}$$

De tal manera que el gradiente de presión de fractura de la formación, es posible estimarlo a partir de:

$$GPF = \frac{P_f}{D} + \left(\frac{\nu}{1-\nu} \right) \frac{\sigma_v}{v} \quad \dots \text{IV.15}$$

La ecuación (IV.15) se conoce como "la ecuación del gradiente de fractura de Eaton", y en la cual se observa que el gradiente de presión de fractura es función de la relación de Poisson, de la presión de la formación y de la presión de sobrecarga, que son considerados a diferencia de los métodos anteriores como variables con respecto a la profundidad. Se observa además, que la ecuación presentada por Eaton comprende a la ecuación (IV.8) como caso particular y es similar a la de Matthews y Kelly.

El cociente de las relaciones de Poisson debe establecerse para cada área en particular, con la ayuda de datos de campo, a través de la siguiente expresión:

$$\frac{\nu}{1-\nu} = \frac{GPF - \frac{P_f}{D}}{\frac{S}{D} - \frac{P_f}{D}} \quad \dots \text{IV.16}$$

o directamente la relación de Poisson con:

$$= \frac{A}{1+A} \quad \dots \text{IV.17}$$

Donde:

$$A = \frac{GPF - \frac{P_f}{D}}{\frac{S}{D} - \frac{P_f}{D}} \quad \dots \text{IV.18}$$

Para determinar el gradiente de presión de fractura, utilizando este método, se recomienda seguir el procedimiento descrito a continuación:

1. Es necesario hacer una gráfica que represente la variación de la relación de Poisson con la profundidad, con datos pertenecientes al área en estudio, o bien una gráfica del cociente de relaciones de Poisson con la profundidad. En la Fig. (IV.7) se presenta el comportamiento que sigue la relación de Poisson con la profundidad para formaciones de la zona de la Costa del Golfo E.U.A. Esta gráfica considera a la presión de sobrecarga variable. Pueden construirse gráficas similares para otras áreas de interés, con la ayuda de datos de campo y la ecuación (IV.17), a partir de las cuales es posible estimar el valor de la relación de Poisson correspondiente a la profundidad requerida.
2. Determinar la presión de formación a partir de diferentes métodos, dependiendo de la información disponible.
3. Calcular el esfuerzo vertical soportado por la roca, a partir de los datos extraídos del registro de densidad y usando la ecuación (IV.4).
4. Evaluar el gradiente de presión de fractura utilizando la ecuación (IV.15) para la profundidad elegida.
5. Con la repetición de los pasos anteriores a diferentes profundidades, es posible construir un perfil de la variación del gradiente de presión de fractura con la profundidad.

En la Fig. (IV.8) se presenta una gráfica de gran interés práctico para la estimación del gradiente de presión de fractura, la cual representa la variación del gradiente de fractu

ra con la profundidad para diferentes valores de la presión de formación. Esta gráfica fue preparada con datos del área de la Costa del Golfo, E.U.A. para lo cual considera una variación promedio de la densidad con la profundidad para la estimación del gradiente de sobrecarga.

PROFUNDIDAD (ft)

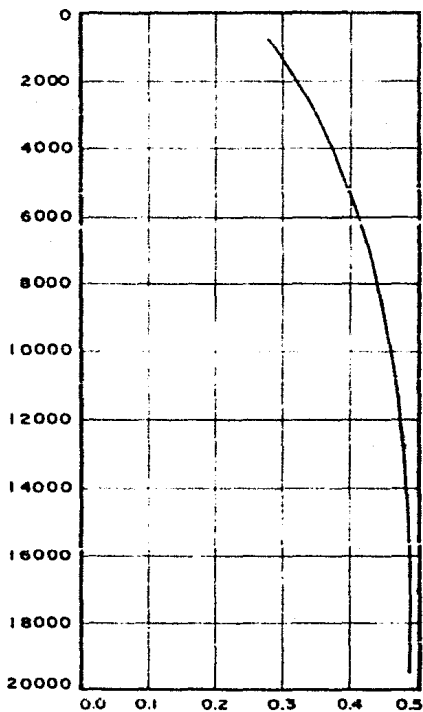


Fig .IV.7 VARIACION DE LA RELACION DE POISSON CON LA PROFUNDIDAD CURVA AJUSTADA A PARTIR DE LOS DATOS DE EATON.

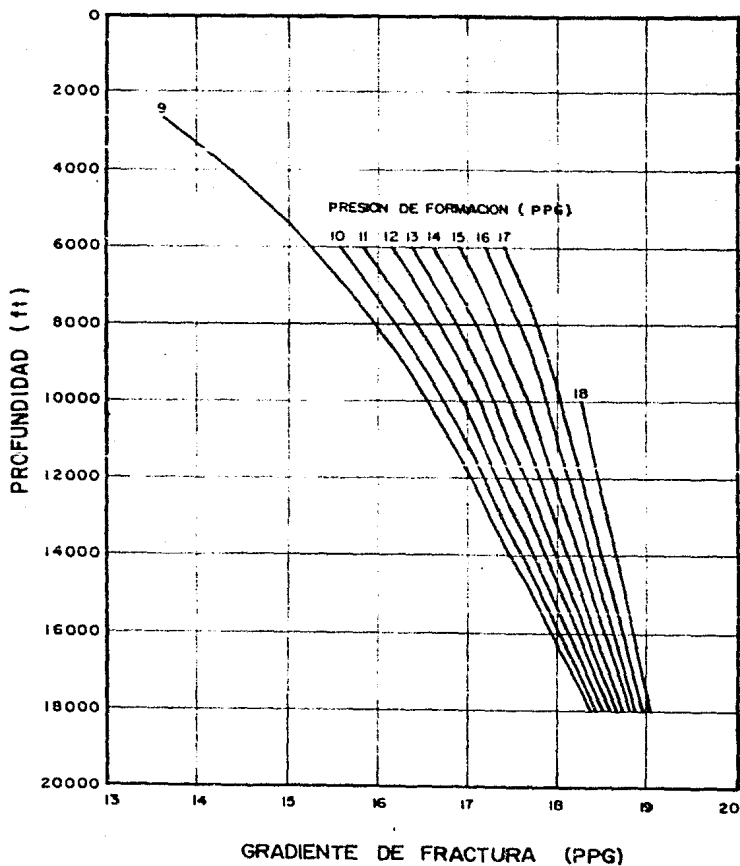


Fig. IV.8 CURVAS DE GRADIENTE DE FRACTURA EN EL AREA DE LA COSTA DEL GOLFO, E.U.A.

CONCLUSIONES

De acuerdo al análisis bibliográfico efectuado y prácticas - recomendadas en el campo respecto a la utilización de los - fluidos de control, nos demuestran la importancia de conocer y profundizar cada día más en las propiedades que debe cumplir el fluido de control, para facilitar su empleo y manejo.

Por lo que la importancia del fluido de control en el desarrollo de la etapa de Terminación del Pozo debe ser tomada en cuenta por las personas que participan en ella, como lo es el Ingeniero de Tecnología de Perforación a quien le debe preocupar que un mal diseño del fluido de control le ocasionará un daño a la formación productora (disminuyendo su permeabilidad cambiando su movilidad, taponando la zona productora, etc.). Así como, al Ingeniero Petrolero le debe preocupar que los trabajos de cementación de la T.R. de explotación, también ocasiona daño a la formación por medio de la lechada de cemento. Por lo tanto si se tiene la capacidad de poder evitar el daño en cualquiera de esas operaciones se debe intentar, tomando las medidas preventivas, ya que los trabajos encaminados a corregir el daño incrementan el costo de la terminación.

Ahora bien en los trabajos de limpieza y acondicionamiento - del pozo para llevar a cabo los disparos en el intervalo productor, son llevados a cabo por el Departamento de Reparación y Terminación de Pozos, aquí se emplean fluidos de control, - principalmente agua y fluidos de baja densidad, que reducen - mucho la posibilidad de daño a la formación.

Por lo que si existe diferencia entre las densidades que utilizan cada departamento.

Sin embargo cualquiera que sea el caso, los componentes sólidos que pudieran contener el fluido de control debe ser sensi

ble a un tratamiento con ácido o a la remoción con agua, para poder lograr una limpieza que permita obtener la producción esperada.

BIBLIOGRAFIA

- "Fluidos de Control, nivel 3", Gerencia de Reparación y, - Terminación de Pozos. Programa Nacional de Capacitación- IMP - PEMEX, 1985.
- Applied Mud Technology
IMCO Co. 1981.
- Apuntes de Fluidos de Perforación
Miguel A. Benitez H. F.
Francisco Garaicochea Petrirena
Ciro Reyes Alvarez.
- "Curso de Fluidos de Perforación Reparación y Terminación de Pozos, para Ingenieros de nuevo ingreso a PEMEX", IMP- Abril 1984.
- "Composition Preparties of oil well Drilling Fluids"
George R. Gray; H.C.H. Darley; Wake, F. Rogers
4th Edition- 1980.
- Well Planing Seminar (Fracture Gradients)
IMCO - 133-0778,
- "Manual de Tecnología de Lodos" K/P2/47
IMP-1981.
- Procedimiento Semi-automático para el cálculo de Geopresiones y gradiente de fractura.
Ing. Nestor Martínez Romero
M.I. Raul Leon Ventura
IMP - 1982.
- Principales of Drilling Fluid Control
Petroleum Extension Service

Twelfth edition, 4th impression - 1980.

- Predicción de la presión de poro y gradiente de fractura
K/P1/55 z MP.