



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

FLUIDO DE CONTROL PARA TERMINACION
Y REPARACION DE POZOS

T E S I S

Que para obtener el título de
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A

Efrén Porras Falcón



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

C O N T E N I D O

	<u>Página</u>
INTRODUCCION	1
GENERALIDADES	2
 <u>I.- DAÑO A LA FORMACION:</u>	
1.- Mecanismos de Daño	6
2.- Origen del Daño a la Formación	9
3.- Operaciones que Pueden Producir Daño	13
4.- Minimización del Daño	16
 <u>II.- CARACTERISTICAS APROPIADAS EN UN FLUIDO DE TERMINACION Y REPARACION DE POZOS:</u>	
1.- Densidad del Fluído	19
2.- Control de Filtrado	23
3.- Pérdida de Fluído	24
4.- Contenido de Sólidos	25
5.- Viscosidad Controlable	25
6.- Compatibilidad con la Roca y Fluidos del Yacimiento	27
7.- Efecto Corrosivo	29
8.- Consideraciones Económicas	30
 <u>III.- SISTEMA DE FLUIDOS BASE AGUA:</u>	
1.- Fluidos Libres de Sólidos	32
2.- Fluidos Conteniendo Sólidos	40
 <u>IV.- SISTEMA DE FLUIDOS BASE ACEITE:</u>	
1.- Diesel o Kerosina	59

	<u>Página</u>
2.- Crudos	59
3.- Emulsiones	60

V.- ESPUMAS ESTABLES:

1.- Características de las Espumas	70
2.- Unidad Generadora de Espumas	73
3.- Gráficas Utilizadas para la Planeación de Operaciones . .	75
4.- Procedimiento para Planear las Operaciones	77
 CONCLUSIONES	 94

BIBLIOGRAFIA

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

El propósito de este trabajo es demostrar que un método apropiado en la selección de fluidos, especialmente en el uso de fluidos libres de sólidos, para reparación y terminación de pozos, es indicativo de la futura producción.

Es importante definir cuáles fluidos de reparación y terminación deben ser utilizados, y es muy simple diferenciar entre aquellos que pueden ser empleados con éxito —fluidos libres de sólidos—, de aquellos que pueden causar problemas "fluidos sucios".

Definimos a un buen fluido como aquel que protege los intervalos productivos y controla la presión de la formación durante las operaciones de intervención al pozo.

En el pasado, algunos pozos con producción baja eran abandonados; hoy las técnicas de estimulación permiten hacerlos comercialmente productores, aún cuando en la mayoría de los casos la producción de esos pozos fue afectada por daños irreversibles a la formación.

La selección y uso del fluido apropiado en intervenciones de reparación y terminación de pozos, puede ser la diferencia entre una formación productora o una formación dañada y determinante de la restricción de la cantidad recuperable de aceite y gas.

Con los costos de la perforación de un pozo en constante aumento, una mayor atención se le debe poner a los fluidos empleados en la terminación, ya que estos se ponen en directo contacto con la formación potencialmente productora cuando se "mata" el pozo, se limpia, se tapona o se dispara.

En conclusión, podemos decir que el principal propósito al seleccionar un fluido adecuado, es permitir que el trabajo se haga con un MINIMO daño a la porosidad y permeabilidad de la formación.

GENERALIDADES

En la reparación y terminación de pozos, cada producto debe ser seleccionado para no aumentar el daño que pudo ser causado por la exposición de la formación productiva a los lodos de perforación. Ambos sólidos y filtraciones de lodo son capaces de causar serios daños, los cuales son en muchos casos irreversibles.

Los fluidos libres de sólidos, asociados a aditivos especiales y servicios de protección, representan la tecnología más avanzada con que se cuenta para evitar el temido daño a la formación durante los trabajos de reparación y terminación de pozos.

Estos fluidos variables en densidad, viscosidad y tiempo de gelificación, eliminan los problemas mecánicos debido a los sólidos del lodo y previenen daños a la formación al entrar en contacto con la roca productora.

La composición química de estos fluidos, no compromete la estabilidad de las arcillas sensitivas por modificaciones químicas en su estructura, lo que los hace de gran utilidad cuando se trabaja en formaciones arcillosas.

Dependiendo de las características de la formación, se tendrán áreas con diferente magnitud de daño por la penetración del lodo de perforación, así tenemos que en formaciones duras con permeabilidad baja, la penetración del lodo es relativamente pequeña y una operación de fracturación inducirá la fracturación más allá del área de daño.

En formaciones duras con permeabilidad alta o con zonas así definidas, el lodo y el filtrado podrán penetrar profundamente en el yacimiento, ocasionando que el área dañada sea muy extensa y el gradiente inicial de fracturación excesivamente alto.

En formaciones blandas con permeabilidad alta, la penetración del lodo será profundo y el daño irreversible. Cuando los lodos de perforación hacen contacto con formaciones permeables, la pérdida por filtración, crea en las superficies expuestas de la pared del pozo, una costra, cuyo espesor variará en función del porcentaje de sólidos que contenga el lodo.

La costra posee permeabilidad extremadamente baja y está compuesta de finos minerales arcillosos.

Los ácidos fuertes como el clorhídrico y el fluorhídrico, sólo afectan la costura produciendo pequeños orificios de comunicación y disuelven o remueven una mínima parte de ésta, haciendo necesario efectuar varias estimulaciones para eliminar la mayor parte de costra.

Cuando se dispara el intervalo, la energía del disparo no solamente perfora la tubería, sino que empuja la columna de lodo hacia arriba; disipa da la onda de choque, la columna desciende e invade el vacío penetrando lodo en el disparo.

Los tratamientos de limpieza a los disparos, mejorarán la comunicación; pero nunca eliminarán los sólidos permanentes.

Como resultado de lo anteriormente expuesto, la práctica demanda el uso de fluidos limpios para intervenciones de reparación y terminación de pozos, para garantizar una buena vida productiva del yacimiento.

Cuando por alguna causa, se deja el pozo por largo tiempo para su terminación, se recomienda el uso de fluidos de empacamiento que permanecen sin solidificarse durante el período que no se intervenga.

Estos fluidos son bombeados a la parte superior del empacador, proporcionando suficiente presión hidrostática para prevenir movimientos de éste, por variaciones de presión en la formación.

Cuando el yacimiento ha estado sujeto a una continua explotación de sus hidrocarburos, puede provocar que la presión del mismo decline hasta un punto tal, que se tenga dificultad para establecer circulación con los fluídos de control convencionales. Esto traerá como consecuencia que se depositen materiales sólidos en el fondo del agujero, la mayoría de los cuales - provienen de la misma roca productora, obstruyendo el flujo del aceite hacia la superficie, así como el funcionamiento adecuado de los sistemas artificiales de producción; ocasionando con esto, intervenciones prematuras para el reacondicionamiento de los aparejos subsuperficiales correspondientes.

Se ha logrado circular pozos localizados en áreas depresionadas, agregando al fluido de control materiales obturantes o gelatinas que bloquean - temporalmente los orificios, por los cuales fluye el aceite de la roca productora hacia el pozo, obteniéndose resultados poco satisfactorios, ya que posteriormente a la limpieza del agujero, se tiene dificultad para el desalojo de estos materiales, algunos de los cuales llegan a dañar en forma permanente a la roca productora.

La idea de encontrar un fluido de control de baja densidad, ha llevado al empleo de espumas estables, las que por sus propiedades reológicas y su fácil aplicación, han resultado ser el fluido ideal de circulación.

La columna hidrostática que genera la espuma dentro del pozo, se puede controlar de tal manera que no sea suficiente para bloquear la entrada de - aceite al pozo, por lo que tampoco llega a estar en contacto con la cara de la roca productora evitando así dañarla. La espuma al circular en el fondo del pozo atrapa el aceite y el gas producidos por la formación; al salir la espuma del pozo, se desintegra lentamente, permitiendo la liberación del - gas a la atmósfera en condiciones prácticamente inofensivas. Si la presión de la espuma en la descarga es alta, se emplea un separador de fluidos y el gas se envía a un quemador.

Las espumas estables han sido empleadas con éxito en México, en el -
área de reparación de pozos, empleándose como fluidos de circulación en -
operaciones de limpieza. En un principio estas operaciones se realizaron
en pozos de la Zona Sur de Petróleos Mexicanos a base de ensayos, sin cono-
cer el comportamiento de la espuma en las tuberías, posteriormente con la
experiencia de campo obtenida y el estudio que el Instituto Mexicano del -
Petróleo llevó a cabo para conocer las propiedades y características de -
las espumas, se preparó un programa de cómputo que permite predecir de una
manera satisfactoria su comportamiento al fluir por tuberías verticales.

Debido a la facilidad de aplicación y simplicidad de la técnica aplicada
al manejo de espumas, éstas se constituyen como la solución más adecuada
a muchos de los problemas que tienen que enfrentar los Ingenieros de Campo.

C A P I T U L O I

DAÑO A LA FORMACION

El daño a la formación es la alteración negativa de las propiedades de flujo de los conductos porosos, fracturas en la vecindad del pozo, de las perforaciones (disparos) y del yacimiento mismo. El daño a la formación origina pérdidas a corto y largo plazo en las ganancias de la producción y en la recuperación total de hidrocarburos.

Muchas de las prácticas corrientemente aceptadas en perforación y producción durante la etapa de reservas abundantes y excesos de capacidad productiva, causan un daño apreciable a la formación. Este daño puede ser ocasionado durante las operaciones realizadas en el pozo, desde la etapa de perforación, terminación, reparación, estimulación y toda operación inherente a la producción.

El daño puede variar desde una pequeña pérdida de permeabilidad hasta el bloqueo total de las zonas productoras, esto significa reducción a la producción y de la recuperación de hidrocarburos.

Por esto, es necesario considerar el aspecto de reducción de daño en todas las operaciones, por lo cual se requiere modificar muchas prácticas comunes en el campo, aún cuando esto signifique elevar inicialmente los costos, los cuales se verán recompensados con el aumento de la producción y la recuperación de hidrocarburos.

1.- MECANISMOS DE DAÑO:

Los mecanismos de daño se pueden clasificar de acuerdo a la forma en que estos afectan en la disminución de la producción.

a) Reducción de la Permeabilidad Absoluta de la Formación:

Cuando los conductos porosos, fracturas naturales o inducidas pierden su capacidad de flujo por taponamiento o bloqueo total debido a sólidos o emulsiones, se reduce el flujo de todos los tipos de fluidos contenidos en el yacimiento. Las formaciones consisten en miles de poros que se encuentran interconectados con diámetros que varían de 10 y 100 micrones. Los sólidos del fluido de perforación, particularmente la barita tiene partículas con diámetros menores a los 43 micrones (MALLA-300) y algunas alcanzan 75 micrones (MALLA-200), las partículas de cemento alcanzan los 80 micrones y muchos de los sólidos dispersos en el lodo tienen partículas del rango de los 60 micrones.

Al iniciarse el proceso de formación de enjarre, estas partículas finas son transportadas por los fluidos a través del complejo sistema de conductos de la formación.

Si las partículas sólidas tienen un diámetro menor a la tercera parte del diámetro del poro, presentan la tendencia a "puentearse", debido a los cambios de velocidad y dirección.

La movilidad de las partículas se ve también afectada por la movilidad y las fases del fluido en el sistema. Se sabe que las zonas de hidrocarburos contienen agua y aceite; y normalmente la roca está mojada por agua fluyendo el aceite por el centro de los poros hacia el pozo.

Si las partículas que se mueven dentro de la roca están mojadas por agua, estas son atraídas y sumergidas en la envoltura de agua. Si el flujo de agua es mínimo en el pozo, éste no representará problema, sin embargo si las partículas migratorias están mojadas por aceite, se moverán con el flujo de aceite y la tendencia a la forma-

ción de "puentes" puede resultar en su taponamiento mayor. El hinchamiento de las arcillas contenidas en la formación, también produce taponamientos. Asimismo la floculación de las mismas aumenta su movilidad, la emigración de las arcillas es factible cuando entran en contacto con aguas extrañas al yacimiento.

b) Reducción de la Permeabilidad Relativa:

Esta reducción puede ser ocasionada por el incremento de la saturación de agua cerca de la pared del pozo, como resultado de una invasión de filtrado o por la conificación o digitación del agua de formación.

Si el filtrado contiene surfactantes usados en los fluidos de perforación, terminación o reparación; puede cambiar la mojabilidad de la roca y como resultado, se puede reducir la permeabilidad relativa al aceite, además de alterar la permeabilidad absoluta de la formación. La geometría de los poros asociada con el área superficial, afecta a los cambios de permeabilidad relativa; al disminuir el volumen de los poros con las partículas transportadas dentro del yacimiento, se aumenta su área superficial. Por lo tanto, las posibilidades de aumentar la permeabilidad relativa al agua, aumentan con el incremento de la saturación de agua, dejando menor espacio disponible para el flujo de aceite.

c) Alteración de la Viscosidad de los Fluidos del Yacimiento:

Este fenómeno puede resultar de altos filtrados de fluido, se sabe que las emulsiones de agua en aceite son más viscosas que las emulsiones de aceite en agua.

Las emulsiones se forman cuando el filtrado inyectado hacia la formación se mezcla con los fluidos contenidos en ésta, los "surfactantes" en unión con sólidos finos tales como las arcillas de forma-

ción, partículas del fluido de perforación o partículas sólidas de hidrocarburos, tienen la tendencia de estabilizar las emulsiones. También la mojabilidad del yacimiento y las partículas transportadas son factores importantes para la estabilidad de la emulsión; y de éstas también depende la fase continua de dichas emulsiones. Las formaciones mojadas por aceite tienen la tendencia de formar emulsiones más estables y de viscosidades más altas que las mojadas por agua.

2.- ORIGEN DEL DAÑO A LA FORMACION:

La principal fuente de daños a la formación es el contacto de ésta con los fluidos extraños al yacimiento, pudiendo ser el fluido extraño, el filtrado del fluido de perforación, terminación o reparación, inclusive el fluido del yacimiento si sus características originales se alteran en alguna de sus fases.

Como se indicó, el daño está asociado con la invasión de fluidos extraños, los cuales pueden transportar diferentes tipos de sales, sólidos del material densificante, arcillas, productos químicos para el control de filtrado, etc.. En adición a estos, tenemos los sólidos correspondientes a:

- Partículas de cemento.
- Residuos de los disparos.
- Oxido de fierro.
- Grasa lubricante.
- Material pulverizado de las arenas de fracturamiento.
- Empaques de grava.
- Parafina.
- Asfalto.
- Productos químicos como los inhibidores de corrosión.
- Toda clase de sólidos que pueden ocasionar severo daño a la formación.

Los diferentes productos y sólidos contenidos en los fluidos, producen la alteración negativa de las condiciones de flujo del yacimiento; cambiando su mojabilidad, la estructura de las arcillas o taponando los conductos porosos de la formación.

a) Cambios en la Mojabilidad del Yacimiento:

La mojabilidad se ha definido como el ángulo de contacto entre la interfase de los fluidos con la superficie sólida.

En medios porosos es casi, si no imposible medir ésta, por lo cual sus efectos en el flujo de fluidos se manifiesta principalmente por la relación de presión capilar con la saturación del fluido.

La saturación de los fluidos puede ser alterada por la invasión del filtrado que contiene agentes tensoactivos, estos al cambiar la tensión superficial de los fluidos contenidos dentro del yacimiento, alteran su mojabilidad, se ha comprobado que la mayoría de los surfactantes catiónicos y ciertos no iónicos originan que la superficie de rocas silíceas se mojen o humecten por aceite, la humectación por aceite se puede corregir mediante un tratamiento con surfactantes adecuados. El tipo de surfactante debe ser seleccionado en base a pruebas de laboratorio.

Los constituyentes inorgánicos de los yacimientos se consideran generalmente mojados por agua, la humectabilidad de las areniscas es más fácil de alterar que la de las calizas.

Se ha comprobado que la mayoría de los componentes químicos de los fluidos de perforación no tienen efecto en el cambio de la mojabilidad, siendo sólo el almidón el que muestra un pequeño efecto de disminución en la humectación por agua.

b) Cambios en las Estructuras de las Arcillas:

Los minerales arcillosos están presentes en el 95% de las formaciones areniscas, encontrándose como envoltura de los granos o separados y mezclados con la arena. Las rocas calcáreas también pueden contenerlos, sin embargo se encuentran encapsulados y por lo general no representan problema.

Los minerales arcillosos más comunes y frecuentes son: La montmorillonita, la illita y la caolinita, estos minerales han sido clasificados de acuerdo a su estructura cristalina. Los cristales están compuestos de planquetas o unidades que se extienden en dos direcciones. Cada unidad está unida por iones que pueden ser de H, K, Ca, Mg y Na; si las unidades están balanceadas iónicamente son más estables, como es el caso de la caolinita; sin embargo en muchos casos existe desbalanceo, debido a sustituciones iónicas entre las unidades y que son neutralizadas por cualquiera de los cationes antes mencionados alrededor de la superficie exterior del cristal y también entre las unidades.

Cada mineral arcilloso tiene características y propiedades definidas que dependen de su estructura y composición, características que hacen que se comporten en forma diferente ante la presencia de agua y los iones que ésta pudiera contener. La más importante de estas características es la capacidad de intercambio iónico; que es la medida de habilidad de una arcilla de llevar cationes intercambiables, expresada en mili equivalentes por 100 gr. de arcilla. El orden de capacidad de intercambio iónico de la montmorillonita es de 80 a 150 me., illita con 10 a 40 me. y caolinita con 3 a 15 me.

Otra característica a considerar, es la del agua en las arcillas debido a la hidratación de los cationes y de la distribución de cargas negativas, el agua forma una película en la superficie exter-

na y entre las capas estructurales de la arcilla; el agua ayuda a separar las placas individuales del cristal sirviendo como lubricante, esto ayuda al hinchamiento de las arcillas. Los cationes más fuertes aumentan la atracción entre las placas y el espesor de las películas de agua disminuyen; en cambio los débiles permiten la fácil entrada del agua, debido a que la fuerza atractiva entre las placas es menor, esto permite también que las capas de agua entren en desorden, lo cual tiene un efecto mucho mayor en el hinchamiento.

El tipo de electrolito presente y su concentración en el sistema agua - arcilla es esencial para la característica de floculación o defloculación del cristal arcilloso.

El PH del agua tiene también efecto en el hinchamiento debido a la cantidad variable de material alcalino y concentraciones de iones H que ésta puede tener.

Debido a estas características, las arcillas son fácilmente -- reaccionables (floculación o defloculación) cuando se altera su medio ambiente en equilibrio con el agua de la formación.

La alteración de este medio provoca modificaciones negativas en la permeabilidad del yacimiento.

c) Taponamiento por Sólidos:

Los sólidos en sus diferentes tamaños pueden ser fácilmente -- transportados hacia la formación durante la etapa de formación de enjarre. Los sólidos más grandes pueden formar puentes en la parte interior de la pared del pozo, se depositan entre los granos de la roca en zonas con barreras verticales, haciendo imposible su remoción.

Los sólidos pequeños pueden formar pequeños enjarres dentro de los poros, iniciando un taponamiento muy efectivo, sin embargo esto puede eliminarse parcialmente con el flujo de contracorriente y el uso de partículas mejor distribuidas, que permiten una formación de enjarre más rápida en la pared del pozo.

El efecto de taponamiento durante la formación de enjarre, no va más de 5 a 8 cm. dentro de la formación; el uso de un polímero para reducir el filtrado es de gran ayuda, pues permite formar el enjarre rápidamente y provee de un medio filtrante muy efectivo, disminuyendo la cantidad de sólidos acarreados hacia la formación durante el tiempo de exposición del yacimiento con el fluido en uso.

3.- OPERACIONES QUE PUEDEN PRODUCIR DAÑO:

Durante la vida productiva del pozo desde la terminación de su perforación hasta la recuperación por métodos artificiales o recuperación secundaria, se llevan a cabo un gran número de operaciones durante las cuales se produce daño a la formación.

Las operaciones específicas durante las cuales se produce daño son:

a) Durante las Operaciones de Perforaciones:

El filtrado de lodo invade la formación alterando su permeabilidad, ya sea por bloqueo, por sólidos, formación de emulsiones o cambios en la mojabilidad de la roca. También los sólidos acarreados taponarán los pozos, canales o fracturas y en adición a esto, la acción escariadora de la barrena y los estabilizadores pueden sellar las fracturas cerca de la pared del pozo.

b) Durante las Bajadas de Tuberías de Revestimiento y Cementaciones:

El efecto de incremento de presión contra la formación al bajar la tubería de revestimiento muy rápidamente, causará una presión diferencial adicional contra la zona productora comprimiendo el enjarre y aumentando las posibilidades de perder circulación; el alto filtrado de las lechadas de cemento, pueden acarrear sólidos y aguas no compatibles con la formación. Los productos químicos utilizados para lavar el enjarre delante de las lechadas pueden ocasionar cambios radicales en la formación.

c) Durante la Terminación:

Los sólidos que llevan los fluidos de terminación pueden taponar las perforaciones de los disparos, la formación alrededor del disparo puede ser comprimida y compactada, reduciendo la permeabilidad en el tunel de los disparos.

Al bajar la tubería de producción con el empacador se produce un efecto similar al originado al bajar la tubería de revestimiento. Al incrementarse la presión diferencial contra la formación, se pudieran originar pérdidas de circulación y los sólidos del fluido taponarían las fracturas cercanas a la pared del pozo.

Si el fluido contiene iones no compatibles con las arcillas de la formación, el resultado puede ser serio. Y durante la iniciación de la producción la precipitación de óxidos y carbonatos, grasa para roscas y todo material sucio que acarrea el fluido al ser circulado para limpiar el pozo, puede originar el taponamiento de los poros.

d) Durante la Estimulación:

El fracturamiento de la formación con ácido puede encoger el enjarre del lodo entre la pared del pozo y el cemento, produciendo ca-

nalizaciones. La acidificación de areniscas con Hcl, podría dejar precipitados insolubles en la formación.

Las operaciones de fracturamiento hidráulico a veces no son - - efectivas, debido al taponamiento de las fracturas con sólidos finos contenidos en el mismo fluido fracturante.

e) Durante las Operaciones de Limpieza de Parafina o Asfalto:

Normalmente se usan solventes para este fin, si estos solventes son circulados de tal forma que entren en contacto con la zona productora, se puede alterar las condiciones de mojabilidad de la roca matriz en forma negativa.

Si se utiliza un fluido caliente durante esta operación, la formación y las perforaciones se taponarán a menos que el asfalto o parafina raspados sean desplazados de la pared del pozo, antes de que la cera se enfríe.

f) Durante la Reparación de Pozos:

Esencialmente el daño causado durante estas intervenciones es - similar al ocasionado durante la terminación del pozo. Cuando se - controla o circula el pozo, si el fluido es incompatible con la formación y sus fluidos, podría causar bloqueamiento por agua, por emulsión, humectación de la roca o cambiar en la estructura de las arcillas.

g) Durante la Fase de Producción:

En esta etapa, muchas veces se necesita usar productos químicos para inhibir la corrosión, evitar la depositación de sales o parafinas, si se les permite entrar en contacto con la zona productora ocasionan alguna reducción a la permeabilidad de la roca.

Si el yacimiento está depresionado, será mucho más susceptible de ser dañado con sólidos o parafina. La depositación de asfalto - causará humectación y como resultado se pueden formar emulsiones alrededor de la pared del pozo.

Los empaques de grava pueden ser taponados por sólidos o arcillas que emigran de la formación.

h) Durante la Inyección de Gas o Agua:

Cuando el agua no es tratada adecuadamente antes de ser inyectada al pozo y por el uso inadecuado de los filtros utilizados, se puede causar gran daño a la formación. En adición a esto, el acarreo de surfactantes de los tanques superficiales podrían humectar la roca productora.

El gas, generalmente alcanza flujo turbulento en las instalaciones antes de llegar a la pared del pozo, esto ocasiona un efecto de barrido de partículas sólidas como son: Grasa para roscas, escamas de corrosión, fragmentos de carbonato y otros sólidos. Desafortunadamente los inhibidores de corrosión al ser inyectados con el gas hacia la formación, reducen su inyectividad, por lo que se debe limpiar bien el equipo antes de iniciar la inyección.

4.- MINIMIZACION DEL DAÑO:

Cuando el daño no puede ser corregido completamente, debe prevenirse para minimizarlo. La observación de métodos preventivos es importante, ya que permitirá incrementar el ritmo de producción y la recuperación final del yacimiento.

Para minimizar el daño se deben estudiar sus causas en las operaciones de perforación, terminación y reparación de pozos. Así como selección

cionar los fluidos más apropiados para evitarlo; muchas veces un yacimiento puede ser inapropiadamente evaluado si el daño encubre un verdadero potencial productivo. Aunque actualmente existen métodos para una buena evaluación, el daño a un yacimiento nuevo puede conducir a una serie de operaciones que encadenadas pueden desvalorar su potencial económico.

Los fluidos de perforación causan daño por tres mecanismos básicos, el primer mecanismo es debido a la acción de alteración de las arcillas del yacimiento; la segunda forma se origina por cambios físico-químicos en zonas de invasión de filtrado, al cambiar la mojabilidad de la roca se reduce la permeabilidad relativa al aceite. Además los surfactantes contenidos en el filtrado pueden originar la formación de emulsiones muy viscosos, que bloquean el flujo.

El tercer mecanismo es el bloqueo físico de los conductos porosos por partículas sólidas.

Entre algunas de las formas para prevenir el daño es reduciendo el filtrado del fluido a la formación, en parte esto se logró con partículas finas hidratables como la bentonita, lignosulfonatos y algunos polímeros; pero estos métodos en muchos casos agravan más los problemas de daño. El ajuste apropiado de los iones en el filtrado, el control del PH y la adición de surfactantes para controlar la mojabilidad y romper las emulsiones, ha dado mejores resultados. Sin embargo, se tiene el problema del bloqueo por sólidos, el cual no ha sido resuelto, pero sí reducido con el uso de polímeros que ayudan a aumentar la viscosidad y reducen el filtrado.

Es recomendable no usar lodos a base agua en zonas que contienen arcillas defloculantes, aún cuando la adición de sales con cationes fuertes, como el NaCl_2 ó KCl pueden disminuir este efecto. Para este

caso, los fluidos de emulsión inversa son recomendables para evitar la alteración de las arcillas. Como el filtrado de estos fluidos, es sólo aceite, su invasión a la formación se puede restringir a niveles muy bajos de tal forma que sólo producirá cambios de mojabilidad en la vecindad del pozo.

El taponamiento por sólidos es inevitable, pero puede ser reducido usando fluidos con bajo filtrado, que permiten la formación de enjarre rápido; sin embargo si los sólidos son de material densificante no se podrá corregir el daño posteriormente, pero con una presión diferencial adecuada se puede mantener en rangos muy bajos.

En los fluidos de terminación y reparación de pozos se debe tener especial cuidado, puesto que estos son expuestos directamente contra la formación en operaciones que tienen que ver única y exclusivamente con la producción del pozo.

Estos fluidos se emplean para iniciar la producción, desde operaciones de disparos, "matar pozo", limpieza, desalojo de arena, colocación de empaques de grava y control de presiones.

C A P I T U L O I I

CARACTERISTICAS APROPIADAS EN UN FLUIDO DE TERMINACION Y REPARACION DE POZOS

Las propiedades requeridas del fluido varían dependiendo de la operación a realizar, pero la posibilidad de dañar la formación deberá ser un punto muy importante a considerar al programar un fluido.

Al programar un fluido, es necesario tomar en cuenta una serie de características apropiadas en éste que nos ayuden a prevenir el posible daño a la formación.

1.- DENSIDAD DEL FLUIDO:

Para que el daño no sea grave por pérdida de fluido, la densidad de éste no debe ser mayor que la necesaria para controlar la presión del yacimiento. Con precauciones razonables una presión hidrostática de 7 a 15 Kg/cm². sobre la presión estática de formación debe ser lo adecuado.

Las presiones balanceadas en las intervenciones son lo ideal desde el punto de vista de daño a la formación.

Uno de los factores que más interviene en el cambio de densidad, es la temperatura. A medida que el fluido va alcanzando mayor profundidad en el pozo, el incremento de la temperatura hace que se reduzca su densidad, esto hace necesario el uso de materiales o partículas sólidas para incrementar la densidad de tal forma que se pueda alcanzar una presión hidrostática ligeramente mayor que la presión del yacimiento.

Algunos carbonatos se pueden utilizar para el incremento de densidad del fluido, sin causar daño a la formación, ya que son fácilmente removibles con ácido clorhídrico.

Para que el fluido tenga características adecuadas para mantener en suspensión los sólidos agregados para aumentar la densidad, será necesario agregar un polímero. La tendencia al asentamiento deberá comprobarse antes de introducir el fluido al pozo.

Procedimiento para calcular el peso de los materiales necesarios para lograr la densidad requerida, sean las siguientes fórmulas:

$$\rho_f = \frac{W_s + W_m}{V_s + V_m} \dots \dots \dots (1)$$

$$W_s = \rho_s V_s \dots \dots \dots (2)$$

$$V_m = \frac{W_m}{\rho_m} \dots \dots \dots (3)$$

Sustituyendo (2) y (3) en (1):

$$\rho_f = \frac{\rho_s V_s + W_m}{V_s + \frac{W_m}{\rho_m}} ;$$

despejando W_m , se tiene:

$$\therefore W_m(1 - \rho_f/\rho_m) = V_s (\rho_f - \rho_s)$$

$$W_m = \frac{V_s (\rho_f - \rho_s)}{(1 - \rho_f/\rho_m)}$$

$$W_m = \frac{V_s (\rho_f - \rho_s)}{(1 - \rho_f/\rho_m)} \dots \dots \dots (4)$$

Donde:

- W_m = Peso del material requerido (Kg.)
- ρ_m = Densidad del material (Kg/m³.)
- ρ_f = Densidad del fluido deseado (Kg/m³.)
- ρ_s = Densidad de la salmuera (Kg/m³.)
- V_s = Volumen de la salmuera disponible (m³.)
- V_m = Volumen del material (m³.)
- W_s = Peso de la salmuera disponible (Kg.)

T A B L A - I

AJUSTE A LA VARIACION DE LA DENSIDAD DE UN FLUIDO POR EFECTOS DE LA TEMPERATURA	
<u>DENSIDAD @ c.s.</u>	<u>PERDIDA EN LA DENSIDAD POR CADA 100°F DEL Δt</u>
1.020	0.042
1.080	0.035
1.201	0.031
1.321	0.028
1.441	0.024
1.561	0.019
1.681	0.016
1.801	0.014

T A B L A - I I

CARACTERISTICAS DE ALGUNOS MA" INCREMENTAR LA DEF"
<p style="text-align: center;"><u>M A T E R I A L</u></p> Carbonato de Cal Carbonato de Fierr Carbonato de Bario Oxido Férrico

Problema:

Se dispone de 10 m^3 . de salmuera cál.
 gr/cc. en las presas, se desea incrementar .
 agregando carbonato de calcio.

- a) ¿Cuál es la cantidad de material necesario pa.
 dad?.
- b) ¿Cuál es el volumen final del fluido después de ag

Solución:

a) $\rho_s = 1.20 \text{ gr/cc.} \rightarrow 1\ 200 \text{ Kg/m}^3$.

$V_s = 10 \text{ m}^3$.

$\rho_m = 2.7 \text{ gr/cc.} \rightarrow 2\ 700 \text{ Kg/m}^3$. ----- 1 A II

$\rho_f = 1.25 \text{ gr/cc.} \rightarrow 1\ 250 \text{ Kg/m}^3$.

$T = 168^\circ\text{F}$

$\rho_s \text{ corregida} = 1.20 - 0.031 = 1.169 \text{ gr/cc.} \rightarrow 1\ 169 \text{ Kg/m}^3$.

Sustituyendo en la ecuación (4):

$$W_m = \frac{10 (1240 - 1169)}{(1 - 1250/2700)}$$

$$W_m = \frac{810}{0.537} = 1508.38 \text{ Kg.} \quad \therefore W_m = 1508.38 \text{ Kg.}$$

$$b) \quad \Delta V = \frac{W_m}{\rho_m} \rightarrow \Delta V = \frac{1508.38 \text{ Kg.}}{2700 \text{ Kg/m}^3} \quad (\text{m}^3)$$

$$\therefore \Delta V = 0.558 \text{ m}^3.$$

Entonces:

$$V_f = V_i + \Delta V = 10 + 0.558 = 10.558 \text{ m}^3.$$

2.- CONTROL DE FILTRADO:

La reducción en el filtrado del fluido a la formación al efectuar intervenciones de terminación o reparación de pozos, es uno de los objetivos primordiales a considerar para reducir el daño a la formación.

Cuando el fluido invade la zona productora y los componentes de éste no son compatibles con los fluidos del yacimiento, se puede causar bloqueo; por formación de emulsiones, por humectación de la roca o por cambios en la estructura de las arcillas; ocasionando con ello una reducción en la producción del pozo.

Dos factores deben ser considerados para evaluar el posible daño a la formación por filtración; primero las características del filtrado y segundo, el volumen de fluido penetrado en la zona productora.

Las características del filtrado deben considerarse en función de la minimización de la alteración en la estructura de las arcillas, esto es; evitar el hinchamiento y/o dispersión, los cambios de humectabili-

dad de la roca matriz y la formación de emulsiones.

El volumen debe ser considerado para prevenir las posibles cantidades excesivas de fluido, que pudieran entrar a la formación.

Un balance apropiado de los iones en el filtrado, un buen control del PH y el uso de surfactantes adecuados para controlar la mojabilidad y romper las emulsiones, permiten obtener buenos resultados en el control de filtrado.

Los aditivos empleados como surfactantes deben ser fácilmente removibles al producir el pozo.

3.- PERDIDA DE FLUIDO:

La pérdida de volúmenes excesiva de fluidos deben prevenirse mediante la formación de enjarres apropiados. Un enjarre en la cara de la formación mediante la selección del tamaño apropiado de partículas solubles en ácidos, es una solución adecuada para controlar la pérdida de fluido. Cuando las limitaciones lo permitan pueden utilizarse partículas de resinas solubles en aceite del tamaño coloidal adecuado para obtener un sello efectivo a la formación.

Los aditivos para aumentar la viscosidad y densidad del fluido, no deben de emplearse sin la adición de partículas para un enjarre apropiado para evitar el movimiento de partículas coloidales dentro de la formación.

Las partículas de enjarre deben de reunir las siguientes características:

- a) Formar rápidamente una película de baja permeabilidad en la cara del pozo, para evitar la entrada de gran cantidad de fluido al yacimiento.

b) Ser fácilmente removibles por degradación o contraflujo mediante operaciones de estimulación o lavado de pozo, o bien al inducirse el pozo a producción.

4.- CONTENIDO DE SOLIDOS:

El fluido debe estar libre de sólidos para evitar el taponamiento de los conductos de flujo de la roca productora, sean estos naturales o aquellos hechos por disparos o por fracturas inducidas.

En caso de no poderse eliminar los sólidos por completo, se intentará que estos sean mínimos. Si están presentes deberán comprender del rango de 1 a 2 micrones, ya que estos tienen la tendencia a formar enjare en el medio poroso y disminuir rápidamente el filtrado. Por lo general no penetran más allá de dos a tres pulgadas en la cara del pozo y pueden ser desalojados a contraflujo al ponerse a producción el pozo.

Con el uso de sólidos capaces de ser removidos y eliminados por métodos convencionales, como son la calcita (CaCO_2) y siderita (FeCO_3), es posible prevenir o minimizar el daño, colocando un enjarre adecuado, para un mejor control en el filtrado. Además que estos materiales son fácilmente degradables en ácido clorhídrico.

Otros sólidos que son fácilmente removidos de la formación, son las sales en sus diferentes tamaños y composiciones (cloruro de sodio, cloruro de calcio, cloruro de potasio, etc.). Estas sales son fácilmente disueltas y removidos al circular el pozo con agua natural.

5.- VISCOSIDAD CONTROLABLE:

Otra propiedad importante en los fluidos de terminación y reparación de pozos, es la viscosidad:

En ocasiones se hace necesario acarrear sólidos relativamente grandes del fondo a la superficie del pozo, ya sean estos agregados a propósito para incrementar la densidad del fluido o como producto del trabajo de las herramientas utilizadas en la operación, por lo que el fluido deberá tener las características apropiadas de viscosidad para suspender - estos sólidos.

Para fines prácticos tan sólo se considera el efecto entre partículas sólidas, para evaluar la viscosidad plástica y depende de la concentración, forma y tamaño de estos sólidos.

El punto de cedencia se relaciona con su capacidad de suspensión - cuando el fluido está en reposo.

Existen diversos aditivos para incrementar la viscosidad y por lo - tanto la capacidad de acarreo y suspensión de los fluidos, entre ellos - se tienen los polímeros naturales o sintéticos.

Los polímeros naturales proporcionan tanto incremento de viscosidad como control en la pérdida del filtrado, sin embargo debido al daño que ocasiona a la formación su uso tiende a disminuir.

Los polímeros sintéticos poseen características deseables en un - - buen fluido de control, buena capacidad de acarreo, buen control de filtrado, son fácilmente separados en las presas superficiales y además son totalmente degradables en ácido clorhídrico.

Por medio de tratamientos químicos apropiados se reduce la fuerza - de atracción entre partículas, logrando con esto que disminuya el punto de cedencia.

Existen dos tipos de fuerza de gelatinosidad, progresiva y frágil.- Una gelatinosidad progresiva es la que comienza baja y aumenta en forma constante al transcurrir el tiempo, este tipo de gelatinosidad es firme y requiere aumento de presión en la bomba para romper la circulación, - tal gelatinosidad ocurre a menudo cuando hay una alta concentración de - sólidos en el fluido.

La gelatinosidad frágil puede comenzar con una alta gelatinosidad - inicial y aumentar muy poco con el tiempo, es muy fácil romper la circulación con una menor presión de bombeo.

Existen diversos aditivos que se utilizan para incrementar la visco- sidad y por lo tanto la capacidad de acarreo y suspensión de sólidos. - Para un fluido plástico de Bingham, su viscosidad plástica se relaciona con la resistencia al flujo entre sus partículas, así como con la visco- sidad de su fase fluida. Su punto de cedencia se relaciona con su capa- cidad de suspensión cuando el fluido está en reposo.

Los aditivos para aumentar la viscosidad no deben de usarse sin la adición de partículas de "puenteo" apropiado, para evitar el movimiento de partículas coloidales dentro de la formación.

Las partículas mayores de 0.5 del tamaño del poro deberán "puentear- se" a la entrada de dicho poro. Entre los polímeros que se utilizan para incrementar la viscosidad, se tienen polímeros naturales y sintéticos, - teniendo prioridad en su uso los sintéticos por el mínimo daño que oca- sionan a la formación, así como su fácil remoción con ácido clorhídrico.

6.- COMPATIBILIDAD CON LA ROCA Y FLUIDOS DEL YACIMIENTO:

Es de importancia que los fluidos utilizados en operaciones de ter- minación y reparación de pozos, sean seleccionados tomando en cuenta su compatibilidad con los minerales de la roca productora, así como con los

fluidos que la saturan.

Una buena selección evitará problemas de daño a la formación causado por: Mojabilidad de la roca, formación de emulsiones y cambios en la estructura de las arcillas.

Como se indicó, la fuente principal que origina el daño a la formación es el filtrado de lodo, el cual puede transportar diferentes tipos de sales, productos químicos, materiales sólidos densificantes, etc. que al ponerse en contacto con los fluidos del yacimiento y con la roca productora reaccionan de manera negativa.

Los fluidos del yacimiento son alterados cuando la invasión del filtrado contiene agentes tensoactivos, estos al cambiar la tensión superficial de los fluidos en el yacimiento originan una alteración en la mojabilidad o humectación de la roca por aceite, dando como resultado la disminución en la permeabilidad relativa al aceite.

Los constituyentes inorgánicos de la roca se consideran normalmente mojados por agua. La mojabilidad de las areniscas es más fácil de alterar que la de las calizas.

La humectación por aceite se puede corregir por medio del uso de - surfactantes adecuados, previamente analizados en base a pruebas de laboratorio.

Cuando se mezclan los fluidos del yacimiento con el filtrado invasor, se forman emulsiones entre ambos fluidos, alterando con ello la viscosidad de la mezcla.

Se ha comprobado que la emulsión de agua en aceite es más viscosa - que la de aceite en agua.

Los surfactantes en unión con sólidos finos tienen la tendencia a - estabilizar las emulsiones, así como también la mojabilidad de la roca y las partículas transportadas en el filtrado, propician la estabilidad y continuidad de la emulsión.

El agua del filtrado al ponerse en contacto con los minerales arcillosos de la formación, alteran su estabilidad debido a la hidratación - de los cationes y a la distribución de las cargas negativas, al ponerse en contacto entre las superficies planas de los cristales arcillosos, - sirve como lubricante ayudando al hinchamiento de las arcillas.

Las arcillas encontradas en la roca productora presentan equilibrio con el agua de la formación, y su estado generalmente es floculado.

El electrólito presente y su concentración en el sistema agua-arcilla es esencial para las características de floculación o defloculación del cristal arcillosos, en adición a esto, la capacidad de intercambio iónico así como el PH determinado por la variación y concentración del material alcalino, influyen en las características mencionadas.

Debido a esto, las arcillas fácilmente reaccionan (floculan o defloculan) cuando se altera su estado de equilibrio con el agua de la formación, provocando modificaciones negativas en la permeabilidad del yacimiento.

7.- EFFECTO CORROSIVO:

Se entiende a la corrosión como la acción destructiva que tiene lugar en un metal o una aleación por acción química o electroquímica. De hecho la acción corrosiva es la tendencia de los metales a volver a sus formas originales de minerales o compuestos, llegando así a un estado - que es más estable bajo condiciones dadas.

Los problemas de corrosión, cuando no se previenen adecuadamente ocasionan graves daños a las tuberías de revestimiento y aparejo de producción. La T.R. podría corroerse de tal forma que permitiese la entrada de fluidos extraños, o bien la comunicación de hidrocarburos a otras formaciones.

En adición a esto, la precipitación de polisulfuros productos de la corrosión pueden ser arrastrados hacia la formación productora y dañarla.

Aunque generalmente los fluidos de terminación contienen rangos amplios de corrosión, el uso de inhibidores adecuados, extractores de oxígeno y biocidas da como resultado una disminución considerable de estos rangos.

Algunas salmueras como la que se prepara en base a cloruro de zinc, son altamente corrosivas debido a su PH ácido, no pudiendo modificarse a rango alcalino con sosa o cal debido a la formación de hidróxido de zinc insoluble.

Existe gran variedad de inhibidores de corrosión que al mismo tiempo controlan la acción de las bacterias aeróbicas y anaeróbicas, incluyendo las sulfato-reductoras que están presentes en fluidos de agua dulce como en salmueras.

8.- CONSIDERACIONES ECONOMICAS:

Aunque el costo inicial de los productos utilizados en la preparación de fluidos de control es relativamente alto, el precio pagado se justifica, debido a que el fluido resultante posee las características apropiadas para minimizar el daño a la formación y esto redundará en una mejor producción de hidrocarburos, mayor recuperación total y más larga vida productiva del pozo.

Actualmente se está poniendo mucho interés en emplear fluidos adecuados a las características requeridas por el pozo y tipo de intervención, aunque esto signifique elevar inicialmente los costos de operación.

La experiencia demuestra que a consecuencia de no evitar en lo mímo el daño a la formación, origina pérdida de millones de barriles de petróleo y miles de millones de pies cúbicos de gas en el mundo, susceptibles de ser recuperados si se controlan bien los mecanismos de daño.

SISTEMA DE FLUIDOS BASE AGUA

Existen dos clasificaciones básicas para identificar un fluido de terminación o reparación de pozos, éstas son: Los que contienen sólidos y los que están libres de sólidos; cada uno tiene sus ventajas y desventajas, dependiendo de las características requeridas de densidad, viscosidad, control de filtrado, inhibición de arcillas, temperatura, etc., así como su disponibilidad y costo.

1.- FLUIDOS LIBRES DE SOLIDOS:

Este tipo de fluidos se componen principalmente de agua dulce y de variadas sales para aumentar la densidad, la que se ajusta por la simple adición de agua o sal.

La viscosidad y control de filtrado se pueden obtener con la adición de polímeros naturales o sintéticos que imparten viscosidad y control de filtrado en la mayoría de los fluidos hechos a base agua; algunos de estos, poseen cualidades inhibidoras de arcilla debido a su capacidad encapsulante que minimiza la hidratación de arcillas y lutitas; otros se combinan con lignosulfonatos para proporcionar buena capacidad de acarreo y baja gelatinosidad y son totalmente degradables en ácido.

Los polímeros naturales (almidón, goma guar, etc.) están cayendo en desuso debido al daño que ocasionan a la formación, con la reducción a la permeabilidad y la remoción de partículas finas indeseables.

Otro tipo de sistemas libres de sólidos incluyen: El diesel, el aceite crudo y las emulsiones, que por sus características propias son los que menos daño causan a la formación, debido a que son compatibles

con la roca productora y los fluidos del yacimiento. Son excelentes en la inhibición de arcillas.

La gran disponibilidad para su uso los hace recomendables cuando no se requieren densidades altas.

Hay dos grandes ventajas al usar un fluido libre de sólidos:

- 1ra. La hidratación de las arcillas en la formación es mínima o evitada por la alta concentración de iones de sal, eliminando la posibilidad de causar gran daño a la formación.
- 2da. La ausencia de sólidos en el fluido evita cualquier asentamiento sobre el empacador; y el taponamiento a la formación cuando se ha dejado por cierto tiempo con tubería franca, antes de realizar la terminación del pozo.

Las desventajas de estos fluidos son: La limitación en el rango de densidades, costo de los materiales para prepararlo, punto de congelamiento al variar la profundidad y problemas en el rango de corrosión.

a) Agua de la Formación:

Uno de los fluidos más recomendables para el control del pozo, es sin duda el agua obtenida de la formación durante el proceso de producción, ofrece grandes ventajas sobre otros fluidos para evitar el daño al yacimiento por su compatibilidad con los fluidos de éste, así como con las propiedades de la roca productora.

Sin embargo cuando son requeridas densidades mayores de 1.20 gr/cc. se tendrá que utilizar partículas sólidas para aumentar su peso, esto lo hará ya no tan recomendable por la posibilidad de causar taponamiento o bloqueo a los canales de flujo, hasta el punto de restringir el movimiento de los fluidos al pozo.

Después de que el agua se toma del tanque deshidratador es conveniente filtrarla antes de introducirla al pozo, porque a menudo - contiene aditivos químicos, partículas finas de aceite, de parafina, asfalto o incrustaciones, que si no se separan pueden ocasionar un - daño apreciable a la formación.

Aún después de filtrada puede contener surfactantes adicionados para tratar el aceite (desemulsificantes catiónicos o inhibidores de corrosión), que pueden causar problemas de emulsión o mojabilidad de la roca.

b) Agua de Mar Filtrada:

En algunas áreas de producción del sistema petrolero, por la - gran disponibilidad para usar agua de mar filtrada para el control - de pozos, es recomendable su uso; sin embargo, dependiendo de su salinidad debe adicionarse cloruro de sodio o cloruro de potasio para prevenir la hidratación de arcillas.

Al igual que el agua de formación, su densidad es reducida alcanzando una máxima de 1.02 gr/cc. que la limita a operaciones en pozos de baja presión. Este fluido posee poca capacidad como inhibidor de arcillas. Si no se le agrega un buen inhibidor de corrosión, podría ser su agente potencial de corrosión en las instalaciones del pozo.

Otro problema que podría ocasionar este fluido, es por los diferentes materiales solubles que contiene, los cuales podrían reaccionar con los minerales y fluidos de la formación, ocasionando precipitación de sólidos que bloquearían los canales de flujo.

Es recomendable que antes de introducirse al pozo el fluido, éste sea analizado para comprobar su compatibilidad con los fluidos -

del yacimiento, su inhibición a las arcillas y prevenir la corrosión.

La adición de biocidas, inhibidores de corrosión y extractores de oxígeno, es una buena forma para prevenir y evitar el daño.

c) Agua con Cloruro de Sodio:

La salmuera más comunmente usada para el control de pozos, es la que utiliza cloruro de sodio (NaCl) y agua, con esta salmuera se alcanzan densidades de hasta 1.20 gr/cc. a 33°C. Sin embargo, una vez que el fluido se satura arriba de 1.16 gr/cc. con NaCl, la preparación para aumentar la densidad es difícil por la lenta disolución de la sal en la mezcla, causando precipitación de la misma en el fondo de las presas de mezclado.

La solubilidad del cloruro de sodio es de 357 Kg. por m³. de agua.

Salmueras aereadas de cloruro de sodio tienen un alto rango de corrosión, por lo que se deberá tomar precaución para desaerear el fluido, agregar un extractor de oxígeno y un buen inhibidor de corrosión.

Si se desea aumentar la viscosidad para darle un mayor poder de acarreo al fluido y así mantener el pozo más limpio de sólidos, se le agregará un polímero.

Si se requieren rangos de densidades del orden del 1.70 gr/cc., es costumbre mezclar dos polímeros; uno como viscosificante y agente de suspensión y el otro para el control de filtrado y temperatura. Este incremento en la densidad se logra con la mezcla de salmuera sódica y salmuera cálcica, aunque no es recomendable porque se corre el riesgo de precipitación del NaCl en las presas o en la formación.

El NaCl puede mezclarse en la localización o premezclarse y llevarse a la misma. Para la mezcla en el campo, se limpian presas y líneas lo máximo posible, se agrega la cantidad de agua necesaria a la presa y se agita con las pistolas de fondo, se agrega la sal a una razón tal que permita que rápidamente entre en solución, para evitar la precipitación.

Por la facilidad de conseguir el cloruro de sodio, su capacidad de inhibir arcillas y el costo accesible de sus componentes, es el fluido utilizado con mayor frecuencia en los campos petroleros.

d) Agua con Cloruro de Calcio:

. Este fluido preparado básicamente con cloruro de calcio (CaCl_2) mezclado con agua, alcanza fácilmente densidades del orden de 1.40 gr/cc.

Debido a la dilatación por aumento de temperatura, se tendrá que la densidad de la salmuera disminuye. Esto es, si se precisa un fluido de 1.32 gr/cc a una temperatura en el pozo de 82.2°C , bajará la densidad en 0.03 gr/cc, esto hará necesario que se determine la densidad requerida, considerando el efecto por temperatura.

En regiones frías o tiempos invernales, se podría tener problemas de operación con este fluido por su punto de congelamiento que es de 6.7°C .

Los rangos de corrosión son ligeramente superiores que para salmuera sódica, haciendo necesario agregarle un buen inhibidor de corrosión y extractores de oxígeno para ayudar a disminuir estos rangos.

El CaCl_2 seco está disponible en dos grados de pureza; el de 94 a 97% y el de 77 a 80%, para un mejor manejo y economía se recomienda en grado 77 a 80%.

Si se requiere trabajar con densidades mayores de 1.40 gr/cc. a partir de salmuera cálcica, se utilizan polímeros viscosificantes y - como agentes de suspensión; otra para control de filtrado y temperatura, y en adición a esto, carbonato de calcio fino malla 325 como densificante (se logran densidades del rango 1.40 a 1.80 gr/cc.).

Precauciones:

El cloruro de calcio sólido al ser agregado al agua para formar salmuera produce una reacción exotérmica, por lo que el personal que prepara este fluido debe utilizar gafas y guantes, la salpicadura en el cuerpo de la persona puede producir quemaduras.

e) Agua con Cloruro de Zinc ($Zn\ cl_2$):

En intervenciones donde los pozos presentan de medianas a altas presiones de fondo, puede emplearse para su control salmueras preparadas a base de cloruro de zinc con agua, con este fluido se logran rangos de densidad de 1.00 a 1.92 gr/cc., posee capacidad para inhibir arcillas, es manejable a temperaturas medias, pero su rango de corrosión es alto por su PH ácido.

El PH no puede alcanzar un valor alcalino con sosa cáustica o cal por la formación de hidróxido de zinc insoluble.

Es recomendable que este fluido no sea usado como un fluido empacador, por los problemas de corrosión que causaría a las tuberías al dejarse por cierto tiempo en el pozo.

Otra desventaja de esta salmuera es la presencia de zinc, varios moluscos han demostrado que tienen el metal zinc bioconcentrado en sus organismos haciéndolos dañinos o tóxicos a otros animales incluyendo al hombre. Esto hace que el uso de cloruro de zinc costa fuera sea muy costoso dado las precauciones especiales, necesarias para pro

teger el ambiente. Al trabajar con esta salmuera deben tomarse precauciones extensas para proteger a las personas que la manejan, severas quemaduras pueden causar el cloruro de zinc al contacto con la piel u ojos de la persona afectada. Ropa contaminada debe quitarse inmediatamente y la piel afectada lavarse con agua y fosfato trisódico.

f) Agua con Cloruro de Potasio:

Las salmueras de cloruro de potasio (Kcl) son fluidos de reparación, excelentes para formaciones altamente sensitivas al agua donde no se requieren densidades mayores de 1.16 gr/cc..

Los regímenes de corrosión son razonablemente bajos y pueden ser reducidos aún más manteniendo el PH del sistema entre 7 y 10 y usando un inhibidor de corrosión.

g) Agua con Bromuro de Zinc:

Cuando las necesidades en el control del pozo requiere densidades mayores de 2 gr/cc., en el fluido a utilizar, y las condiciones de seguridad y manejo del mismo son excelentes, podemos utilizar salmuera preparada con agua y bromuro de zinc ($Zn Br_2$) que proporciona un margen bastante amplio en densidades (de 1.0 a 2.3 gr/cc.), es buen inhibidor de arcillas y se puede trabajar a temperaturas medias.

Es extremadamente tóxico este fluido, extremas precauciones deben de considerarse al prepararlo y manejarlo para evitar el daño a las personas que lo manejan, y al medio ambiente donde se emplea. Al contacto con la piel causa quemaduras y cuando penetra a los ojos, se corre el riesgo de perder la vista.

Los fabricantes que surten este fluido recomiendan:

- Que no sea almacenado en tanques de acero sin protección.
- Que no sea oxigenado, ya que sustancialmente aumentarán los problemas de corrosión.
- Que no haga contacto con la piel y los ojos.
- Que se evite que entre a cualquier fuente de agua o presas.
- Que se use siempre aislado de otros fluidos.
- Que no se use a menos de 20 millas de donde se encuentran los bancos de ostiones o camarones, por la toxicidad del zinc.

h) Bromuro de Calcio con Salmuera de Cloruro de Calcio:

Este fluido ofrece un rango amplio de densidades de 1.00 a 1.81 gr/cc., aunque si fuera necesario se alcanzarían densidades de 2.06 gr/cc. pero el punto de congelamiento a este peso es de 51.7°C, es muy inhibitorio a las arcillas de la formación y con un aditivo para reducir la corrosión se logran muy bajos rangos de la misma.

La salmuera es compatible con gran variedad de producto utilizados para el control de filtrado y viscosidad, si al mezclarse presenta problemas de espuma deberá agregarse un buen antiespumante.

Un problema que se presenta al manejar la salmuera, es su punto de congelamiento, esto limita su uso en áreas y épocas del año en que sea posible su utilización.

Un segundo problema es la disminución de la densidad al aumentar la temperatura. Esto hace necesario calcular la densidad efectiva a la temperatura del pozo.

2.- FLUIDOS CONTENIENDO SOLIDOS.

Los fluidos que contienen sólidos son aquellos a los que se agregan diferentes tipos de partículas sólidas para variar la viscosidad, control de filtrado y requerimientos de densidad.

El tipo de sólidos para estos requerimientos identifican al fluido como si fuera un buen fluidos de terminación y reparación de pozos. Diferentes tipos de carbonato como la calcita (Ca Co^3) y la siderita (Fe - Co^3) pueden ser usados para aumentar la densidad del fluido y proveer a la roca matriz un efectivo control de filtrado.

Estos sólidos pueden ser disueltos al acidificarlos adecuadamente, removiendo cualquier enjarre o sólidos individuales que podrían taponar los canales de flujo a la formación.

Otro tipo de sólidos que pueden ser removidos de la formación, es la sal de diferentes tamaños; como el cloruro de sodio, que después de haber efectuado las operaciones de control, se bombea agua natural a través de la formación para disolver la sal que se hubiera quedado atrapado.

Las desventajas de estos fluidos incluyen la necesidad de operaciones de limpieza y problemas de asentamiento, que podrían taponar herramientas en el fondo del pozo, lo que implicaría un trabajo costoso como remedio.

Las propiedades reológicas de los fluidos que contienen sólidos son muy importantes. Grandes cantidades de carbonatos tienen que ser usadas para el aumento de densidad, por lo tanto, la reología tiene que ser adecuada para suspender estos sólidos. Estos fluidos también se adelgazan bajo altas temperaturas, por lo que las reologías tienen que ser revisadas a 66°C así como a temperatura ambiente para estar seguros de mantener las viscosidades adecuadas.

a) Salmueras con Resinas Solubles en Aceite para "Puenteo":

Es recomendable este fluido cuando se desea obtener un buen enjarre en la cara del pozo para evitar la entrada de fluido a la formación. Preparado a base de una salmuera cualquiera y resinas solubles en aceite, ofrece un rango de densidad de 1.20 a 1.39 gr/cc. - por lo que puede emplearse en pozos de mediana presión.

Por la capacidad de las resinas al solubilizarse con el aceite del yacimiento cuando se ponen en contacto, se logra una buena inhibición de las arcillas, así como buena permeabilidad de la roca al formarse el enjarre en la vecindad del pozo.

Las desventajas que presenta este fluido son sus limitaciones - por temperaturas, podemos trabajar a temperaturas bajas y medias sin tener problemas de congelamiento o disminución en la densidad; otra desventaja es su costo, debido al precio de las resinas el uso de este fluido debe limitarse a pozos que requieran de las características de puenteo necesarias.

b) Salmueras Saturadas con Sales para Control de Enjarre y Densidad:

Estos fluidos ofrecen un rango de densidades de 1.20 a 1.68 gr/cc. y es recomendable cuando se requiere un buen enjarre en la pared del pozo para evitar la invasión de filtrado.

Partiendo de cualquier salmuera (preparada a base de NaCl, - - ZnCl₂, etc.), agregando sales de variados tamaños (NaCl, ZnCl₂, etc.) se logra un fluido que presenta buena capacidad inhibidora de arcillas, en aquellas formaciones donde existen problemas de hidratación.

Como no reacciona con las arcillas este fluido es muy estable y los enjarres son suaves y de fácil remoción con agua natural.

Entre los problemas que presentan estos fluidos están; grandes problemas de asentamiento por la gran cantidad de sales que precipitan, altos rangos de corrosión y limitaciones en su peso.

Para disolver la sal asentada en el fondo, se hace necesario - efectuar una operación de limpieza circulando intensamente con agua natural.

c) Salmueras Saturadas con Materiales Densificantes Solubles en Acido:

Estos fluidos pueden ser densificados hasta 1.80 gr/cc. con carbonatos (Ca Co₃, Fe Co₃, etc.) sin alterar mucho su estabilidad, se ha probado ser esencialmente no dañino a la formación, los enjarres por él originados, proporcionan un buen control de filtrado y son fácilmente removidos con soluciones al 15% de ácido clorhídrico.

Poseen buena capacidad para inhibir arcillas y aunque por la - adición de materiales sólidos estos fluidos tienden a precipitarse, - generalmente no representan problema para la remoción o limpieza de estos.

Salmueras de cloruro de sodio y calcio, pueden densificarse satisfactoriamente hasta aproximadamente 1.62 gr/cc. con carbonato, - sin que esto ocasione precipitaciones fuertes.

Otros problemas que se presentan con estos fluidos son; dificul tad para el control de viscosidad por el contenido de sólidos, limitaciones en su peso y problemas severos de espuma al iniciar su preparación.

COMPOSICION DE UN BARRIL DE SALMUERA CON CLORUROS DE SODIO Y CALCIO

D E N S I D A D		A G U A (Bls.)	N a c l (Lbs.)	C a c l (Lbs.)	PUNTO DE CONGELAMIENTO of
Lbs/Gal.	Gr/cc.				
10.1	1.21	0.877	88	29	- 4
10.2	1.22	0.875	70	52	- 10
10.3	1.24	0.875	54	72	- 15
10.4	1.25	0.876	41	89	- 21
10.5	1.26	0.871	32	104	- 26
10.6	1.26	0.868	25	115	- 32
10.7	1.28	0.866	10	125	- 38
10.8	1.30	0.864	16	135	- 42
10.9	1.31	0.862	13	144	- 24
11.0	1.32	0.859	10	151	- 12
11.1	1.33	0.864	8	159	0

PROPIEDADES FISICAS DE LAS SOLUCIONES DE CLORURO DE SODIO (NaCl)

DATOS A 60°F

% NaCl POR PESO	GRAVEDAD ESPECIFICA	DENSIDAD Gr/cc.	Mg/l* DE NaCl	PUNTO DE CONGELAMIENTO °F	COLUMNA HIDROSTATICA psi/100 pies
1.0	1.007	1.00	10.070	31.0	43.68
2.0	1.014	1.01	20.280	30.0	43.99
3.0	1.021	1.02	30.630	28.9	44.30
4.0	1.029	1.03	41.160	27.8	44.67
5.0	1.036	1.04	51.800	26.7	44.98
6.0	1.043	1.04	62.580	25.5	45.24
7.0	1.051	1.05	73.570	24.2	45.60
8.0	1.059	1.06	84.720	22.9	45.97
9.0	1.067	1.07	96.030	21.6	46.28
10.0	1.074	1.07	107.400	20.2	46.59
11.0	1.082	1.08	119.020	18.8	46.96
12.0	1.089	1.09	130.680	17.3	47.27
13.0	1.097	1.10	142.610	15.7	47.58
14.0	1.104	1.10	154.560	14.1	47.89
15.0	1.112	1.11	166.800	12.4	48.26
16.0	1.119	1.12	179.040	10.6	48.57
17.0	1.127	1.13	191.590	8.7	48.93
18.0	1.135	1.13	204.300	6.7	49.24
19.0	1.143	1.14	217.170	4.6	49.61
20.0	1.151	1.15	230.200	2.4	49.97
21.0	1.159	1.16	243.390	0.0	50.28
22.0	1.168	1.17	256.960	- 2.5	50.70
23.0	1.176	1.17	270.480	- 5.2	51.01
24.0	1.184	1.18	284.160	1.4	51.38
25.0	1.193	1.19	298.250	13.3	51.79
26.0	1.201	1.20	312.260	29.9	52.10

* Mg/l.- Pueden ser convertidos a PPM (partes por millón), dividiéndolo - por gravedad específica y multiplicando por 10 000.

PROPIEDADES DE LAS SOLUCIONES DE CLORURO DE CALCIO
(CaCl₂)

D E N S I D A D		(LIBRAS DE CaCl ₂ (94% Mínimo) POR BARRIL SOLUCION "A")	BARRILES DE AGUA DULCE POR BARRIL SOLUCION "B"
Lbs/Gal.	Gr/cc.		
9.0	1.08	34.9	0.977
9.1	1.09	40.6	0.973
9.2	1.10	46.4	0.969
9.3	1.11	52.1	0.965
9.4	1.12	57.8	0.961
9.5	1.14	63.8	0.956
9.6	1.15	69.8	0.952
9.7	1.16	75.6	0.947
9.8	1.17	81.4	0.943
9.9	1.18	87.5	0.937
10.0	1.20	93.6	0.932
10.1	1.21	99.6	0.927
10.2	1.22	105.5	0.923
10.3	1.23	111.8	0.917
10.4	1.24	118.0	0.912
10.5	1.26	123.9	0.906
10.6	1.27	129.7	0.901
10.7	1.28	135.0	0.896
10.8	1.29	140.2	0.892
10.9	1.30	147.7	0.886
11.0	1.32	155.2	0.880
11.1	1.33	161.2	0.873
11.2	1.34	167.1	0.866
11.3	1.35	173.7	0.859
11.4	1.36	180.3	0.853
11.5	1.38	186.3	0.847

Para determinar la cantidad de CaCl_2 (94% mínimo) requerida para incrementar el peso del agua, se usa:

$$P = V \times A$$

Donde:

- P = Peso requerido de la CaCl_2 (Lbs.)
- V = Volumen final deseado (Bls.)
- A = Lbs. de CaCl_2 por barril de solución.
(Ver Tabla anterior).

PROBLEMAS :

Ejemplo 1:

¿Cuál será la cantidad de cloruro de sodio, si se desea obtener un volumen de 300 Bls. con una concentración de 1.20 Gr/cc.. Y cuál el volumen de - - agua dulce requerido?

Solución:

- a) $V = 300$ Bls.
 $A = 93.6$ Lbs/Bl. (Tabla anterior).
 $P = V \times A \rightarrow P = 300 \times 93.6 = 28\ 080$

$$\therefore P = 28\ 080 \text{ Lbs. de } \text{CaCl}_2 \text{ requeridas.}$$

- b) $U = V \times B$
 $V = 300$ Bls.
 $B = 0.932$ (Tabla anterior).
 $\therefore U = 300 \times 0.932 = 279.6$

$$U = 279.6 \text{ Bls.}$$

Ejemplo 2:

Se tienen 40 m³. de una salmuera de cloruro de potasio con una densidad de 1.10 gr/cc. y se dispone de 5 000 Kg. de material para incrementar la densidad. ¿Cuál será la densidad alcanzada después de haber hecho la solución?

Solución:

$$\rho_f = \frac{W_s + W_m}{V_s + V_m}$$

Pero:

$$W_s = \rho_s V_s$$

$$V_m = \frac{W_m}{\rho_m}$$

Entonces:

$$\rho_f = \frac{\rho_s V_s + W_m}{V_s + \frac{W_m}{\rho_m}}$$

Datos:

$$\rho_s = 1.10 \text{ gr/cc.} = 1\ 100 \text{ Kg/m}^3.$$

$$V_s = 40 \text{ m}^3.$$

$$W_m = 5\ 000 \text{ Kg.}$$

$$\rho_m = 2.162 \text{ gr/cc} = 2\ 162 \text{ Kg/m}^3.$$

La densidad del

$$\text{Kcl} = 2.162 \text{ gr/cc.}$$

$$\therefore f = \frac{1100 \times 40 + 5000}{40 + \frac{5000}{2162}} = 1158 \text{ Kg/m} . \quad \hat{=} 1.16 \text{ Gr/cc.}$$

Ejemplo 3:

¿Cuál será la cantidad en Kg. de CaCl_2 necesario para alcanzar una densidad de 1.18 Gr/cc. Si en las presas se cuenta con 50 m^3 . de una salmuera cálcica de 1.14 Gr/cc y cuál es el volumen final?.

Solución:

a) Fórmula:

$$W_m = \frac{V_s (\rho_f - \rho_s)}{(1 - \rho_f / \rho_m)}$$

$$\rho \text{ CaCl}_2 \text{ al } 38\% = 1.40 \text{ Gr/cc.}$$

Datos:

$$V_s = 50 \text{ m}^3.$$

$$\rho_f = 1.18 \text{ gr/cc} = 1180 \text{ Kg/m}^3.$$

$$\rho_s = 1.14 \text{ gr/cc} = 1140 \text{ Kg/m}^3.$$

$$\rho_m = 1.40 \text{ gr/cc} = 1400 \text{ Kg/m}^3.$$

Corrigiendo la densidad por efectos de temperatura.

$$\rho_s = 1.14 - 0.031 = 1.11 \text{ gr/cc} \quad \rho_s = 1110 \text{ Kg/m}^3.$$

Sustituyendo valores:

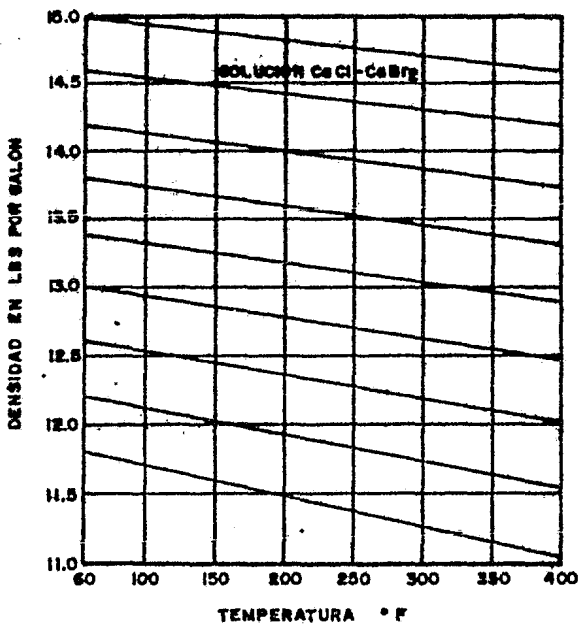
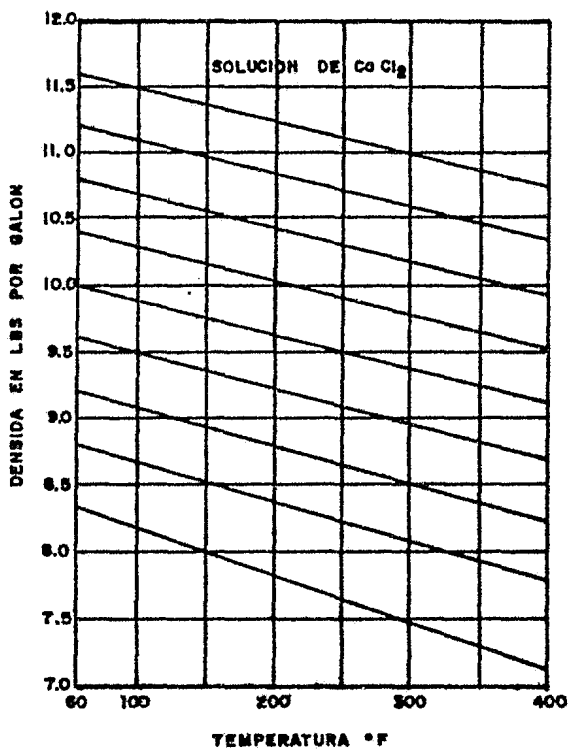
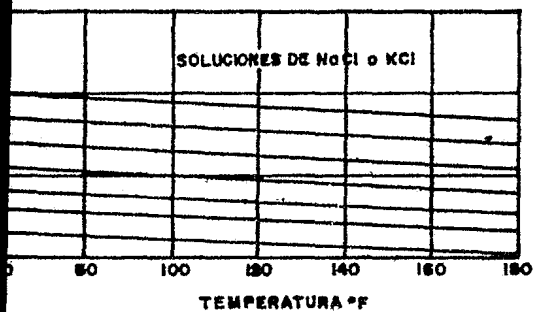
$$W_m = \frac{50 (1180 - 1110)}{(1 - \frac{1180}{1400})} = 22293 \text{ Kg.}$$

b)

$$\Delta V = \frac{W_m}{\rho_m} = \frac{22293}{1400} = 15.92 \text{ m}^3.$$

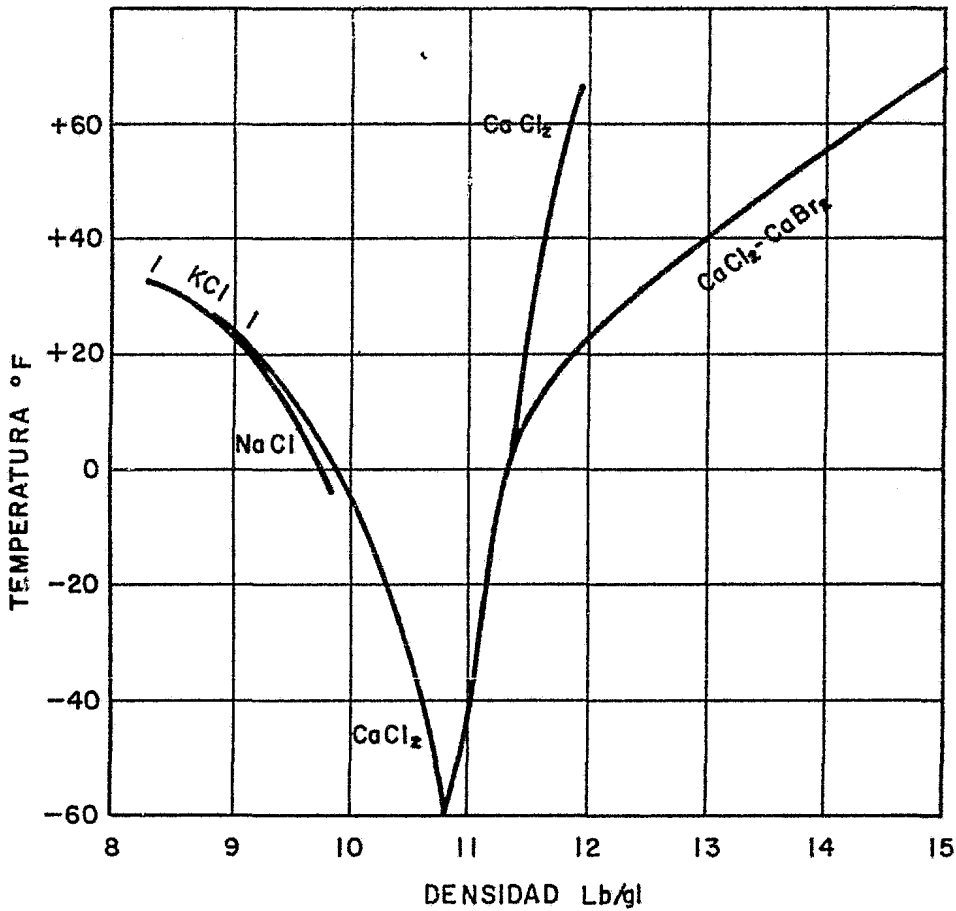
$$\therefore V_f = V_i + \Delta V = 50 + 15.92 = 65.92 \text{ m}^3.$$

CAMBIOS EN LA DENSIDAD DE SALMUERAS AL VARIAR LA TEMPERATURA

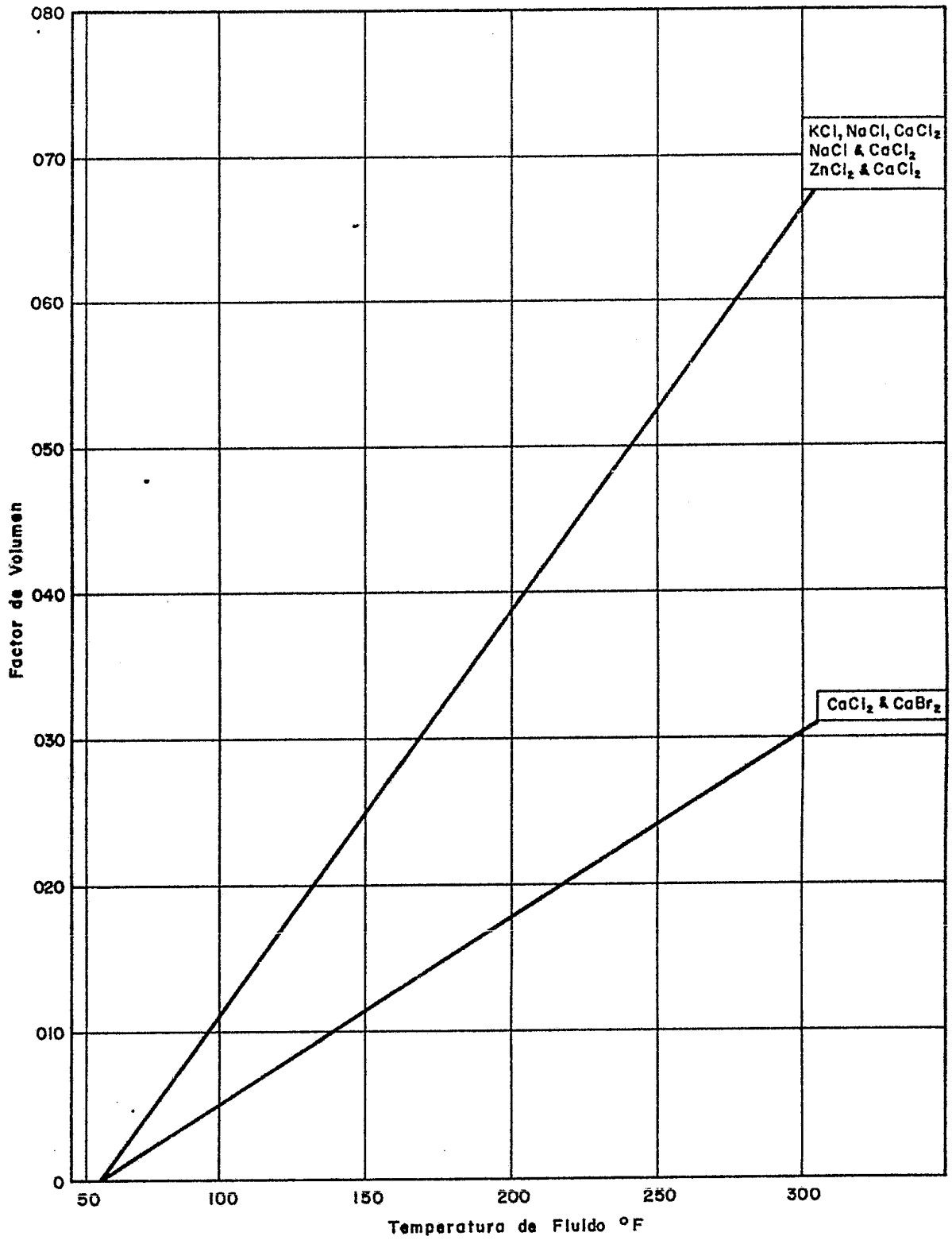


TEMPERATURA LIMITE DE TRABAJO EN SOLUCIONES DE CaCl_2

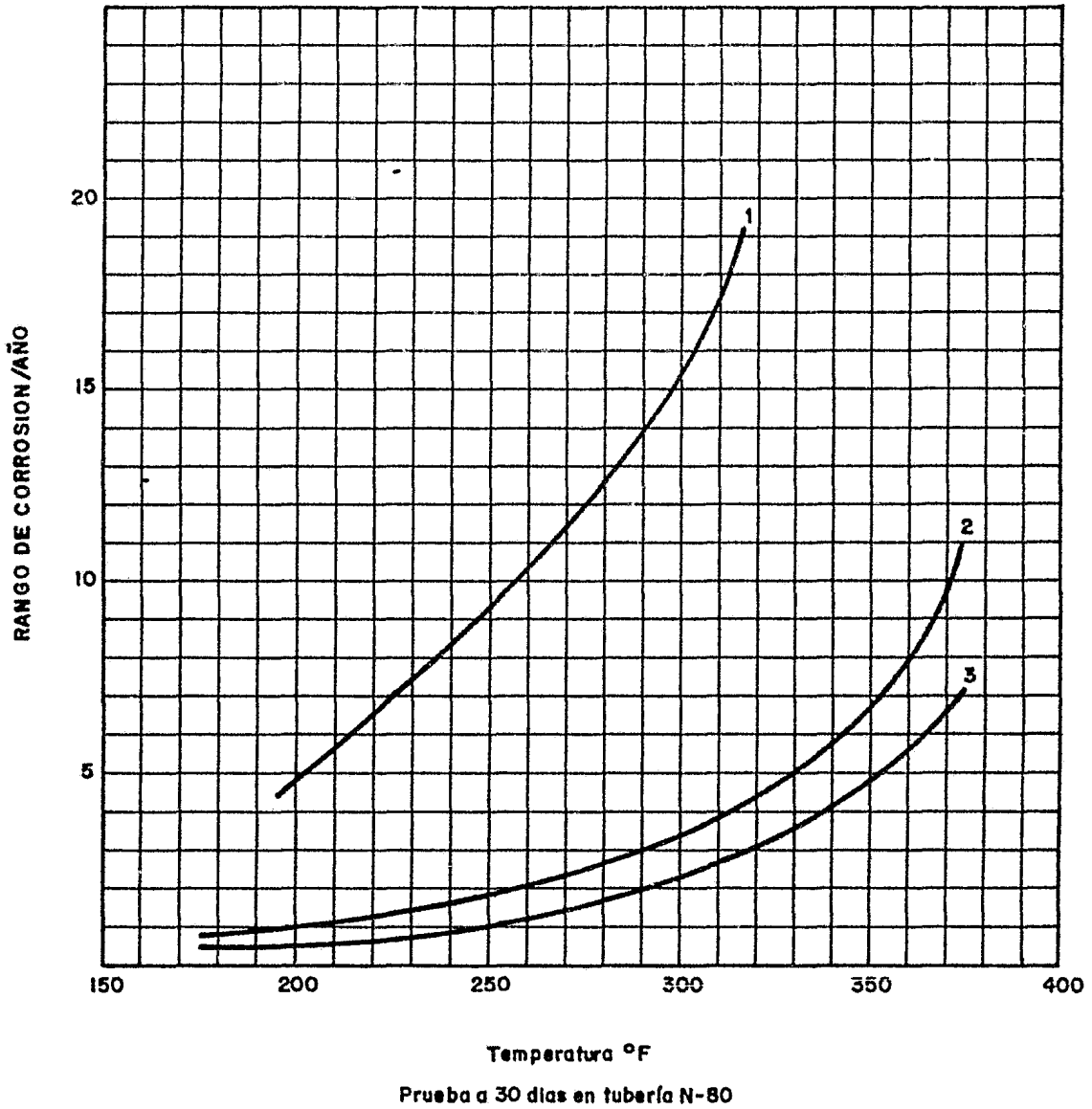
LOS PUNTOS DE CONGELAMIENTO DE VARIAS SOLUCIONES SALINAS CONCENTRADAS, MUESTRAN LA TEMPERATURA LIMITE DE TRABAJO. SOLUCIONES DE CaCl_2 SE BENEFICIAN AGREGANDO CaBr_2 .



CAMBIO DE FACTOR DE VOLUMEN VS TEMPERATURA DE FLUIDO.



RANGO DE CORROSION DE SALMUERA PESADA

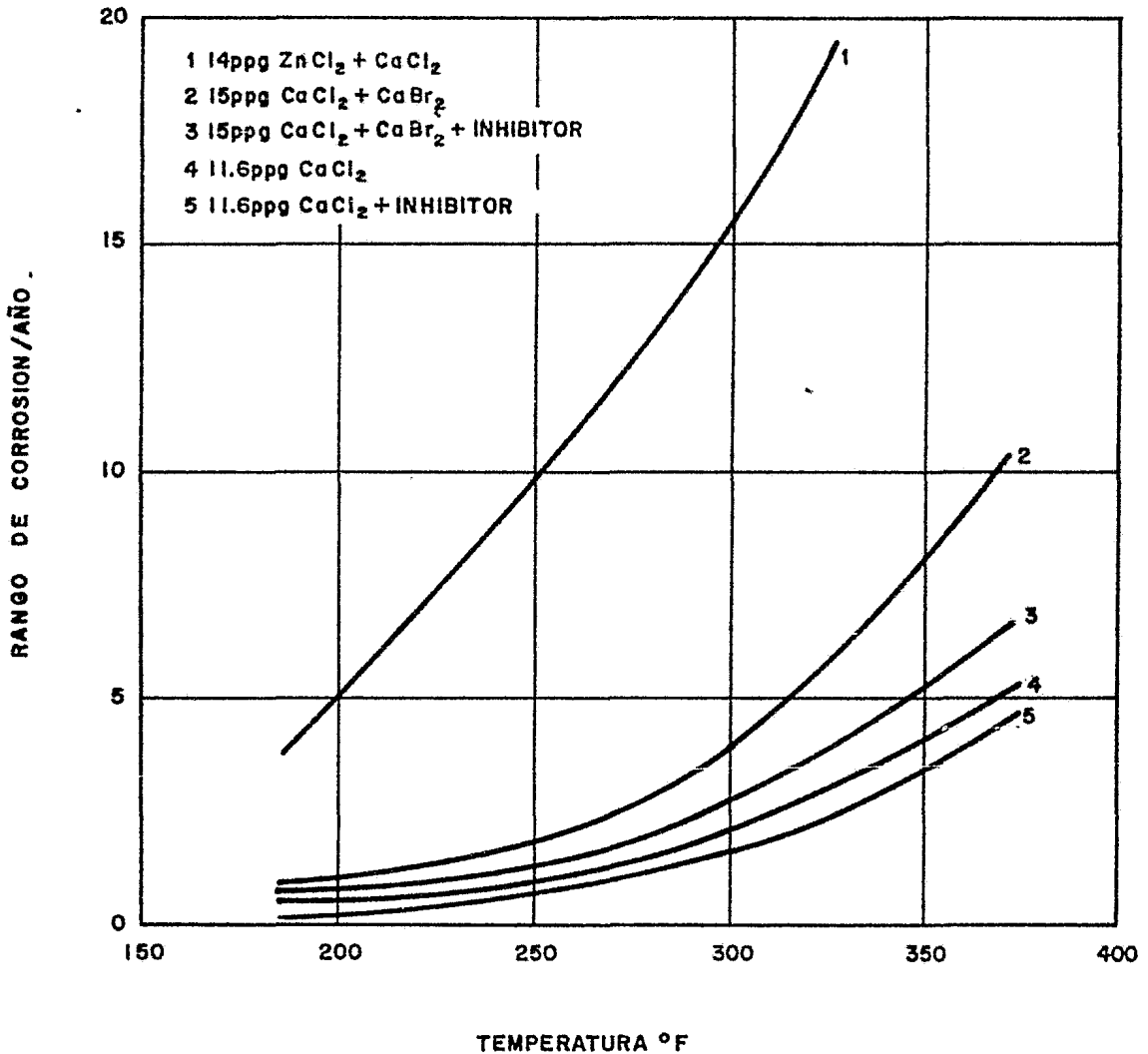


1 14ppg. $ZnCl_2 = CaCl_2$

2 15ppg $CaBr_2 + CaCl_2$ (Producido en Ruta C)

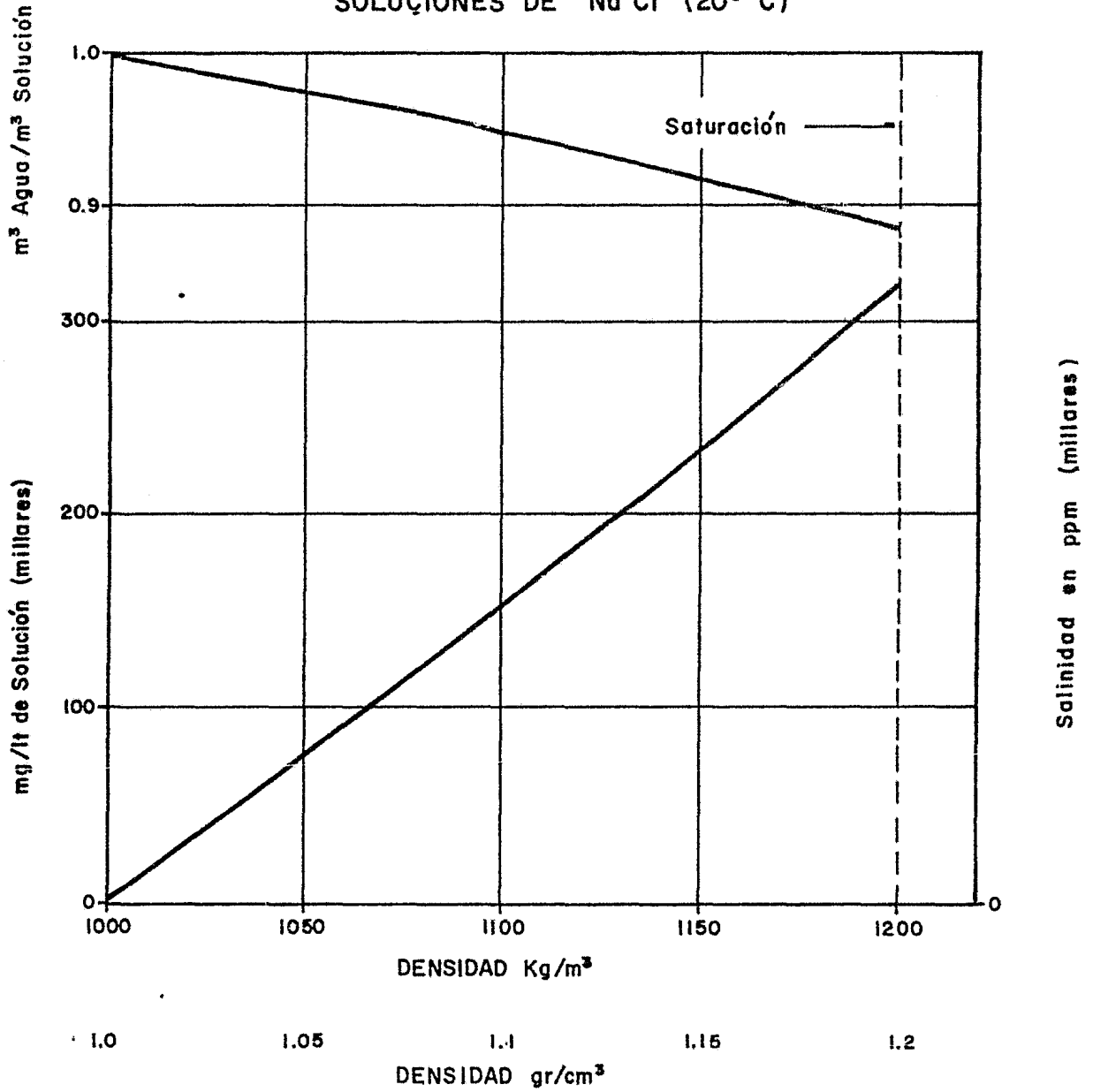
3 15ppg $CaBr_2 + CaCl_2 + INHIBIDOR$

RANGO DE CORROSION A CORTO TERMINO DE UNA
SALMUERA PESADA

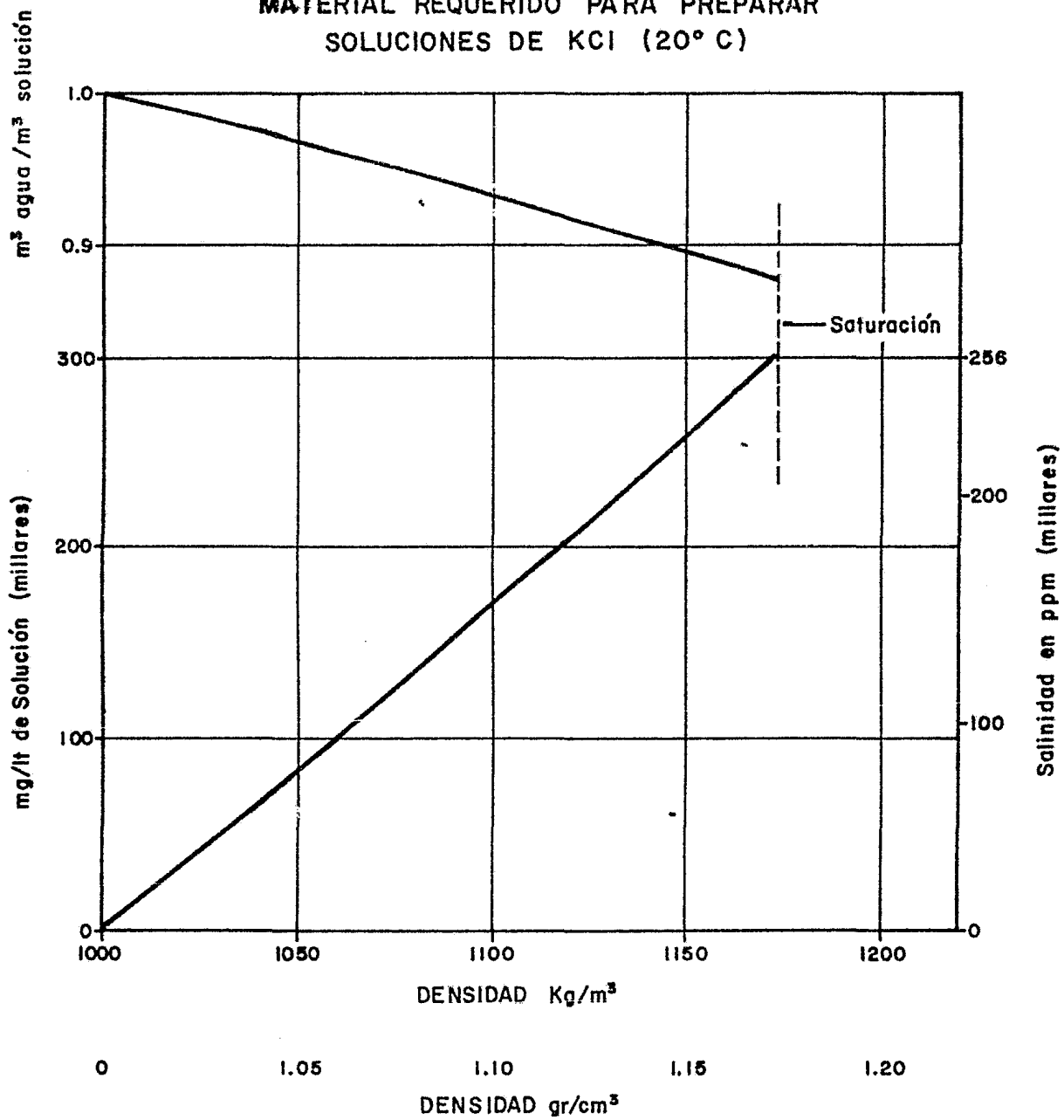


BASADA EN PRUEBA DE LABORATORIO A 30 DIAS EN
CUPONES DE ACERO N-80

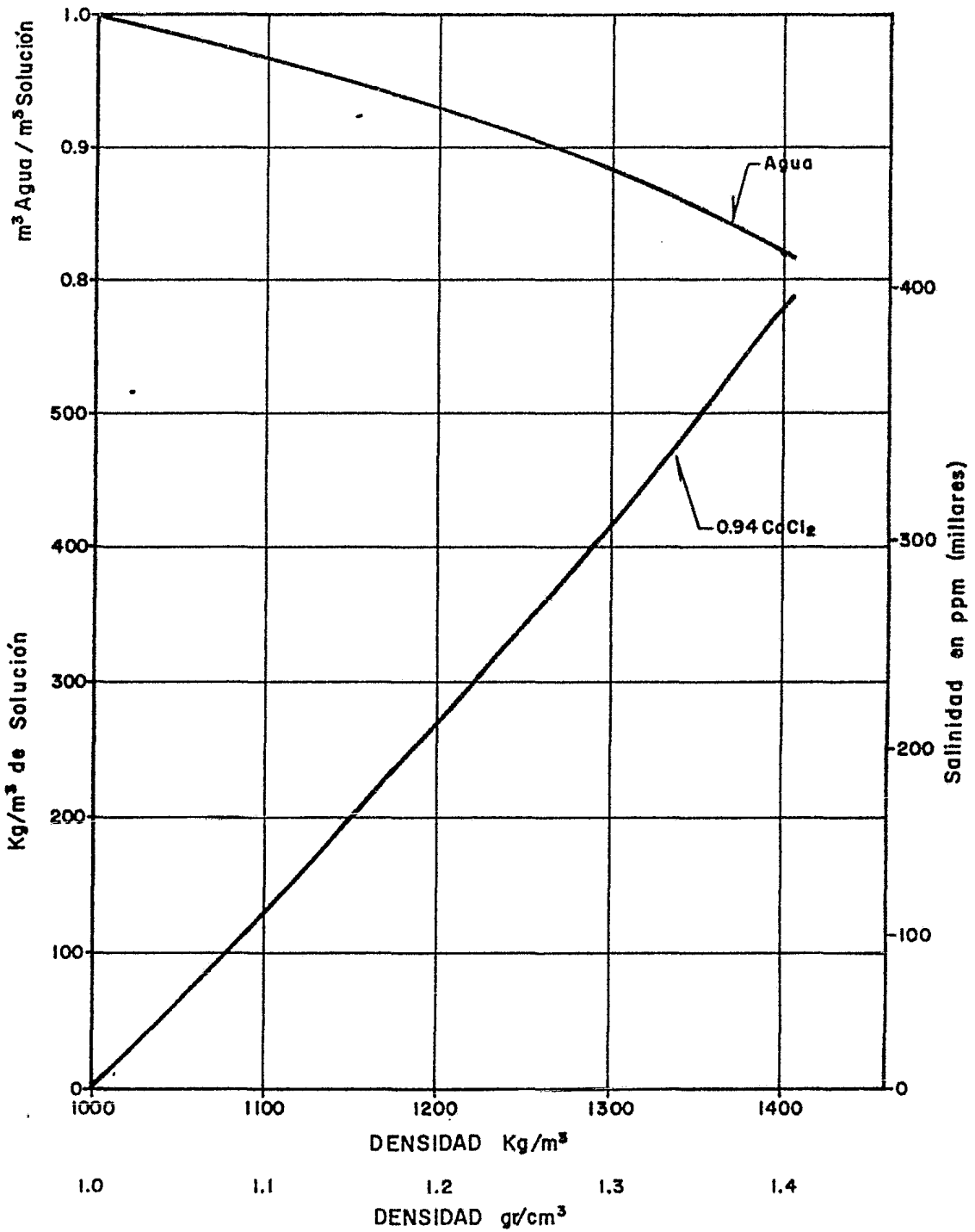
MATERIAL REQUERIDO PARA PREPARAR
SOLUCIONES DE NaCl (20° C)



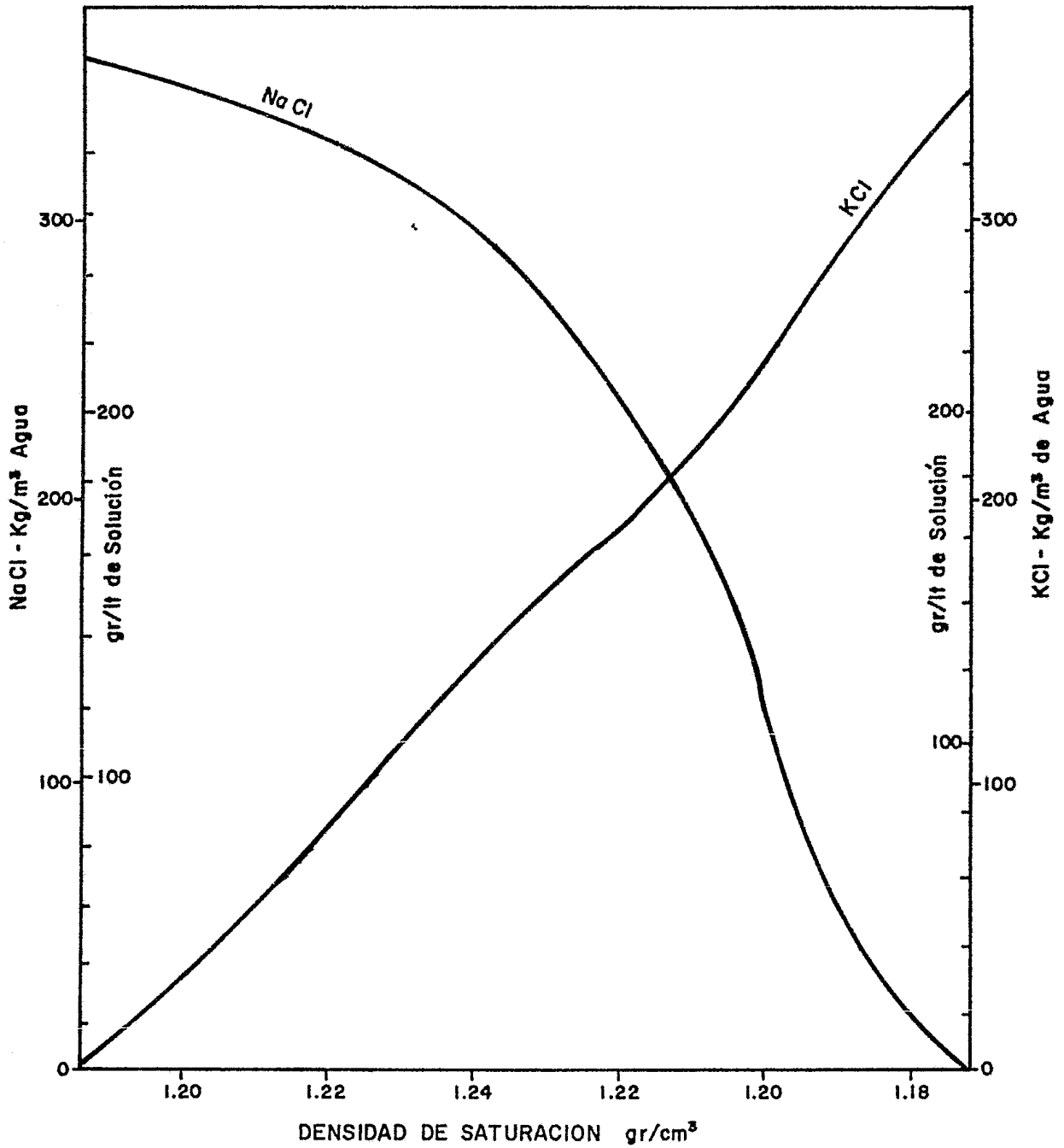
MATERIAL REQUERIDO PARA PREPARAR
SOLUCIONES DE KCl (20° C)



MATERIAL REQUERIDO PARA PREPARAR
SOLUCIONES DE CaCl_2 (15° C)



SOLUBILIDAD DE SOLUCIONES MIXTAS Na Cl - KCl
(20°C)



C A P I T U L O I V

SISTEMA DE FLUIDOS BASE ACEITE

La idea de que el fluido base aceite es un mejor fluido de control, - que el de base agua, ha sido aceptada por mucho tiempo por los ingenieros - de fluidos. Hacia el final de la década de los treinta, se dirigió la - - atención al desarrollo de fluidos especiales para efectuar, los disparos y pruebas de producción en la terminación de pozos, que evitarán en lo posi-- ble el daño a la formación.

Como el aceite no es perjudicial a las zonas productoras y no tiene - efecto sobre las arcillas o materiales solubles, no causa daño, esto condu- jo al uso de fluidos base aceite para operaciones específicas en la termina- ción de pozos, cuando las condiciones de control lo permiten.

Debido a la limitación en sus propiedades tixotrópicas, los aceites -- tienen un rango muy corto de aplicación, pues no pueden usarse materiales - para darle mayor densidad, quedando reducida su aplicación tan sólo a pozos de muy baja presión.

A causa de su inflamabilidad se hace necesario adoptar medidas extre-- mas de precaución, para evitar el peligro de incendio que presentan estos - fluidos en su manejo.

En busca siempre de un fluido adecuado, que permita reducir el riesgo de daño a la formación, en 1964 en el D.F.N.E. de Petróleos Mexicanos, se - utilizaron por primera vez en México fluidos de emulsión inversa.

Un fluido de emulsión inversa es el resultado de la mezcla de dos fa-- ses separadas (aceite y agua), mas un agente emulsificante que tiene la pro- piedad de cambiar la tensión de la interfase aceite - agua para mantener es- table la emulsión.

1.- DIESEL Y/O KEROSINA:

Por su disponibilidad el diesel y/o kerosina es un fluido adecuado cuando los requerimientos de densidad satisfacen las necesidades de operación. La pérdida por filtrado generalmente no daña la roca productora como es el caso de los fluidos base agua; que modifican la composición de las arcillas y/o cambian la saturación de los fluidos en el yacimiento.

Debido a la limitación de su peso (0.84 gr/cc.), su aplicación se limita a reacondicionamientos de aparejos de producción, donde la presión del pozo es muy baja. En el Distrito Poza Rica, este fluido generalmente se utiliza para inducir o poner a producción un pozo.

Por su afinidad con los fluidos del yacimiento, al mezclarse este fluido con los de la roca productora, no formará emulsión, disminuyendo el riesgo de daño por modificación a la permeabilidad relativa al aceite.

A causa de que sus componentes son muy volátiles, es indispensable que en su manejo se tomen las medidas necesarias para evitar que pueda inflamarse y provocar un incendio. Otra precaución que se hace necesaria, es el cuidado que se debe de poner para que no haya derrames en el lugar de depósito o área de trabajo, y evitar la contaminación del medio ambiente.

2.- CRUDOS:

Al igual que el diesel, los crudos pueden emplearse en operaciones de pozos de baja presión, ofrece un rango de densidad de 0.84 a 0.95 gr/cc. y una excelente capacidad para inhibir arcillas. Como su viscosidad se limita a los crudos disponibles, la velocidad de filtración es ligeramente alta y se tendrá pérdida de fluido, esto desde luego no representará problemas como en el caso de las salmueras, ya que al contacto

con la roca productora y los fluidos contenidos en ella, ni formará - - emulsiones, ni modificará las características de las arcillas.

Debido al alto costo de estos fluidos, es conveniente programar su uso en pozos que presenten problemas de hidratación de arcillas con el empleo de otro tipo de fluido, o en aquellas operaciones que por su carácter (disparos, fracturamientos, pruebas de inyectabilidad, etc.), se hace necesario para evitar el posible daño.

Es importante observar que el aceite (crudo) que se utilice, deberá filtrarse previamente y comprobar que no contenga asfaltenos o parafinas que pudieran taponar la formación, esto puede hacerse en el campo o en la Planta de fluidos, usando un equipo de pérdida de filtrado, para observar la cantidad de sólidos depositados en el filtro.

Los aceites son muy estables y los contaminantes ordinarios tales como: El cemento, anhídrita, carbonatos, cloruros y sulfatos no son solubles en aceite y por consiguiente no tienen ningún efecto. Estos - - fluidos no inducen la dispersión de los sólidos porque no mojan la roca productora, sin embargo se necesita una buena separación de los sólidos que se pudieran arrastrar al circular el pozo. Como en el empleo del - diesel, se deberán de considerar medidas suficientes para evitar la con taminación en el área de manejo y disminuir el riesgo de producir un in cendio, debido a que sus componentes son materiales volátiles e inflama bles.

3.- EMULSIONES :

Una emulsión se define como un sistema que contiene dos fases flui das, una de las cuales está dispersa en la otra en forma de pequeñas go titas.

Para producir una emulsión se necesita primero, dos líquidos inmiscibles como el aceite y el agua; segundo, un agente emulsificante llamado también "estabilizador"; y tercero, una buena agitación en las presas. Esto último por lo general se le pone poca atención, pero es evidente que se necesita bastante turbulencia para producir una buena emulsión.

El punto más importante en los fluidos emulsionados es el agente emulsificante, pues su función es doble: Primero, baja la tensión interfacial entre el aceite y el agua para romper el aceite en pequeñas gotitas y dispersarlo en la fase acuosa, y segundo, estabiliza las gotitas de aceite de tal manera que éstas no vuelvan a unirse aún a las altas presiones y temperaturas que existen en el fondo del pozo.

Se pueden distinguir dos tipos de emulsiones: Aceite en agua y agua en aceite, las primeras permiten la conducción de la corriente eléctrica y se pueden diluir en agua; las segundas no conducen la corriente eléctrica y se pueden diluir con aceites.

Emulsión Inversa:

En este tipo de fluidos, el agua en forma de gotas finamente dispersas están emulsionadas en el aceite formando la fase interna o discontinua, siendo el aceite la fase externa o continua.

Los fluidos de emulsión inversa se componen esencialmente de aceite, agua y un agente estabilizador. El aceite que se utilice para preparar la emulsión, puede ser crudo o refinado dentro del rango de densidades de 28 a 38° API, aunque pueden utilizarse aceites con densidades de 39 a 45° API, pero solamente para control de viscosidades. También pueden utilizarse aceites de menos de 28° API cuando se quiere aumentar la viscosidad sin cambiar el contenido de agua.

En la preparación de estos fluidos, el agua que se utiliza debe ser salada, pudiendo variar la concentración de sal desde el 4% en peso

hasta la saturación de 40 000 a 260 000 PPM, la finalidad de la sal es la de dar mayor estabilidad a la emulsión especialmente cuando se trabaja en pozos con alta temperatura de fondo y ayudar a resistir los efectos de los sólidos ajenos al fluido que pudieran incorporarse.

La composición de los agentes emulsificantes y estabilizadores, se sabe que son derivados de ácidos grasos y óxidos de calcio.

Las condiciones de un fluido de control de emulsión inversa, así como el tratamiento requerido para su mantenimiento, se determinan por medio de sus propiedades físicas solamente.

Existen algunas propiedades que normalmente se determinan en los fluidos base agua, como lo son PH, alcalinidad y propiedades químicas del filtrado, las cuales no son aplicables a las emulsiones inversas ya que la fase externa de éstas es aceite y sería difícil la obtención de estas propiedades y poco significativas.

Estos fluidos de control tienen algunas propiedades físicas que las caracterizan e identifican. Con un uso adecuado de los productos utilizados para su preparación, pueden ser trabajados dentro de un margen muy amplio de estas propiedades.

Densidad:

Este fluido puede trabajar perfectamente en un rango de densidad de 0.95 a 2.40 gr/cc. y para dar densidad pueden utilizarse cualquiera de los materiales comerciales para este propósito (barita, carbonato de calcio, siderita, etc.).

Cuando se use carbonato de calcio no deberá aumentarse la densidad a más de 1.80 gr/cc., debido a que la gran cantidad de sólidos que entrarían en el sistema darían como resultado un excesivo incremento en la viscosidad.

Viscosidad:

La viscosidad es un poco mayor que los fluidos base agua de la misma densidad, y puede y debe ser mantenida dentro del rango de 80 a 20 veces su densidad en gr/cc..

Filtrados:

El filtrado, que es una propiedad importante, según normas del API puede variar de 0.5 a 7.00 cc. pero siempre el filtrado será aceite. - Los enjarres son mínimos, suaves y de fácil remoción.

Relación Aceite-agua:

Esta relación puede variar de acuerdo con la densidad y viscosidad del fluido que se quiera en el rango de 60:40 a 80:20.

Propiedades Reológicas:

Las propiedades reológicas, especialmente la viscosidad plástica y punto de cedencia son mayores en este tipo de fluidos que en los de base agua; por ejemplo, un lodo sódico de 1.50 gr/cc. tendría una viscosidad plástica de 22 a 29 cps. y un punto de cedencia de 6.5 a 11 lb/100 pie², mientras que uno de emulsión inversa de la misma densidad tiene - de 37 a 44 cps. de viscosidad plástica y de 10 a 20 lbs/100 pies² de punto de cedencia.

Para preparar un fluido de control de emulsión inversa estable, es necesario tener una buena agitación en las presas, ya que la estabilidad depende grandemente del tamaño de las gotas de agua dispersas; mientras menor sea el tamaño de las gotas, mayor será la facilidad para suspenderlas y menor la tendencia a precipitarse. Por lo tanto, la agitación en las presas deberá hacerse con la presión máxima en las pistolas o chiflones.

PRECEDIMIENTO DE PREPARACION:

Con el propósito de obtener una buena emulsión, se recomienda que todos los componentes sean agregados, según la cantidad calculada y en el orden siguiente:

Fase Aceite:

Agregar a las presas el volumen de aceite calculado de acuerdo con la Tabla No. 1. Pueden usarse aceites refinados como diesel o kerosina o aceites crudos.

Emulsificantes:

Agregar al aceite la cantidad de emulsificante calculada agitando vigorosamente hasta homogenizar la solución. El emulsificante es soluble en aceite y la cantidad necesaria varía de acuerdo con el volumen final y densidad deseada. Se usa en proporción de 20 a 40 Lts/m³..

A g u a :

Agregar la cantidad de agua requerida, agitando vigorosamente hasta homogenizar bien la emulsión.

T A B L A 1

CANTIDADES SUGERIDAS DE REACTIVOS PARA PREPARAR 1 m³. DE FLUIDO DRILEX (Emulsión inversa)
RESISTENTE A 300°C Y 20 000 Lbs/pg².

D E N S I D A D		DIESEL (Lt)	DRIL-G 3% (Kg)	DRILEX (Lt)	DRILOX (Kg)	ELECTRO- LITO (Lt)	BARITA (Kg)	RELACION ACEITE/ AGUA
Gr/cc.	Lbs/Gal.							
1.00	8.3	-	-	-	-	-	-	-
1.25	10.5	464	14	30	30	402	361	55/45
1.50	12.5	459	14	30	30	327	720	60/40
1.70	14.2	452	14	35	30	268	986	65/35
1.90	15.8	447	14	35	30	209	1278	70/30
2.05	17.0	444	14	35	30	164	1502	75/25
2.20	18.3	441	14	35	30	120	1697	80/20

Para densidades menores de 1.00 Gr/cc. sin barita, puede prepararse el fluido con la relación aceite - agua que se desee, utilizando siempre una concentración mínima de 35 Lts. de Drilex por m³. de fluido.

El Dril-G puede agregarse en concentraciones mayores al 3%, según la calidad del diesel con que se cuente.

EMULSIONES

La forma de conocer la relación agua - aceite de una salmuera, es a través de la destilación de una muestra de emulsión en una retorta. Se toman valores del porcentaje de aceite y de agua, y se aplican las siguientes ecuaciones:

$$\text{Aceite} = \frac{100 L_o}{L_o + L_a} ; \quad \text{Agua} = \frac{100 L_a}{L_o + L_a}$$

Donde:

L_o = Lectura de aceite.

L_a = Lectura de agua.

Para calcular la cantidad de aceite requerido para incrementar la relación aceite - agua, se aplica la siguiente ecuación:

$$a_o = \frac{a}{a_f} - f_l$$

Donde:

a_o = % de aceite adicional necesario para incrementar la relación aceite - agua.

a = % de agua (de la retorta).

a_f = % de agua final deseada.

f_l = % de fase líquida (de la retorta).

Para calcular la cantidad de agua requerida para bajar la relación aceite - agua, se emplea la siguiente ecuación:

$$a_a = \frac{o}{o_f} - f_l$$

donde:

aa = % de agua adicional necesaria para bajar la relación agua - aceite.

o = % de aceite (de la retorta).

of = % de aceite final deseado.

fl = % de fase líquida (de la retorta).

Ejemplo 1:

Se tienen 20 m . de una emulsión inversa, al destilar una muestra de - la misma se obtiene:

Aceite = 35 %

Agua = 20 %

¿Cuál es la relación agua - aceite?

Solución:

$$\text{Aceite} = \frac{100 \times 35}{35 + 20} = \frac{3500}{55} = 63.6 \%$$

$$\text{Agua} = \frac{100 \times 20}{35 + 20} = \frac{2000}{55} = 36.3 \%$$

Ejemplo 2:

Se desea aumentar la relación agua - aceite a 65:35 de una emulsión cuyas lecturas en la retorta fueron:

Aceite 53 %

Agua 26 %

Fase líquida . 95 %

Solución:

Para el calculo todos los porcentajes deben de expresarse en decimales.

$$a_o = \frac{a}{af} - fl; \quad a_o = \frac{0.26}{0.35} - 0.95 = 0.207 \text{ m}^3.$$

de aceite necesario por cada m³. de emulsión en el sistema.

Ejemplo 3:

Se desea bajar la relación aceite - agua a 60 - 40 de una emulsión, cuyas lecturas en la retorta fueron:

Aceite 49 %
 agua 18 %
 fase líquida . 93 %

$$a_a = \frac{0.49}{0.60} - 0.93 = 0.114 \text{ m}^3. \text{ de agua necesaria por cada m}^3. \text{ de emulsión en el sistema.}$$

C A P I T U L O V

ESPUMAS ESTABLES

En algunos yacimientos por la magnitud de la presión de fondo, no es posible llevar a cabo operaciones con fluidos tales como salmueras o aceites por su densidad.

Con el objeto de intervenir a los pozos localizados en dichas áreas de presionadas se ha recurrido al empleo de espumas las que, por sus propiedades reológicas y su fácil aplicación, han resultado ser el fluido ideal de control.

Las espumas estables han sido empleadas con gran éxito en los Estados Unidos en trabajos de perforación, reparación y estimulación de pozos. En México dichos fluidos han tenido su aplicación en el área de reparación de pozos, empleándose como fluidos de circulación en operaciones de limpieza.

El Instituto Mexicano del Petróleo en un estudio de las características y propiedades de las espumas, preparó un programa de cómputo que permite predecir de una manera satisfactoria su comportamiento al fluir por tuberías verticales.

Actualmente, auxiliados por el programa de cómputo y con objeto de llevar a cabo operaciones más eficientes con las espumas, se cuenta con un conjunto de gráficas con las cuales es factible estimar la presión de inyección y los gastos de gas y líquidos requeridos para generar las presiones de fondo que se deseen. Estas gráficas se han venido utilizando en los trabajos efectuados en el Distrito Poza Rica de Petróleos Mexicanos y han sido de gran utilidad, tanto para el establecimiento de las técnicas de planeación, como para revelar a las espumas como el fluido ideal de circulación para pozos depresionados.

1.- CARACTERISTICAS DE LAS ESPUMAS:

Las espumas son mezclas compuestas de soluciones espumantes y gases. Cuando el gas se incorpora como fase dispersa en la solución espumante líquida, se forma la espuma.

La solución espumante se integra por un agente espumante y agua o salmuera. El gas puede ser aire, nitrógeno o gas natural; este último se emplea con mayor frecuencia debido a que en la mayoría de los campos petrolíferos se dispone de dicho gas. El nitrógeno se emplea para mayor seguridad en los trabajos de fracturamiento y el aire sólo cuando las espumas en los pozos se manejan a presiones menores de 24.5 Kg/cm². A presiones mayores se corre el riesgo de formar mezclas autoexplosivas con los fluidos de la formación.

La característica de las espumas dependen de su contenido de gas; la relación entre volúmenes de gas al de espuma se le conoce como "calidad" de la espuma y se expresa por la relación siguiente:

$$\text{"Calidad"} = \text{Volumen de gas/volumen de espuma.}$$

Las espumas aún son estables para una "Calidad" de 0.96; a valores mayores el exceso de gas rompe la espuma formando una niebla cuya fase continúa es gas.

Mediante pruebas de laboratorio se determinó que las espumas estables exhiben un comportamiento de fluido tipo plástico de Bingham, con una viscosidad plástica que varía de 1 a 14.7 cp. y puntos de cedencia de 0 a 2.5 Lbs/pie². Estas propiedades y la densidad varían con la "calidad" mencionada (Figuras 1 y 2). En estas figuras se observa que la viscosidad y punto de cedencia de la espuma aumentan con la "calidad" y alcanzan un valor máximo para 0.96. Contrariamente la densidad disminuye al incrementar la "calidad" de la espuma.

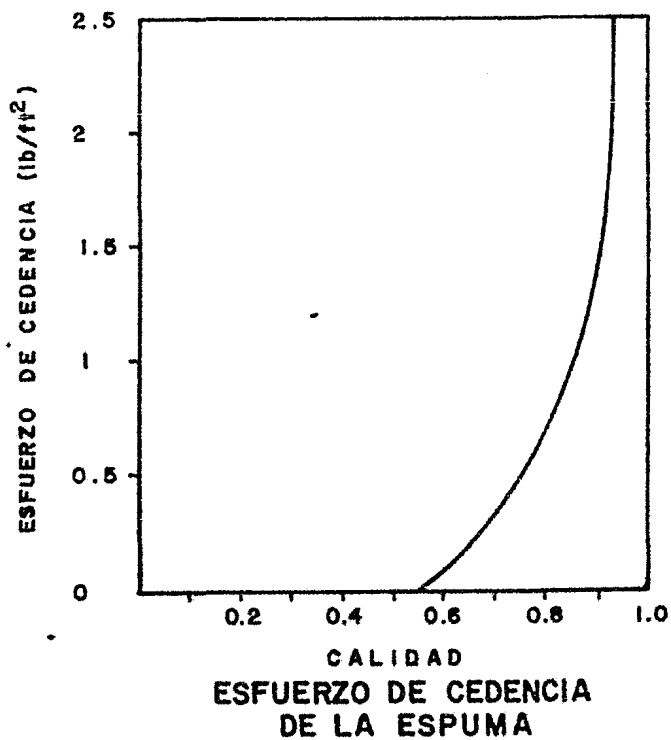


FIGURA 1

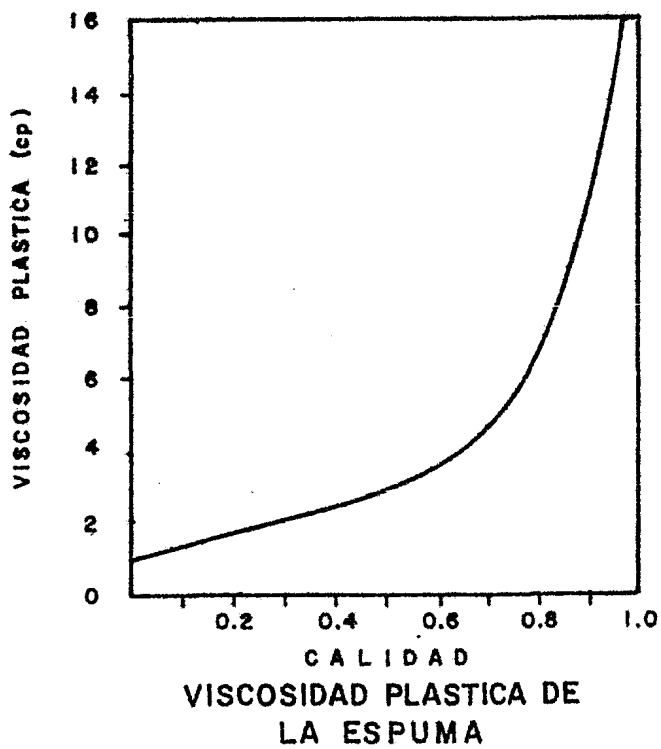


FIGURA 2

Las espumas al ser comprimidas adquieren mayor densidad, de manera que cambiando el efecto de una contrapresión en la cabeza del pozo y el aumento de densidad en la espuma es posible generar presiones de fondo equivalentes a las obtenidas con fluidos convencionales.

Con mayor viscosidad plástica y punto de cedencia se logra un mejor poder de suspensión o capacidad de acarreo. Considerando que la viscosidad y punto de cedencia de las espumas están en función de la "calidad", se puede relacionar la capacidad de acarreo con la "calidad".

Al tener mayor capacidad de acarreo se logra desalojar del pozo con mayor facilidad, las partículas sólidas y fluidos aportados por la formación. El aceite y gas son atrapados por la espuma al circular en el fondo del pozo. Estos fluidos, al salir la espuma a la superficie, son liberados lentamente conforme se rompe la espuma. Si la presión en la descarga es alta, se emplea un separador y el gas se envía a un quemador.

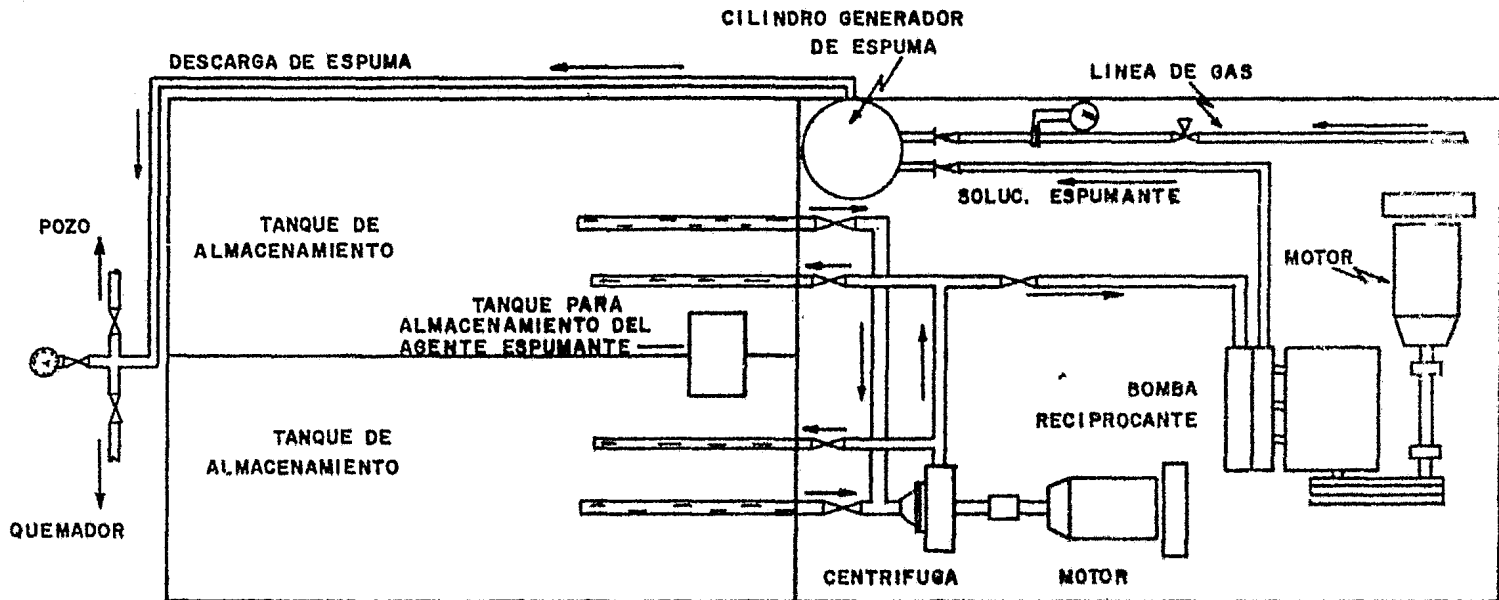
Las espumas presentan gran resistencia a fluir en medios porosos. En el laboratorio se efectuaron pruebas de pérdida de fluido a base de espumas de 0.7 a 0.8 de "calidad" en medios porosos saturados con agua. Aplicando una presión diferencial de 63 Kg/cm^2 , durante 15 horas, en dos núcleos, se desplazaron 57 y 13 cm^3 de agua de saturación respectivamente. El medio poroso fué arena empacada de 500 md. de permeabilidad, 5 cm. de diámetro, 61 cm. de longitud, 20% de porosidad y 239 cm^3 de volumen poroso. Esta característica de las espumas contribuye a disminuir el riesgo de dañar a las formaciones, cuando por alguna razón se exceda la presión de formación.

Por su alta compresibilidad, no se pueden aprovechar para limpiar por impacto, pero conservan su estabilidad aún a presiones muy elevadas y a temperaturas de hasta 232°C .

2.- UNIDAD GENERADORA DE ESPUMAS:

Los equipos utilizados en el Distrito de Poza Rica para manejar las espumas, fueron completamente acondicionados en las instalaciones de la Zona Sur de Petróleos Mexicanos, por el Departamento de Reparación y Terminación de Pozos del Distrito El Plan y constan de los siguientes accesorios:

- Tanque de almacenamiento con 2 compartimientos intercomunicados de 5 m³. cada uno.
- Bomba centrífuga para mezclar la solución espumante en el tanque de almacenamiento.
- Bomba reciprocante triplex de 10 - 60 Gal/min. y 800 a 3 000 Lbs/pg². para la dosificación de la solución espumante.
- Cilindro generador de espuma. Elemento que merece una especial atención, ya que sin él no sería factible generar la espuma en condiciones estables.
- Conexiones de control para manejar gas natural de la red de inyección para Bombeo Neumático, consiste en válvula de control de aguja, válvula de compuerta y medidor de placa de orificio para regular el volumen de gas requerido.
- Motores diesel para el funcionamiento de las bombas centrífugas y reciprocante.
- Conexiones de control para el flujo de la espuma.
- Elementos adicionales, tales como un preventor para tubería de producción y una unión giratoria para permitir el giro de la tubería de operación simultáneamente con la inyección de espuma. (Ver diagrama).



UNIDAD GENERADORA DE ESPUMAS.

La solución espumante se prepara mezclando el agente espumante - - IMP-EP-302 al 0.5% en volumen con agua natural o salmuera, agitando por medio de la bomba centrífuga hasta obtener una solución perfectamente - homogénea.

Una vez preparada la solución espumante, se desplaza con la bomba reciprocante hacia el cilindro generador de la espuma y simultáneamente se dosifica el gas para la operación hacia el generador; que al mezclar se con la solución espumante en su interior se produce la espuma. El - cilindro generador se encuentra totalmente lleno de holas de acero dife^{re}nte diámetro espaciadas con mallas metálicas, para simular un medio - poroso, en el cual se genera la espuma.

Tomando en cuenta las limitaciones en la capacidad de desplazamien^{to} de la unidad generadora de espumas y para no sobrepasar en forma con^{siderable}, con la columna de espuma, la presión de fondo de la forma⁻ ción, hay casos en que se requiere eliminar en forma gradual el tirante de fluido de control contenido en el pozo por medio de varias etapas de circulación con espuma hasta llegar a la profundidad total. Para evi^{tar} la desintegración de la espuma dentro del pozo entre las diferentes etapas de circulación, se debe mantener represionada la tubería de produ^{cción}.

3.- GRAFICAS UTILIZADAS PARA LA PLANEACION DE OPERACIONES:

Con el programa de cómputo procesado por el Instituto Mexicano del Petróleo, se construyeron las gráficas mostradas en las figuras 3 a 12. Del análisis de éstas, se puede predecir el comportamiento de las espumas para diámetros convencionales.

Los datos utilizados son los siguientes:

Densidad relativa del gas	0.65 (metano)
Densidad relativa del líquido	1.00 (agua natural)
Temperatura atmosférica	60°F
Gradiente de temperatura	1.4°F/100 pies
Gasto de líquido	10, 15, 20, 30 y 40 Gal/min.
Gasto de gas	100,200,300,400 y 500 pie ³ /min.
Tubería de producción (2 7/8")	2.875 Pg.
Diámetro interior de la T.R. (6 5/8")	5.900 Pg.
Profundidades	2 000, 4 000, 6 000, 8 000 y 10 000 pies.

3.1.- Comportamiento de la Presión de Fondo:

En las figuras 3 a 7, se observa la variación de la presión de fondo para gastos de líquido de 10 a 40 Gal/min., en función de los gastos de gas y de las profundidades consideradas en los datos.

De la figura 4 a 7, para gastos de líquido de 15 a 20 Gal/min., la presión de fondo se abate rápidamente al incrementar el gasto de gas, obteniéndose valores mínimos en el rango de 100 a 200 pie³/min., los valores mínimos de presión de fondo para las profundidades analizadas son del orden del 50% de las que proporcionaría una columna de agua. A mayores gastos de gas, las presiones se incrementan debido a la alteración de la calidad de la espuma, reflejando su efecto en las pérdidas por fracción. Este efecto es más acentuado en pozos someros.

De lo anterior se infiere que es factible incrementar la presión de fondo, ya sea aumentando el gasto de gas o de líquido, - siendo más marcado el efecto de este último; sin embargo, el empleo de mayor gasto de gas tiene la ventaja de mejorar la "calidad de la espuma (figuras 1 y 2).

3.2.- Comportamiento de la Presión de Inyección:

En las figuras 8 a 12, se presentan la variación de la presión de inyección de espuma para gastos de líquido de 10 a 40 Gal./min. en función de los gastos de gas y profundidades consideradas anteriormente. En la figura 8, se observa que la presión de inyección aumenta con el gasto de gas, así como con la profundidad. Este efecto era de esperarse, ya que se había observado que las pérdidas por fricción aumentan por el gasto de gas.

En la figura 9, para un gasto de líquido de 15 Gal./min., se observa el mismo comportamiento en la presión de inyección, sólo que con menor variación por efecto de la profundidad. Este comportamiento continúa al incrementar el gasto de líquido como se aprecia en las figuras 10 a 12.

En las figuras 8 a 12, se infiere que para un gasto de gas constante, las presiones de inyección varían inversamente con los gastos de líquido, esto se atribuye al aumento o disminución de la densidad de la espuma. Al tener una relación gas - líquido menor o mayor respectivamente.

4.- PROCEDIMIENTO PARA PLANEAR LAS OPERACIONES:

La planeación de una operación con espuma, resulta fácil y rápida si se auxilia con las gráficas de las figuras 3 a 12.

Con el propósito de lograr una mejor comprensión del diseño de operaciones y del manejo de las figuras, en forma de pasos, el cual se emplea actualmente en el Distrito Poza Rica se propone lo siguiente:

4.1.- Establecer las restricciones de operación en cuanto a:

- a) Máxima presión disponible en la fuente de gas.

- b) Mínimo gasto de líquido proporcionado por la bomba del equipo generador de espuma.
- c) Presión de fondo del pozo.
- d) Profundidad del nivel estático del pozo.
- e) Profundidad total a la que se planea llevar a cabo la intervención.

4.2.- Supóngase que se tienen las siguientes restricciones:

- Presión máxima: _____ 500 Lbs/pg².
- Gasto mínimo: _____ 40 Gal/min.
- Profundidad total: _____ 7 000 Pies
- Presión de fondo: _____ 1 500 Lbs/pg².
- Nivel estático: _____ 2 900 Pies

La presión de inyección está limitada por la máxima presión disponible, con el gasto de líquido de 40 Gal/min., se selecciona la gráfica de la figura 12, se entra en ella con la presión máxima de inyección 500 Lbs/pg². y de esta manera se determina el gasto de gas máximo permisible que es de 440 pies³/min.

4.3.- Con el gasto de gas obtenido en el paso anterior, se entra a la gráfica de la figura 7, para determinar el valor de la presión de fondo generada por la espuma y compararla con la presión de fondo del pozo. De la gráfica, para 440 pie/min. de gas, se obtiene una presión de fondo aproximado a 1 600 Lbs/pg²., la cual es mayor que la presión de fondo del pozo.

Haciendo otro ensayo para 350 pies³/min. de gas se tiene una presión de fondo aproximada a 1 800 Lbs/pg²., de donde se concluye que el gasto de gas debe mantenerse en un valor promedio de 400 pies³/min. durante la operación.

- 4.4.- Determinados los gastos y las presiones de operación y empleando nuevamente la gráfica de la figura 7, se construye el diagrama de presiones mostrado en la figura 13 para estimar las profundidades de las etapas de circulación. La curva para la espuma se determina leyendo los valores de presión de fondo de las diferentes curvas de la figura 7, para el gasto de gas determinado. La curva del gradiente estático del pozo se traza con la presión de fondo y la profundidad del nivel estático.
- 4.5.- Para determinar la primera etapa de circulación (figura 14), se parte del eje de las presiones de la figura, tomando un valor que, según la experiencia, no exceda el 60% de la presión máxima superficial. Se baja una vertical hasta cortar la curva del gradiente del pozo, Punto 1, la profundidad de esta primera etapa se define automáticamente al trazar una horizontal desde el Punto 1 hacia el eje de profundidades. Las etapas subsecuentes se determinan sucesivamente, prolongando una horizontal hasta la curva del gradiente de espuma, bajando hasta cortar la curva del gradiente del pozo. El procedimiento se continúa hasta la profundidad total.
- 4.6.- Si por la necesidad de mantener una calidad alta de la espuma en el fondo del pozo o porque las restricciones así lo exijan, se obtiene que la presión de fondo generada por la espuma rebasa con mucho a la presión de fondo del pozo, se recomienda corregir las profundidades de circulación, tomando en cuenta un factor que según la experiencia obtenida en Poza Rica, debe tomarse entre el 10 y el 60% de la presión máxima de inyección, dependiendo de la densidad de los fluidos contenidos en el espacio anular. Lo anterior se ejemplifica en la figura 15.

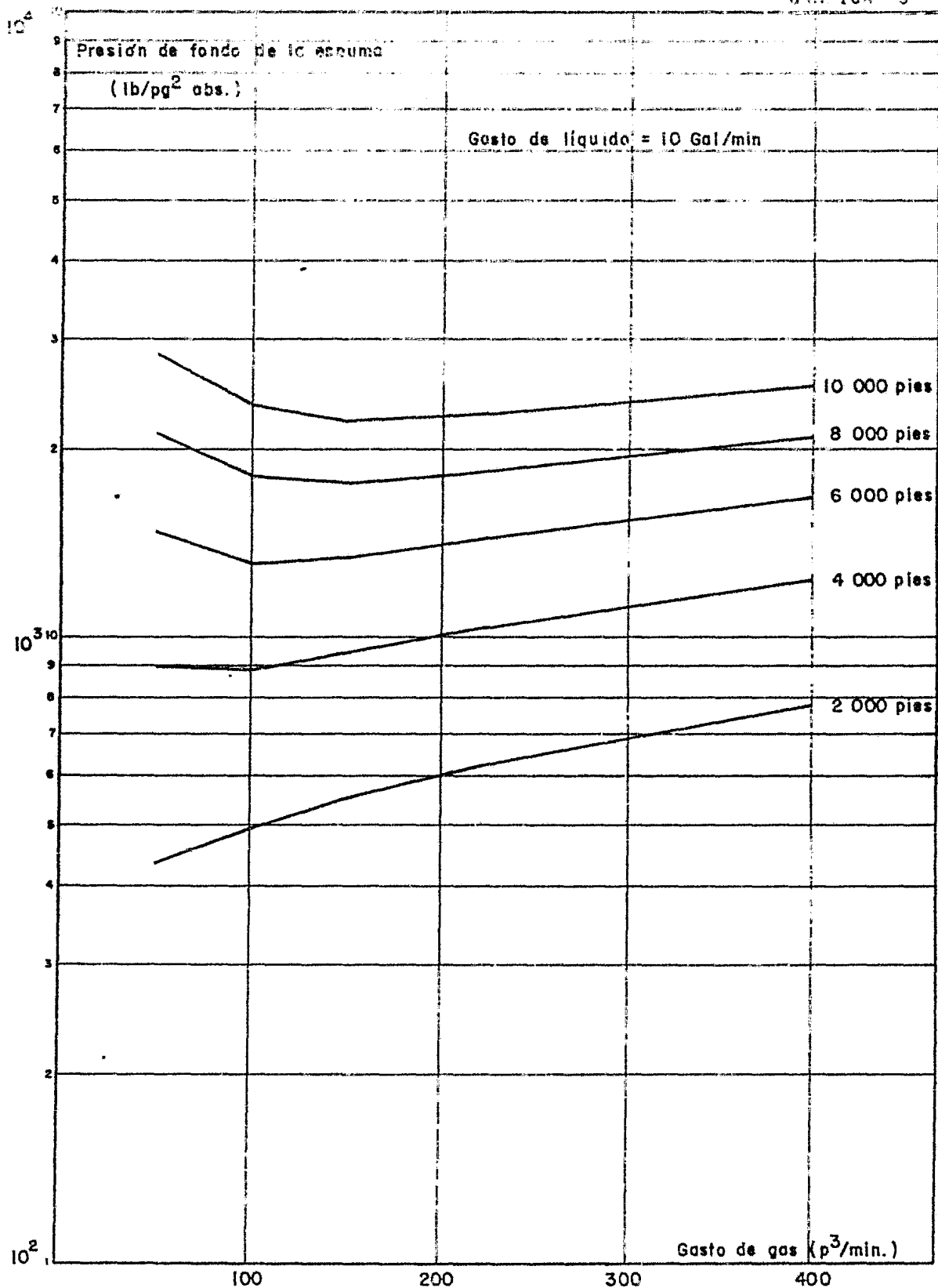
Normalmente la primera profundidad no deberá corregirse, ya que sólo se encontrará en el espacio anular una pequeña columna de fluido del pozo, a diferencia de las demás etapas, donde debe

considerarse un tirante adicional de espuma remanente que permanece en el espacio anular al suspenderse la circulación de la etapa anterior.

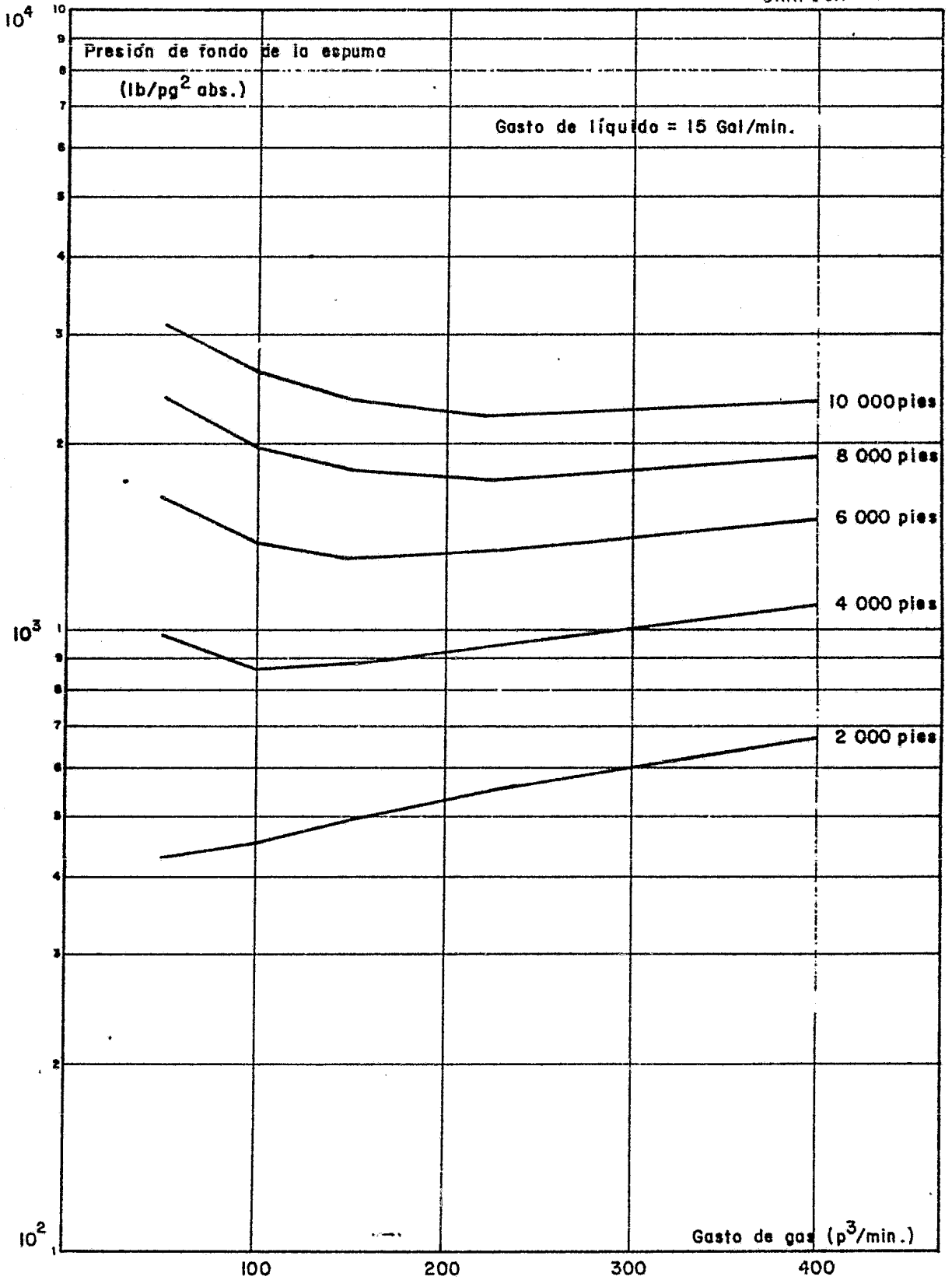
4.7.- En todos aquellos pozos cuya presión estática sea mayor que la presión de fondo generada por la espuma, la circulación podrá efectuarse en una sola etapa desde la profundidad total programada, represionando primero con espuma el espacio anular entre la tubería de producción y revestimiento; posteriormente se cambia la inyección a la tubería de producción hasta obtener un represionamiento igual al de la tubería de revestimiento. En estas condiciones se abre la descarga de la T.R. a la atmósfera, continuando con la inyección de espuma por la T.P. hasta que se considere conveniente suspender la circulación.

4.8.- Cuando se ha logrado la circulación de la espuma desde el fondo del pozo, es recomendable mejorar la capacidad de arrastre de la espuma, incrementando la calidad de la misma; esto se logra aumentando lentamente el gasto de gas, tanto como lo permitan las condiciones del pozo y de la unidad generadora de espuma.

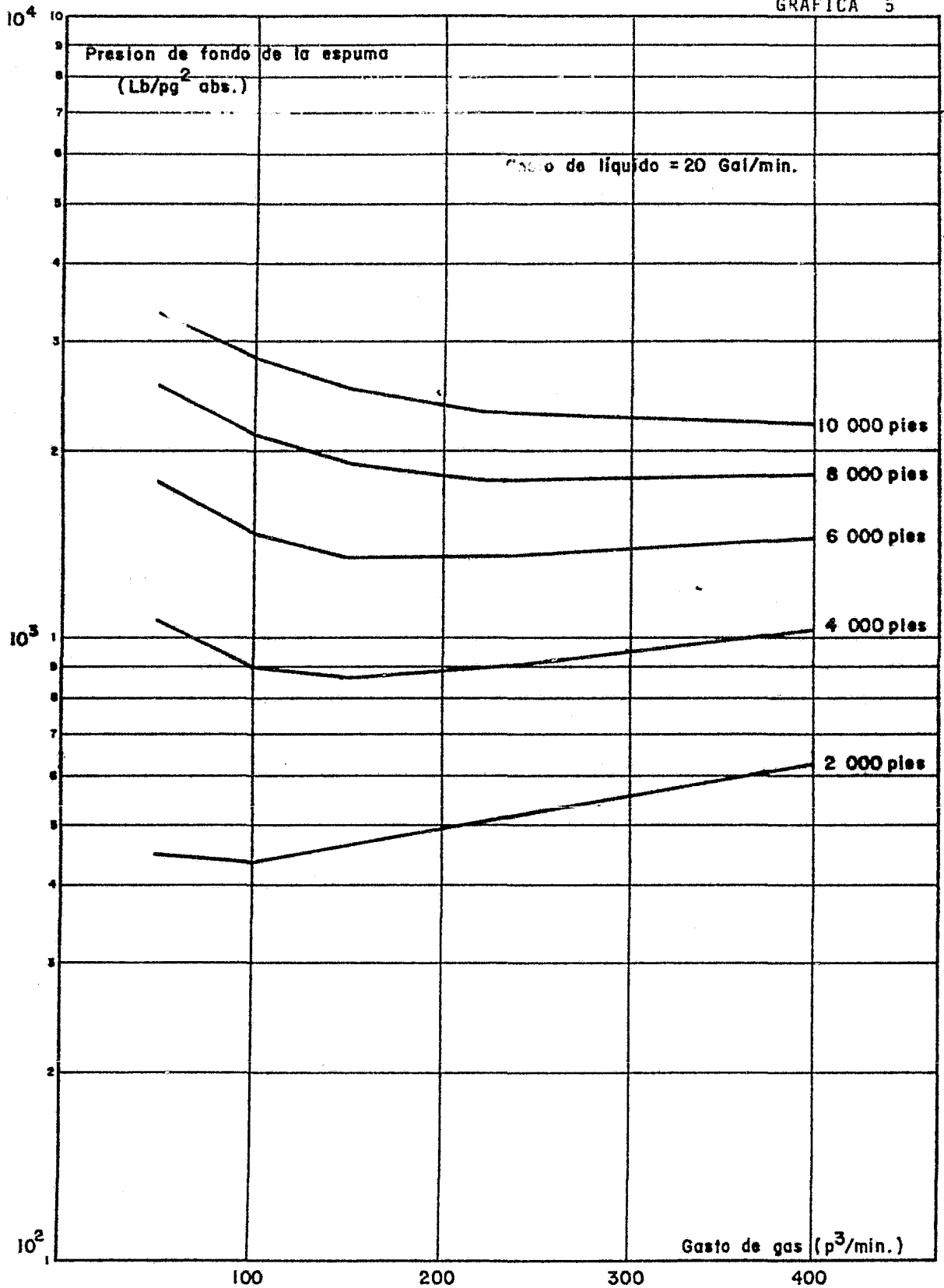
GRAFICA 3



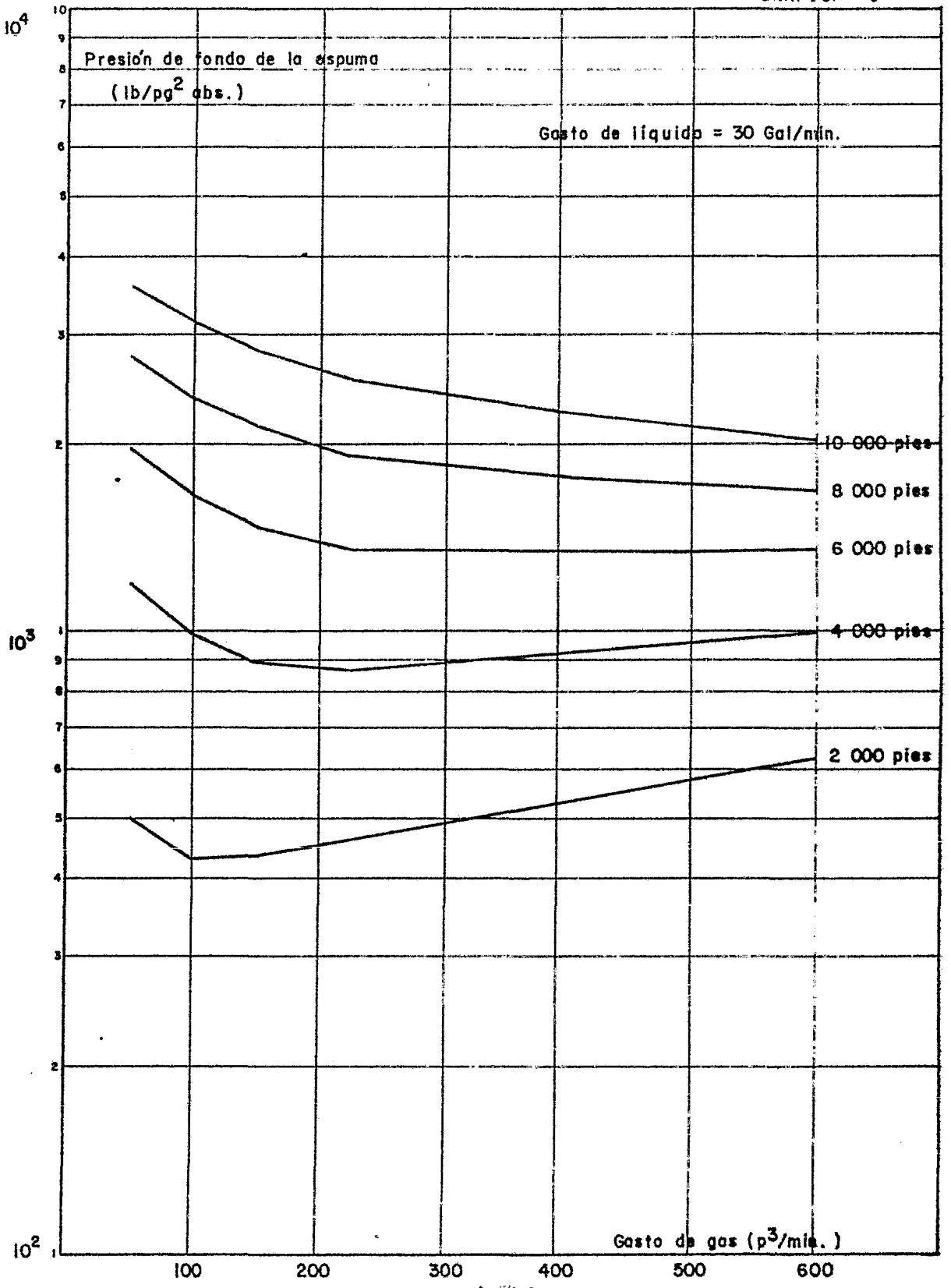
GRAFICA 4



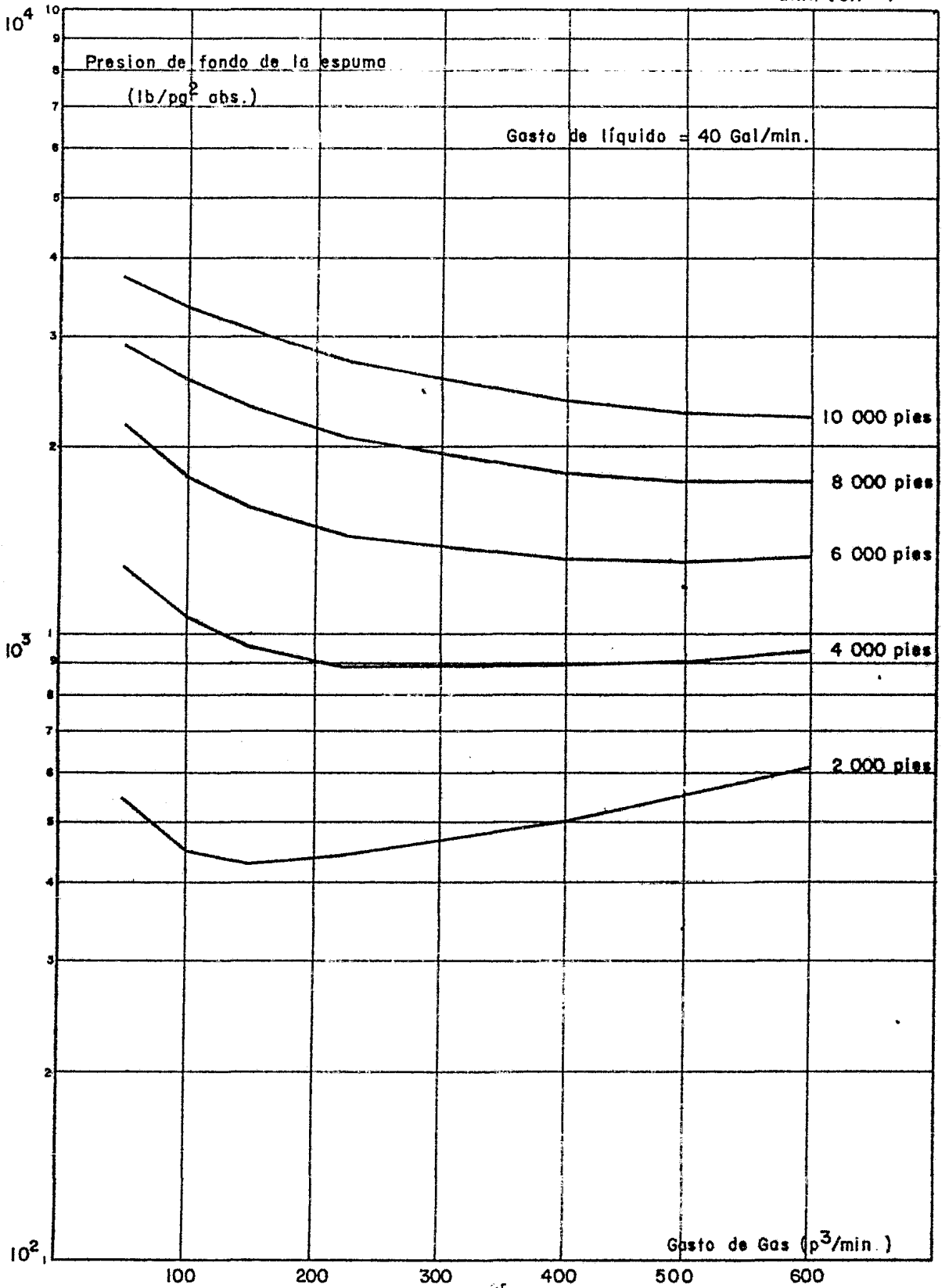
GRAFICA 5

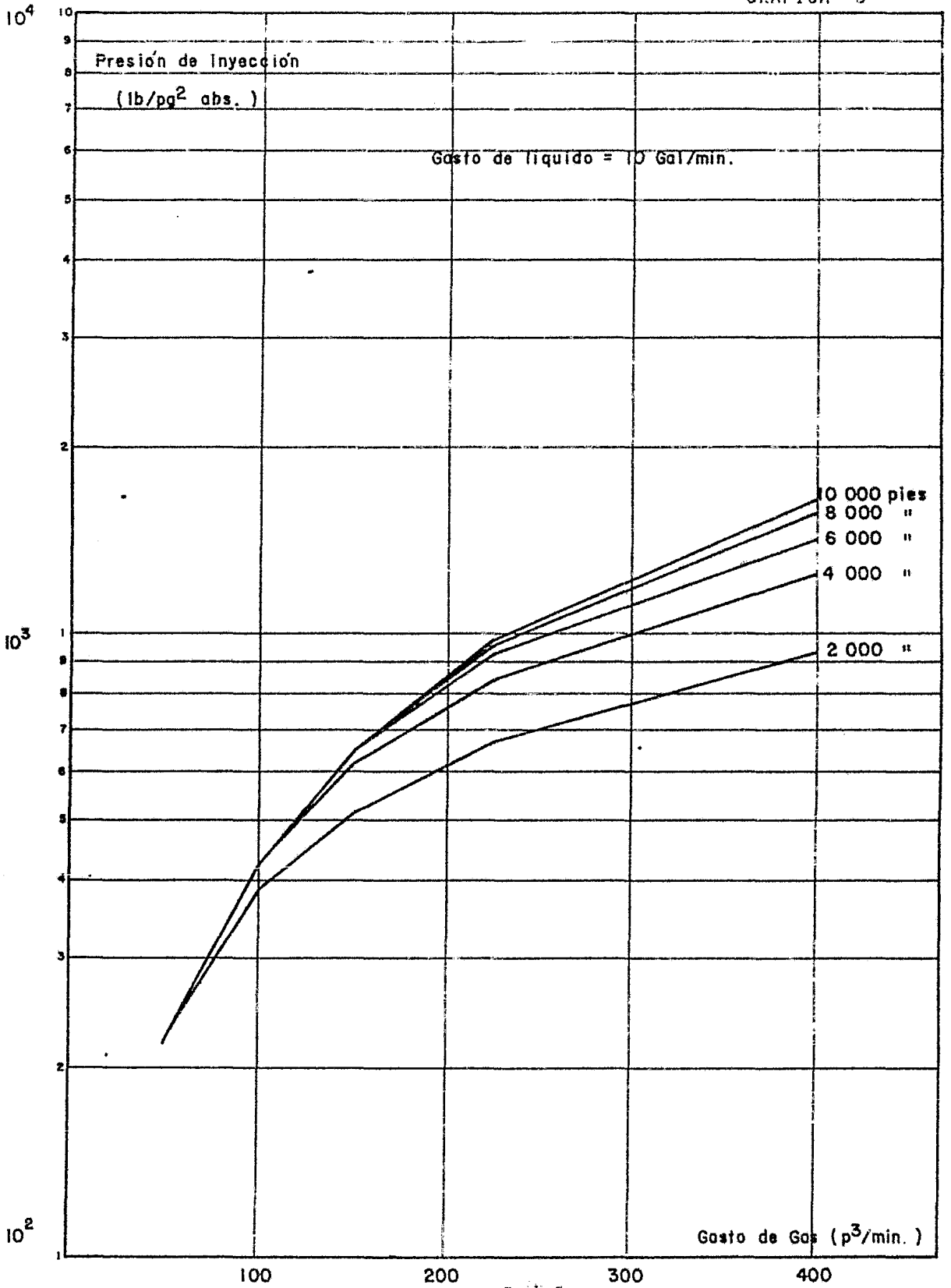


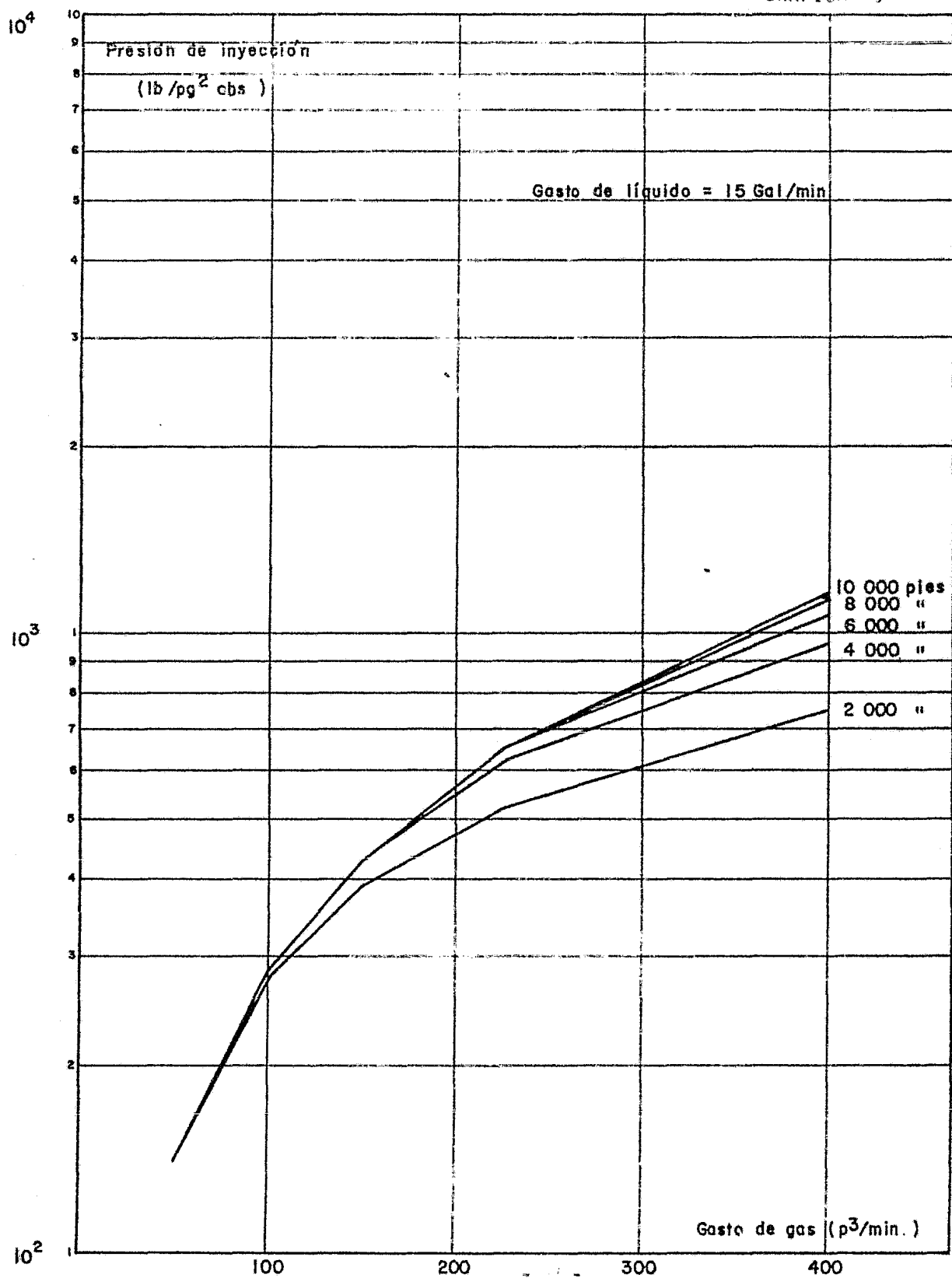
GRAFICA 6

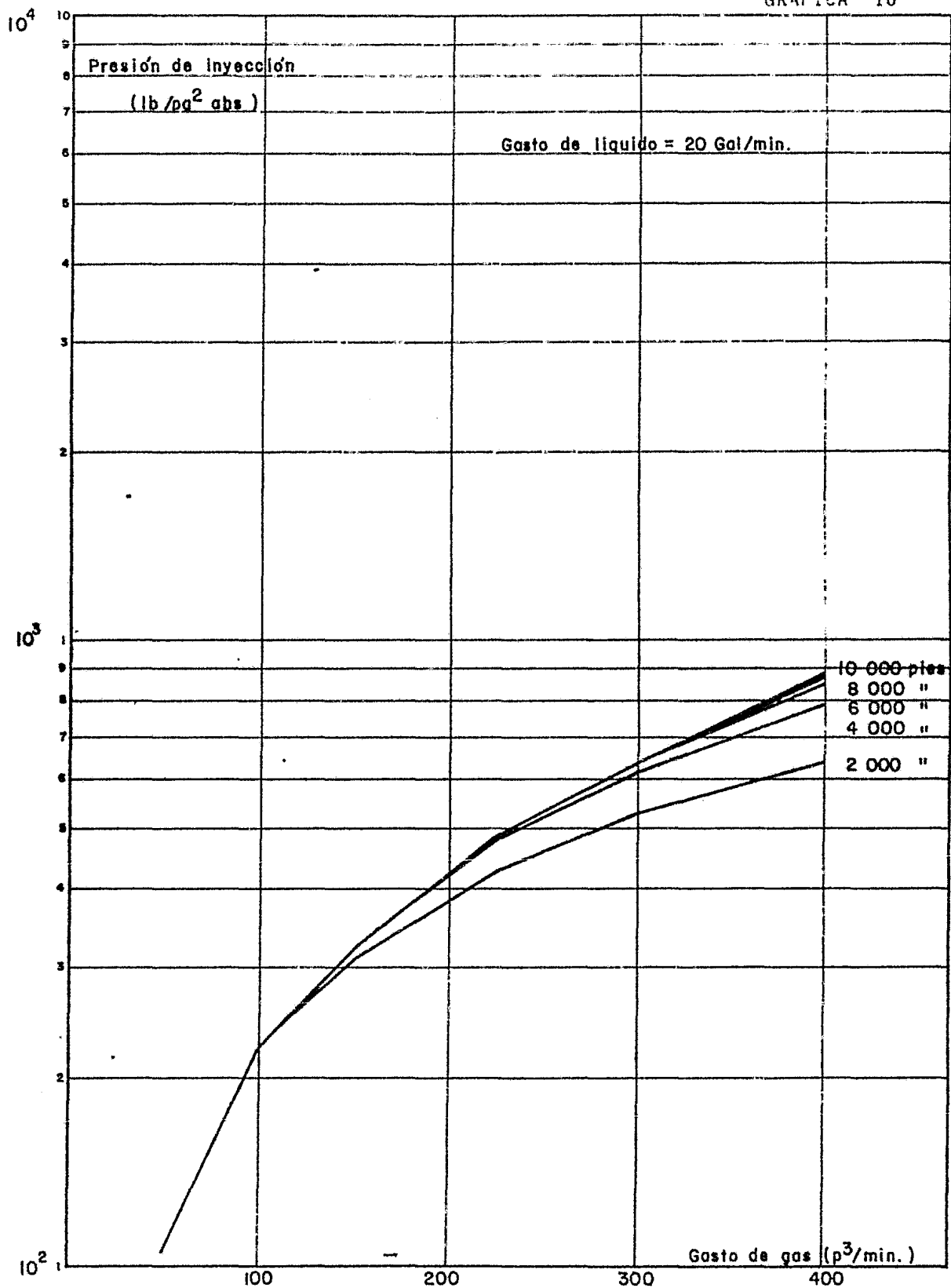


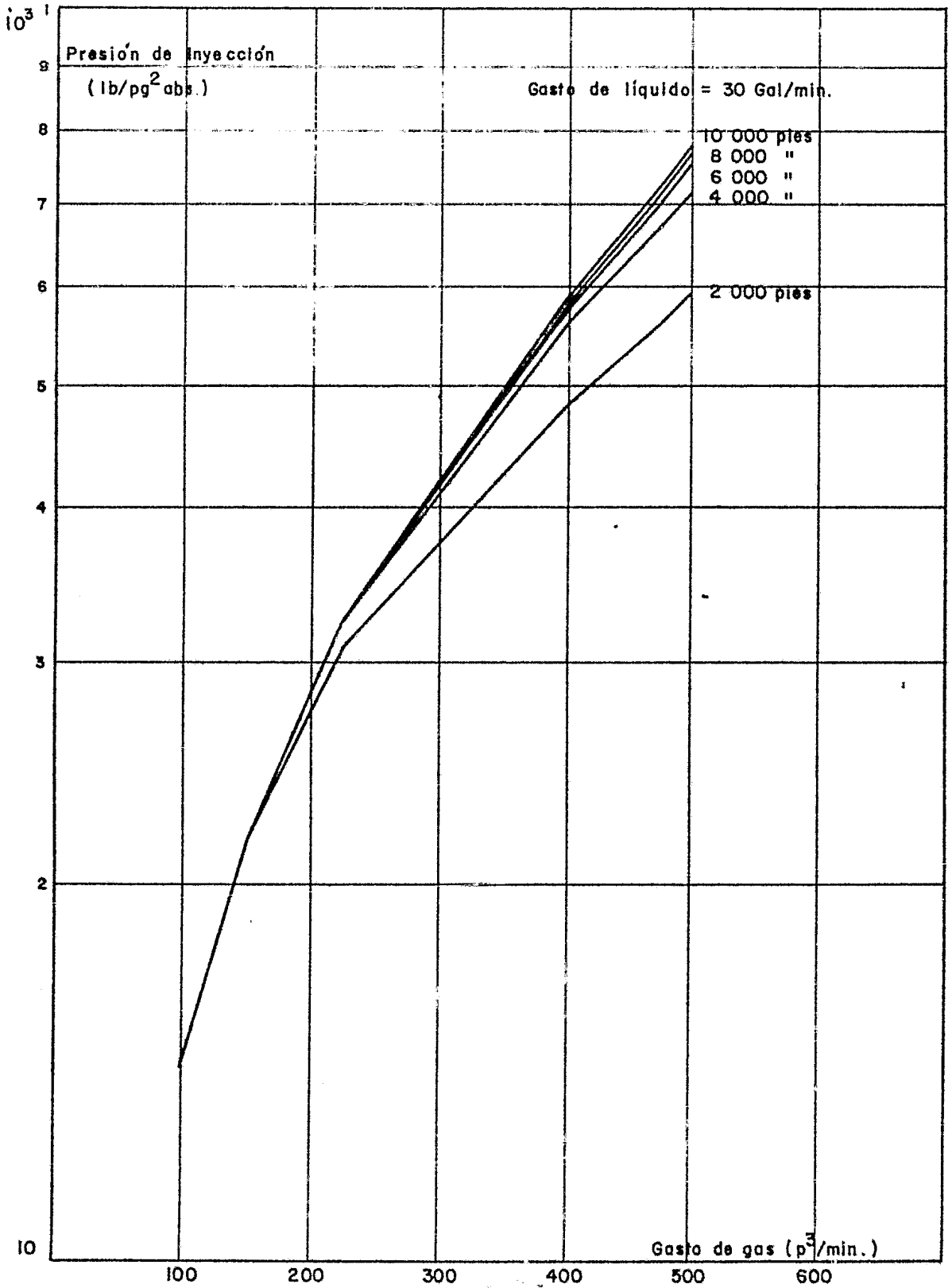
GRAFICA 7

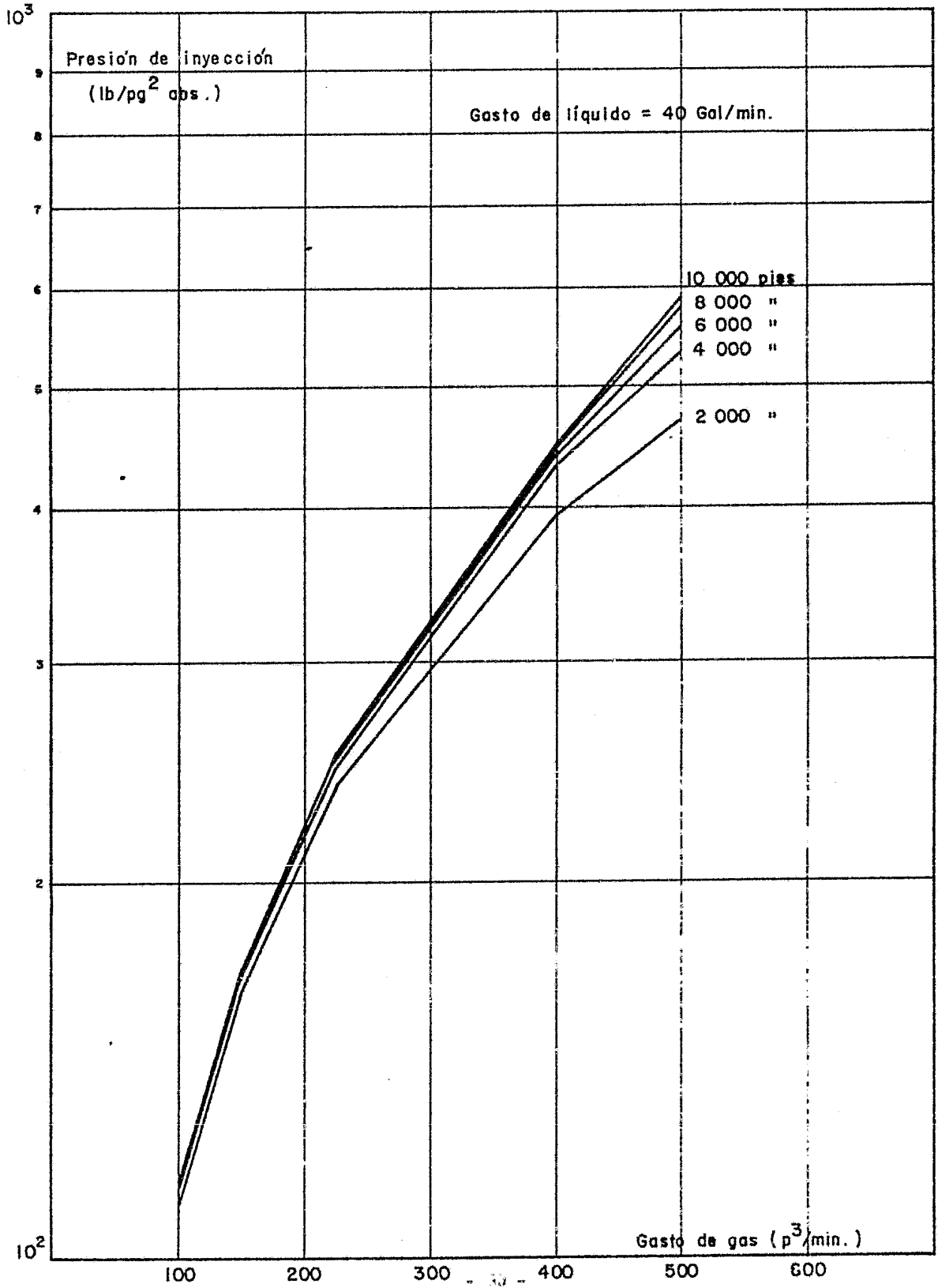


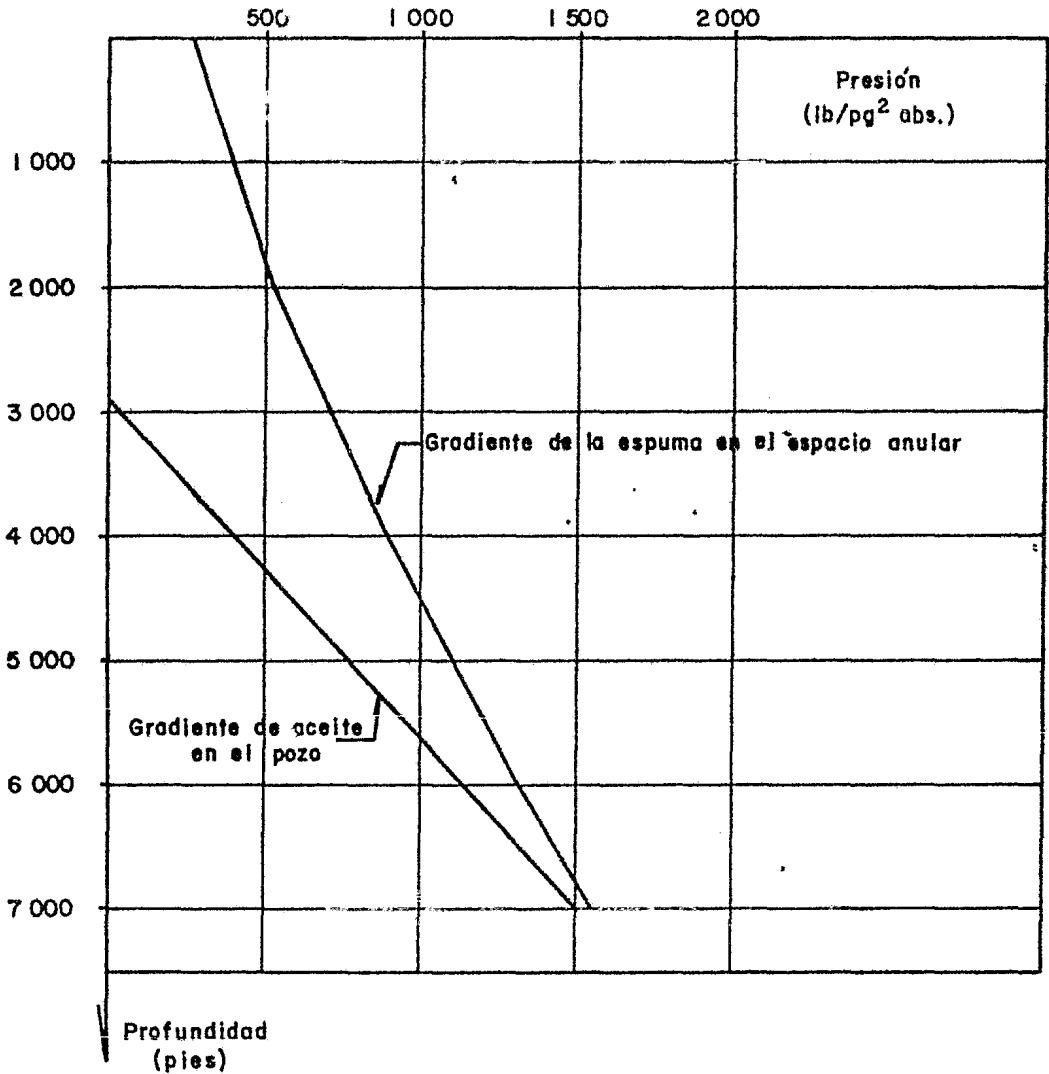




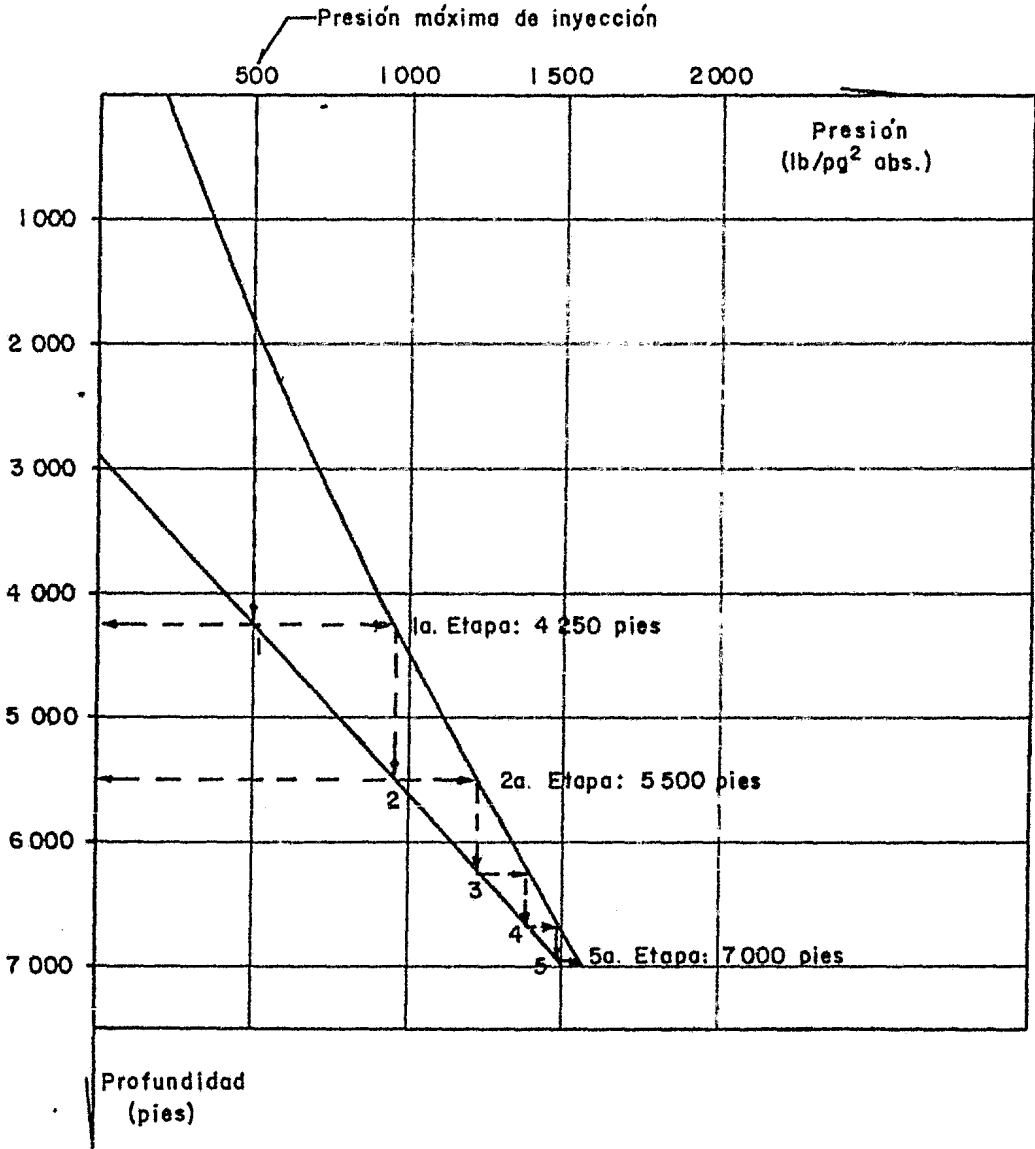




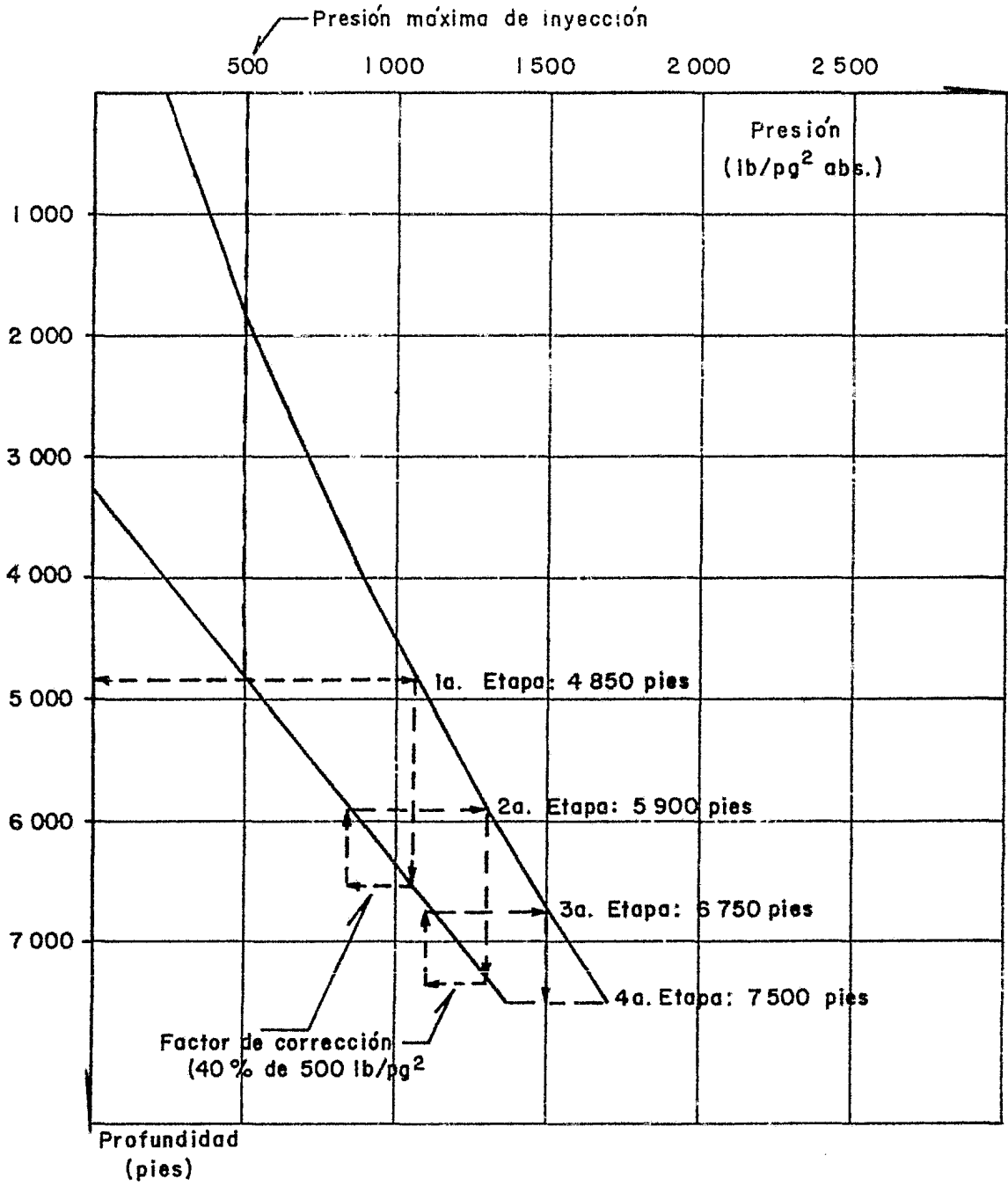




ELABORACION DE LA GRAFICA DE GRADIENTES DE PRESION.



DETERMINACION DE LAS ETAPAS DE CIRCULACION .



CORRECCION A LAS PROFUNDIDADES DE CIRCULACION.

C O N C L U S I O N E S

Existen una serie de factores que influyen en una buena selección de los fluidos de terminación y reparación de pozos, para usarse en un pozo en particular.

Ciertas condiciones deben ser satisfechas que al considerarlas, eliminarán muchos fluidos, dejando al Ingeniero con una reducida lista de fluidos con los que pueda trabajar.

La siguiente es una relación de preguntas que al considerarlas, ayudará a definir las condiciones requeridas para la selección del fluido más apropiado en el control de un pozo en particular:

- ¿Cuál es el rango de peso requerido?.
- ¿Cuál es el costo del fluido?(aunque el costo por barril de un fluido de terminación o reparación es importante, los beneficios deben ser considerados).
- ¿Cuáles son las características hidráulicas del fluido requerido?.
- ¿Cuál es la viscosidad y filtrado requerido?.
- ¿Será el fluido convertido a un fluido de "empacamiento"?.
- ¿Cuál es el efecto de corrosión del fluido?.
- ¿Será la información de registros necesaria cuando este fluido permanece en el pozo?.
- ¿Tendrán que efectuarse trabajos de limpieza del pozo con el fluido?.
- ¿Se hará empacamiento de grava con este fluido en el pozo, o se usará como fluido para disparar?.
- ¿Habrá planes para acidificar el pozo o hacer limpieza con aceite?.
- ¿El pozo será fracturado?.
- ¿Será la formación sensible a las arcillas o hinchamiento de éstas y al bloquéo del flujo de los hidrocarburos?.

Contestarse estas preguntas que son relevantes a las condiciones del - pozo, ayudará al Ingeniero a convencerse que el fluido que va a usar, es la mejor selección.

Una vez que se ha elegido el fluido que por sus propiedades garantiza un buen control de presiones y un mínimo daño a la formación, es primordial tomar en cuenta algunas precauciones necesarias, para conservarlo en óptimas condiciones de trabajo y libre de sólidos.

CUIDADO Y MANTENIMIENTO DE FLUIDOS LIBRES DE SOLIDOS

Es importante, que para obtener un buen resultado con el empleo de los fluidos a base agua, se tomen una serie de medidas tendientes a mantener en buenas condiciones de trabajo a estos fluidos, que garanticen el buen funcionamiento de sus propiedades.

Los siguientes puntos son importantes en el cuidado y mantenimiento de estos fluidos.

- a) Tanques de almacenamiento y mezclado sucios, o tanques de presión y vacío sucios son una fuente común de contaminación. Los tanques deben ser lavados y limpiados cuidadosamente antes de usarlos.
- b) Las presas de los equipos de reparación, deben estar equipadas con sumideros y trampas en el fondo para contener el asentamiento. La succión - debe estar a más de 46 cm. sobre el fondo.
- c) El asentamiento en el fondo de las presas debe ser checado cada hora y - limpiarlo cuando sea necesario.
- d) Sartas de tuberías de producción sucias son a menudo fuentes de sarro, - incrustaciones, grasa de roscas, etc.. Esto puede ser eliminado del pozo, poniendo un tapón recuperable en el fondo, bajando una sarta con ni-

ple agua en el extremo inferior y circulando con ácido clorhídrico, o simplemente agua con aproximadamente 2.85 Kg/m³. de arena de fracturamiento para limpiar el pozo.

- e) En pruebas efectuadas por la Compañía Sheel, se demostró que la filtración de sólidos hecha solamente en superficie, no es suficiente para asegurar un fluido libre de sólidos en el fondo.

Un fluido previamente filtrado en la superficie con filtros de dos micrones fué circulando a través de una tubería de producción, la cual tenía filtros adicionales en el fondo. El filtro de superficie se mantuvo limpio, pero el del fondo se taponaba continuamente con óxido de hierro formado químicamente y con partículas sólidas llevadas por la tubería de producción.

- f) Un trabajo de laboratorio hecho por la Compañía Unión, ha enfatizado el hecho de que el óxido de hierro es un material taponante muy serio. La reacción entre el hierro y el oxígeno puede ser prevenida con la adición de sulfitos de sodio y sulfato de cobalto como catalizador para lavar o consumir el oxígeno, y el citrato de sodio para secuestrar el hierro.

UNIDAD DE FILTRACION

Como es conocido en la práctica, los fluidos empleados en operaciones de terminación y reparación de pozos contienen sólidos que pueden causar serios daños a la formación, y en las salmueras convencionales, hay una rápida saturación del medio por incorporación de sólidos y subproductos químicos resultantes.

Hasta fecha muy reciente fué difícil obtener un sistema de filtración para salmueras pesadas. Pero, basándose en las experiencias obtenidas en -

los equipos petroleros, donde los filtros se obturan rápidamente fué desarrollado el sistema de filtración rápido que resuelve este problema.

El sistema de filtrado rápido (ver diagrama) es una unidad de fácil transporte, liviana y de reducido volumen. Está montado sobre un patín que opera dos filtros en paralelo con capacidad para remover partículas mayores de 2 micrones.

En la presa de succion se ha acondicionado un tamis que funciona como prefiltro para separar partículas gruesas y alcanza una producción de hasta 3.2 m³/min.

Por su innovador elemento filtrante, permite altos caudales de filtración sin sacrificar la limpidez del efluente.

El sistema de filtrado rápido permite mantener el fluido libre de sólidos durante toda la operación, recuperar y reacondicionar el mismo en volúmenes superiores al 75% del volumen inicial, al finalizar la operación.

SEGURIDAD Y ECOLOGIA

Como la mayoría de las sales que componen las salmueras empleadas para el control, son irritantes de la piel y pueden causar quemaduras graves por la exposición repetida y prolongada, es conveniente que el personal que maneja estos fluidos se encuentre debidamente protegido para evitar accidentes que ocasionen pérdidas de personal y de tiempo.

Aunque el uso del fluido a base de aceite, no es perjudicial para el personal que lo maneja, si se deben de tomar todas precauciones necesarias para evitar que por cualquier motivo se vaya a incendiar y causar pérdidas materiales o humanas.

Para la protección ecológica; si se opera en pozos de tierra firme, - después de terminada la intervención, el fluido sobrante deberá sacarse de las presas y enviarse a las Plantas de fluidos para su regeneración, jamás se debe de efectuar la descarga en canales o fuentes de suministro de agua, pues se contaminaría toda el área expuesta, dañando la vida animal y vegetal del lugar.

Cuando estos fluidos son utilizados costa fuera, muchas de las sales - no causan daño a la vida marina y pueden ser encontradas en grandes proporciones sin alterar la ecología del lugar. Pero en cambio al usar fluidos a base aceite, se deben de tomar todas las precauciones pertinentes para evitar el derrame de este fluido, pues su contaminación ocasiona cambios substanciales en la vida marina del lugar.

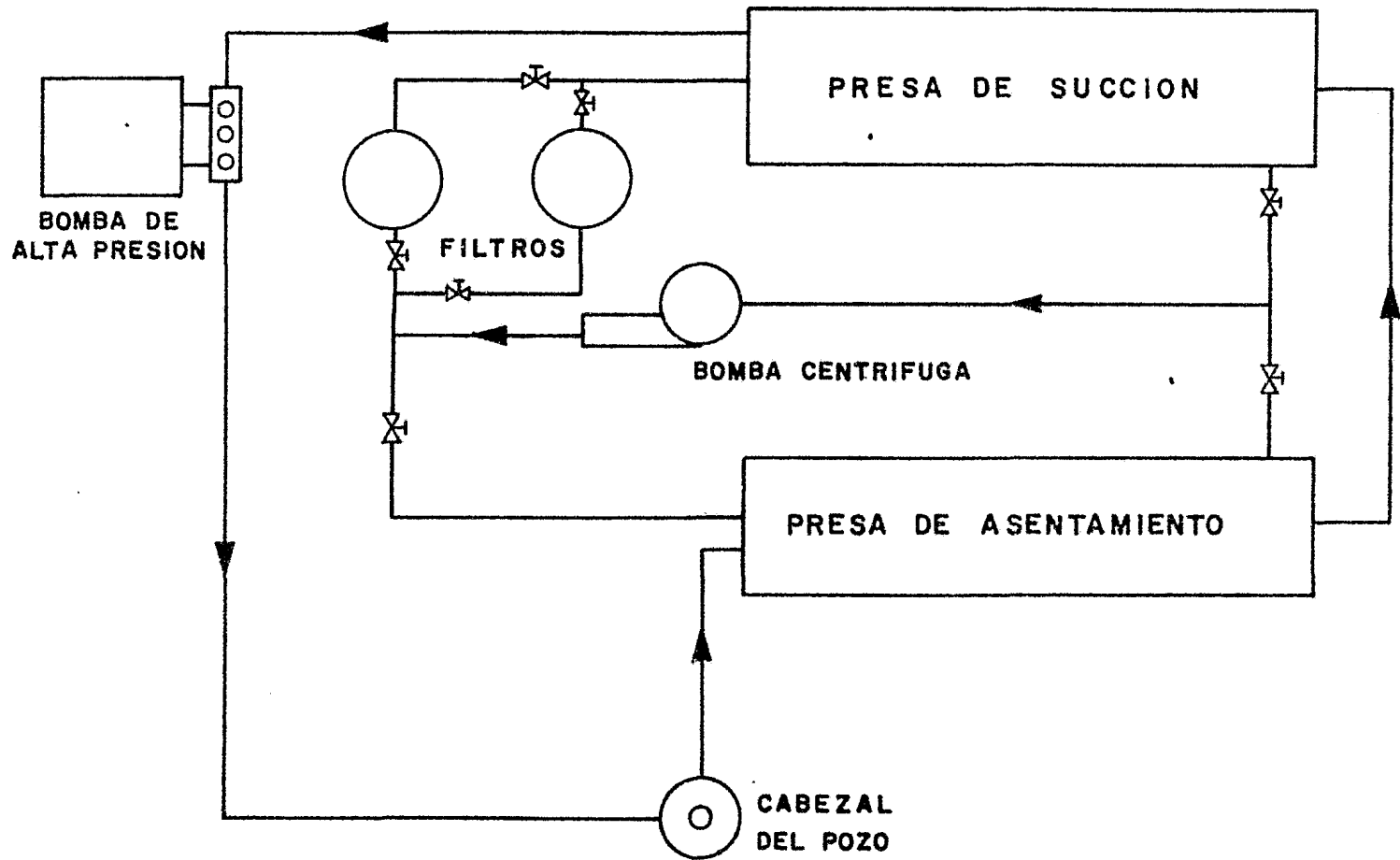


DIAGRAMA ESQUEMATICO DE UNA UNIDAD DE FILTRACION RAPIDA
 NORMALMENTE SE UTILIZA FILTROS CON CAPACIDAD PARA RE-
 MOVER PARTICULAS MAYORES DE DOS MICRONES.

B I B L I O G R A F I A

- 1.- DAÑO A LA FORMACION, FLUIDOS DE TERMINACION Y REPARACION DE POZOS. N.L. Baroid Co. 1980

- 2.- SISTEMAS Y ADITIVOS IMCO NO DAÑINOS A LA FORMACION. Halliburton de México 1982

- 3.- DAÑO A LA FORMACION. Apuntes de Estimulación de Pozos. Ing. Francisco Garai cohea Petrirena. Facultad de Ingeniería Universidad Nal. Autónoma de México. 1983

- 4.- FLUIDOS PARA REPARACION Y TERMINACION DE POZOS SIN DAÑOS IRREVERSIBLES A LA FORMACION Luis A. Cepparo Reyna Dowel Shlumberger XX Congreso Nacional A. I. P. M. 1982

- 5.- SISTEMA DE FLUIDO A BASE ACEITE, COMPENDIO DE FLUIDOS DE PERFORACION. Instituto Mexicano del Petróleo. 1980

- 6.- PROCEDIMIENTO PARA PROYECTAR EL MANEJO DE LAS ESPUMAS COMO FLUIDOS DE CIRCULACION, EN LA REPARACION DE POZOS. Ing. P. Silva López Ing. V. Casariego G. Ing. H. Leyva Torres Congreso Panamericano de Ingeniería del Petróleo. 1979

- 7.- APLICACION DE ESPUMAS ESTABLES EN LA CIRCULACION DE POZOS DE BAJA PRESION DE FONDO. Ing. H. Leyva Torres Ing. P. Silva López Ing. Vicente Casariego Poza Rica.- D.R.T.P. 1973