

37
200



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

Facultad de Ingeniería

ANALISIS DE LAS PROPIEDADES QUE DEBE
TENER UN FLUIDO PARA APLICARCE EN
LA TERMINACION Y REPARACION DE
POZOS PETROLEROS.

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

IGNACIO LOPEZ MENDEZ

México, D. F.

Septiembre 1986



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas Tesis Digitales Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS © PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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



Universidad Nacional
Autónoma

FACULTAD DE INGENIERIA

Dirección
60-I-89

Señor LOPEZ MENDEZ IGNACIO.
P r e s e n t e .

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que aprobado por esta Dirección, propuso la Profra. Quím. Rosa de Jesus Hernández Alvarez, para que lo desarrolle como - - tesis para su Examen Profesional de la carrera de INGENIERO - - PETROLERO.

"ANALISIS DE LAS PROPIEDADES QUE DEBE TENER UN FLUIDO PARA
APLICARSE EN LA TERMINACION Y REPARACION DE
POZOS PETROLEROS"

INTRODUCCION.

- I GENERALIDADES.
 - II PROPIEDADES REOLOGICAS DE LOS FLUIDOS DE CONTROL.
 - III DAÑOS A LA FORMACION Y PRODUCTIVIDAD DEL POZO EN OPERACIONES DE CAMPO.
 - IV FLUIDOS DE TERMINACION EMPLEADOS EN EL CAMPO PETROLERO.
- CONCLUSIONES.
BIBLIOGRAFIA.

Ruego a usted se sirva tomar debida nota de que en cumplimiento con lo especificado por la Ley de Profesiones, deberá prestar -- Servicio Social durante un tiempo mínimo de seis meses como - - requisito indispensable para sustentar Examen Profesional; así - como de la disposición de la Coordinación de la Administración - Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de los ejemplares de la tesis, el título del trabajo realizado.

Atentamente.

"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"

Cd. Universitaria, D.F., abril 18 de 1986.

EL DIRECTOR

Dr. Octavio A. Rascón Chávez

OARCH'MRV:gtg

I N D I C E

PAG.

Introducción - - - - - 1

CAPITULO I

Generalidades - - - - - 3

I.1 Objetivo - - - - - 4

I.2 Criterios de Selección - - - - - 5

I.3 Funciones de los fluidos de termina --
ción y reparación - - - - - 7

I.4 Clasificación de los fluidos de con --
trol - - - - - 10

I.4.1 Fluidos base agua - - - - - 10

I.4.2 Fluidos base aceite - - - - - 11

I.4.3 Fluidos base aire - - - - - 13

CAPITULO II

Propiedades reológicas de los fluidos-
de control - - - - - 15

II.1 Viscosidad - - - - - 15

II.2 Viscosidad aparente - - - - - 16

II.3 Viscosidad plástica - - - - - 16

II.4 Punto de cedencia - - - - - 17

II.5 Fuerza de gelatinosidad - - - - - 18

II.6 Factores que afectan el comportamiento
reológico y tixotrópico de los fluidos 20

II.7 Propiedades y funciones de los fluidos
de reparación y terminación de pozos - 26

CAPITULO III

	Daño a la formación y productividad del pozo en operaciones de campo - - - - -	27
III.1	Introducción - - - - -	27
III.2	Naturaleza del problema - - - - -	28
III.3	Importancia de los fluidos limpios - - -	31
III.4	Fluidos de perforación - - - - -	33
III.4.1	Daño por filtración - - - - -	34
III.4.2	Daño por partículas del lodo - - - - -	35
III.5	Cementación - - - - -	36
III.6	Disparos - - - - -	37
III.6.1	Características de los fluidos - - - -	38
III.6.2	Efecto en la penetración y densidad de los disparos - - - - -	39
III.7	Precipitados Inorgánicos - - - - -	43
III.7.1	Remoción Química de las incrustaciones -	44
III.8	Precipitados Orgánicos - - - - -	45
III.9	Reparación y tratamiento a pozos - - - -	48

CAPITULO IV

	Fluidos de terminación empleados en el campo petrolero - - - - -	51
IV.1	Terminaciones con salmueras - - - - -	51
IV.1.1	Propiedades físicas y Químicas de las salmueras - - - - -	52
IV.1.2	Desplazamiento del lodo de perforación -	56
IV.1.3	Cálculos con salmueras - - - - -	60
IV.2	Fluidos de control base polímeros - - -	63
IV.2.1	Preparación - - - - -	65
IV.2.2	Recomendaciones para el control - - - -	68
IV.2.3	Recomendaciones en el manejo - - - - -	69

IV.3	Terminación con emulsiones - - - - -	71
	Conclusiones - - - - -	75
	Bibliografía - - - - -	77

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

El mercado petrolero actual está caracterizado por una sobreoferta del crudo que ha sido propiciada por --- factores estratégicos de los países industrializados y por--- carencias económicas en las naciones productoras.

La amplia disponibilidad de hidrocarburos en México permite pensar en el desarrollo de actividades de alta-intensidad en el consumo de energía, puesto que seguiremos - contando con el petróleo para nuestro desarrollo futuro, es-obvio por tanto que deberíamos dominar y acrecentar las - - tecnologías necesarias para su extracción y transformación.

Durante las operaciones de perforación, termina-ción, reparación y estimulación realizadas a un pozo, se de-berá de tomar en cuenta una selección adecuada del fluido a-utilizar. En la selección de un fluido de control adecuado - para la reparación y terminación de pozos, se han usado di - versos fluidos de control: salmueras, salmueras densificadas emulsión inversa y fluidos bentoníticos con alto contenido - de sólidos dispersos.

Debido al material densificante, los fluidos con alto contenido de sólidos como lo son los lodos bentoníticos densificados con barita no se consideran adecuados para la - reparación de pozos. Ya que el material densificante, barita es inherente de los tratamientos ácidos.

Por esto, es necesario considerar el aspecto - - económico de reducir el daño a la formación en todas las ope

raciones, por lo cual se requiere modificar muchas prácticas comunes en el campo, aún cuando esto signifique elevar inicialmente los costos; estos incrementos se verán recompensados al elevar la producción y la recuperación.

Es conveniente canalizar experiencias para reducir costos operacionales presentes y futuros. El presente trabajo tiene como finalidad proporcionar los elementos necesarios para seguir propiciando el avance tecnológico de nuestro país.

Como resultado del alto costo que implican actualmente las operaciones de extracción y recuperación del petróleo, deberán seguirse desarrollando tecnologías que abatan costos y permitan el mejor aprovechamiento del petróleo para aumentar y garantizar su disponibilidad en el futuro.

C A P I T U L O I

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

La terminación de un pozo petrolero es el conjunto de operaciones que se realizan para comunicar la formación productora con la superficie, mediante la perforación de la tubería de revestimiento, T.R. de explotación -- que es la que aísla a la zona productora.

La terminación de un pozo es uno de los trabajos que vienen a completar los de la perforación y son tan importantes como estas.

Por definición un fluido de terminación y reparación es un fluido que se coloca contra la formación productora mientras se realizan operaciones tales como, con -- trol del pozo, limpieza, taponamiento, control de arena o -- disparos.

Las propiedades requeridas del fluido varían de pendiendo de la operación, pero la posibilidad del daño de la formación deberá ser siempre un aspecto importante. En ciertas operaciones, tales como la consolidación de la arena o empacamiento con grava, el contacto de los fluidos con la formación nos puede producir el taponamiento de los disparos en la cara de arena y por consiguiente un daño. Este contacto no puede ser eliminado; por lo que se deberá seleccionar fluidos que minimicen las posibilidades de este --

daño.

1.1. OBJETIVO

El objetivo de la terminación de un pozo, con --
siste en establecer una buena comunicación entre la forma --
ción y la superficie, con el objeto de lograr el máximo de -
productividad. Cualquier restricción del fluido de la forma-
ción hacia el pozo se denomina "Skin" y nos indica algún ti-
po de daño o combinación de éstos, a la formación. Estos ---
ocurren durante los trabajos de perforación terminación, rea-
condicionamiento, producción o inyección.

En todos los casos, se ocasiona por ciertas con-
diciones del movimiento de fluido dentro o fuera de la forma
ción. Todo daño ocasionado a la formación afecta los canales
de la roca por donde circulan los fluidos hacia el pozo.

Antes de decidir el tipo de fluido para la ter -
minación de un pozo, se deberá considerar el ambiente en el-
cual se va a realizar la operación:

- a) .- Profundidad de la zona productora.
- b) .- Presión de fondo.
- c) .- Temperaturas (del fondo y de la superficie).
- d) .- Disponibilidad de fluidos.
- e) .- Costos de obtención y preparación de los fluidos.
- f) .- Características de la formación y de los fluidos que
contenga.

Sea cual fuere el tipo de fluido seleccionado,--

éste debe de estar limpio y libre de elementos contaminantes.

La terminación es la fase más importante en la vida del pozo. Abarca cada una de las operaciones entre la perforación y el acto de comenzar a fluir el pozo.

La técnica de la terminación depende y afecta a la técnica de la producción, las posibilidades futuras de reparación y la productividad del pozo.

La terminación ideal del pozo, minimiza el costo inicial de operación, al mismo tiempo que abre el más eficiente camino hacia la superficie para el flujo del fluido del yacimiento. El mejor diseño proporcionará y hará factible la mejor operación de un pozo de petróleo o gas, a lo largo de toda su vida. Un mal diseño, ocasionará elevados costos de operación, abandono prematuro y reservas irre recuperables.

1.2 CRITERIOS DE SELECCION

En los últimos años muchos sistemas nuevos de fluidos han aparecido, la mayoría debido al reconocimiento del alto riesgo de reducir la productividad, o taponar completamente ciertas secciones de la zona productora, a través del contacto con un fluido extraño.

Estos puntos deberán considerarse al seleccionar un fluido de terminación.

Densidad del fluido.- La densidad del fluido de-

be ser la mínima necesaria para controlar la presión del yacimiento.

Contenido de sólidos.- Idealmente el fluido no debería contener sólidos para evitar el taponamiento de la formación y de los disparos. Las partículas mayores que la mitad del diámetro del poro promedio deberán puentear la entrada del poro. Estas partículas más grandes probablemente no serán perjudiciales si se remueven mediante lavado del pozó o se destruyen con ácido.

Las partículas con tendencia a taponar la cara de la formación, obviamente obstruyen las operaciones, tales como una consolidación de arena, empacamiento con grava o cementación forzada.

Características del filtrado.- Las características del filtrado deberán ser ajustadas, para minimizar el daño a la formación considerando el hinchamiento o dispersión de las arcilla, los cambios de mojabilidad, y la estabilidad de emulsiones. Muchas veces esto significa que el fluido deberá contener el surfactante más apropiado.

Pérdida de fluido.- Las características de pérdida de fluido pueden ajustarse para prevenir las pérdidas de cantidades excesivas de fluidos a la formación, o para permitir la aplicación de esfuerzo hidráulico a una formación de arena no consolidada. El puenteo en la cara de formación mediante partículas solubles en ácido dimensionadas apropiadamente como lo es el carbonato de calcio CaCO_3 , es una manera deseable para controlar la pérdida del fluido.

Hasta donde las limitaciones lo permiten se pue-

de substituir el CaCO_3 por partículas de resinas solubles en aceite. En uno y en otro caso se requieren también partículas coloidales para un sello efectivo.

Características relacionadas con la viscosidad.- Las características relacionadas con la viscosidad, tales -- como punto de cedencia, viscosidad plástica, y el esfuerzo - Gel, pueden ser ajustados para proporcionar al fluido la capacidad de acarreo requerida para llevar arena o cortes a la superficie usando gastos de circulación razonables. Las pruebas de laboratorio muestran que muchos aditivos para elevar la viscosidad causan reducción permanente en la permeabilidad. Esto puede minimizarse mediante una cuidadosa elección de polímeros acompañados de un adecuado control de pérdida - de fluido para limitar la invasión.

Productos de corrosión.- El fluido debera estar químicamente estable a fin de que la reacción de oxígeno libre con las tuberías de acero sea mínima, y que el hierro en la solución sea secuestrado y no se permita la precipitación de este en la formación.

Consideraciones mecánicas.- El equipo disponible para mezclar, almacenar, remover sólidos y circular es con frecuencia importante en la selección del fluido.

1.3 FUNCIONES DE LOS FLUIDOS DE TERMINACION Y REPARACION.

Para la terminación y reparación de pozos, los fluidos de control que se utilizan, deben cumplir gran parte de las funciones de los fluidos de perforación y algunas --

otras específicas. Estas se resumen a continuación:

- a) . - EVITAR DAÑOS A LA FORMACION.
- b) . - CONTROLAR LAS PRESIONES SUBSUPERFICIALES.
- c) . - LIMPIAR EL POZO.
- d) . - LUBRICAR Y ENFRIAR LA SARTA Y HERRAMIENTAS ESPECIALES.
- e) . - MANTENER LOS RECORTES Y MATERIAL DENSIFICANTE EN SUSPENSION CUANDO SE INTERRUMPA LA CIRCULACION.
- f) . - EFECTO DE FLOTACION.
- g) . - PERMITIR LA ELIMINACION EN LA SUPERFICIE DE LOS SOLIDOS INDESEABLES.

a).- EVITAR DAÑOS A LA FORMACION.- Esta función es la más importante de los fluidos de terminación y reparación de pozos, puesto que las formas más comunes del daño a la formación es el uso inadecuado de fluidos que reducen la porosidad y permeabilidad y que se debe a:

1).- Invasión del filtrado.

2).- Invasión de los sólidos finos que contiene el -- fluido.

b).- CONTROLAR LAS PRESIONES SUBSUPERFICIALES.- La parte de estrato productor donde se encuentran los disparos es la parte más sensible de la formación y también en donde se encuentran ciertas presiones que deben controlarse con el fluido el cual deberá tener características adecuadas para no dañar a la formación.

c).- LIMPIAR EL POZO.- Eliminando recortes, arenas, cemento mediante el acarreo a la superficie. Esto se requiere-

cuando se muele algún tapón de cemento, una herramienta o algún dispositivo que no se desee tener en el pozo y esto produce recortes, otra forma de producir recortes es cuando se requiere profundizar el pozo.

- d).- LUBRICAR Y ENFRIAR LA SARTA Y HERRAMIENTAS ESPECIALES. Esta función también la desempeña el fluido de control en la terminación y reparación de pozos cuando se meten los diferentes aparejos de producción, tubería de producción, empacadores y accesorios subsuperficiales. También cuando se perfora o muele alguna herramienta no deseable o se profundiza.
- e).- MANTENER LOS RECORTES Y MATERIAL DENSIFICANTE EN SUS SUSPENSION CUANDO SE INTERRUMPA LA CIRCULACION.- Esta es una función análoga a el de los fluidos usados en perforación.
- f).- EFECTO DE FLOTACION.- Este efecto es similar a el de los fluidos de perforación ya que el fluido soporta -- parte del peso de los aparejos de producción y tuberías cuando se hace operaciones de terminación de pozos.
- g).- PERMITIR LA ELIMINACION EN LA SUPERFICIE DE LOS SÓLIDOS INDESEABLES.- El fluido debe tener unas características adecuadas para permitir extraer de él los recortes y sólidos indeseables que se generan al rebajar cemento, moler tapones, chatarra o escariar la tubería de revestimiento. Por medios mecánicos para hacerlo en

forma eficiente.

1.4 CLASIFICACION DE LOS FLUIDOS DE CONTROL.

- 1.4.1 BASE AGUA
- 1.4.2 BASE ACEITE
- 1.4.3 BASE AIRE

1.4.1 FLUIDOS BASE AGUA

AGUA SALADA DE FORMACION

Quando se tiene disponible, el agua salada de la formación se emplea como fluido de terminación ya que su -- costo es bajo, lo que ha hecho su uso cotidiano en México. -- Si es libre de elementos contaminantes esta agua es ideal -- desde el punto de vista de minimizar el daño a la formación debido a que reduce el hinchamiento o dispersión de arci -- llas en formaciones de areniscas.

Sin embargo es muy riesgoso su uso ya que a menu -- do contiene sustancias químicas de tratamientos, partículas finas de aceite, arcilla, parafinas, asfaltos o incrustan -- tes, por lo que puede causar un daño apreciable a la forma -- ción y a veces esta agua puede contener surfactantes de tra -- tamientos de aceite, rompedores de emulsión catiónicos o -- inhibidores de corrosión los cuales pueden causar problemas de mojabilidad o formación de emulsiones.

AGUA DE MAR O BAHIA

Debido a su disponibilidad también se le usa fre -- cuentemente en las áreas costeras. Pero no deja de contener

frecuentemente arcillas y otros finos que causan taponamiento. Debido a su baja salinidad esta se incrementa agregando se cloruro de sodio o cloruro de potasio para evitar la disgregación de arcillas.

SALMUERAS

Las salmueras se utilizan principalmente para la terminación de pozos, puesto que son los fluidos más ideales para dichas operaciones, sin ocasionar daños a las formaciones productoras cuando están libres de sólidos en suspensión. Algunos de estos sistemas se elaboran a partir de polímeros, los cuales aumentan la viscosidad del agua salada.

SOLUCIONES	DENSIDAD		gr/cc
KCl	1	--	1.17
NaCl	1	--	1.18
CaCl ₂	1.32	--	1.40
NaCl-CaCl ₂	1.18	--	1.32
CaCl ₂ -CaBr ₂	1.40	--	1.82

1.4.2 FLUIDOS BASE ACEITE

ACEITE CRUDO

La disponibilidad del aceite lo hace una opción lógica donde su densidad satisface las condiciones de operación. Las consideraciones respecto a su densidad pueden ha-

cerlo particularmente deseable en formaciones con baja presión, el aceite es un excelente fluido de terminación ya que la pérdida de aceite a la formación no es generalmente nocivo desde el punto de vista del hinchamiento de las arcillas o efectos de saturación. El aceite crudo siempre deberá analizarse ya que puede contener parafinas o asfaltenos que podrían taponar la formación. Esto puede hacerse en el campo utilizando un equipo, API de prueba de pérdida de filtrado-- para observar la cantidad de sólidos recolectados en el papel filtrado, se deberá analizar la posibilidad de formación de emulsiones con el agua de formación y la forma de controlarla.

ACEITE DIESEL

Este fluido puede ser ideal cuando se requiere un fluido especialmente limpio para las operaciones; tales como consolidación de arenas. Puede ser ventajoso trabajar bajo presión en la superficie donde la densidad del aceite no es suficiente para controlar la presión de formación.

Dependiendo de las prácticas de transporte y manejo, deberá analizarse el contenido de sólidos en el diesel. No deben existir problemas con la formación de emulsiones y con la mojabilidad si el diesel se obtiene en la refinería antes que se incluyan ciertos aditivos para el combustible del motor.

EMULSIONES INVERSAS

Las emulsiones de agua en aceite, contienen el agua como fase dispersa y el aceite diesel como fase continua. Las emulsiones inversas están formuladas con diesel ---

agua o salmueras, emulsionantes, viscosificantes, reductores de filtrado, gelantes, surfactantes y densificantes y dependiendo de su naturaleza estas son estables a altas temperaturas. El costo de los lodos base aceite y de emulsión inversa son relativamente altos, y generalmente pueden justificarse solo en casos donde las arcillas de la formación podrían ser dañadas seriamente mediante el uso de un lodo convencional base agua.

1.4.3 FLUIDOS BASE AIRE

ESPUMAS

Las espumas están formadas por una dispersión de un gas en un líquido y la adición de un agente químico que reduce la superficie de tensión interfacial, como es el caso de los surfactantes espumosos.

Se utiliza en trabajos de reparación y terminación en pozos depresionados en los que es necesario remover sólidos dependiendo de la relación aire/espuma pueden obtenerse gradientes de flujo de 0.1 a 0.2 psi/ft'. La espuma es una mezcla mecánica simple de aire o gas disperso en agua limpia o salmuera de campo que contiene una pequeña cantidad de surfactante. El tipo de surfactante y la concentración de será seleccionarse para desarrollar una espuma estable con los fluidos encontrados en el pozo.

Los requerimientos de equipo incluyen una compresora o una fuente de gas, tanques de mezclado para la solución espumante, una bomba de líquidos, facilidades de medición para volúmenes de aire y líquidos y un generador de es-

pumas que proporcione buena dispersión del aire en la solución espumante. Para usar las espumas como fluido es necesario mantener una columna continua con una consistencia suficiente para satisfacer las condiciones de las operaciones y levantar los fluidos y recortes que se incorporen para sacarlos hasta la superficie.

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

La ventaja principal de la espuma es la combinación de baja densidad y alta capacidad de acarreo a velocidades de flujo moderadas, la espuma generada con gas natural o nitrógeno se ha utilizado junto con tuberías de diámetro pequeño o equipo SNUBBING para limpiar pozos con presiones más altas sin controlarlos, matarlos.

C A P I T U L O I I

"PROPIEDADES REOLOGICAS DE LOS FLUIDOS DE CONTROL"

Las propiedades reológicas y tixotrópicas de los sistemas de los fluidos de terminación y reparación, se definen mediante los siguientes parámetros:

11.2	VISCOSIDAD APARENTE	μ_a
11.3	VISCOSIDAD PLASTICA	μ_p
11.4	PUNTO DE CEDENCIA	τ_o
11.5	FUERZA DE GELATINOSIDAD	G_o

11.1 VISCOSIDAD

Viscosidad es la fuerza de resistencia al flujo-- que tiene un fluido; la relación que existe entre la tensión de corte de un fluido y la velocidad de corte para el mismo.

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

$$\text{POISE} = \frac{\text{dina}}{\text{cm}^2} \cdot \frac{\text{cm/seg.}}{\text{cm}}$$

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

11.2 VISCOSIDAD APARENTE (μ a)

Es el punto de escurrimiento de un fluido, causado principalmente por las fuerzas de atracción de sus partículas y en menor grado por la fricción creada entre ellas.

La viscosidad de un fluido es afectada por la temperatura. Por ejemplo la viscosidad del aceite es más alta que la viscosidad del agua y sometidos ambos fluidos a temperatura, la viscosidad más afectada será la del aceite ya que disminuirá su punto de escurrimiento.

En el campo la medida de la viscosidad aparente o punto de escurrimiento, se efectúa con el embudo "MARSH", y su unidad se expresa en segundos "MARSH" que indican el tiempo que tarda en fluir por el embudo un litro de fluido.

En el laboratorio la medición de esta viscosidad se lleva a cabo con el viscosímetro de la velocidad variable conocido comúnmente como viscosímetro FANN VG, que nos ofrece su resultado en las unidades que conocemos como centipoises (cp).

11.3 VISCOSIDAD PLASTICA (μ p)

Es la resistencia del flujo a fluir, causada por

la fricción mecánica, generada por el rozamiento de los sólidos entre sí y con el líquido que los rodea. Se origina -- por la concentración de sólidos presentes y depende del contenido de los sólidos, forma, tamaño y de la temperatura del fluido.

De esta definición se deduce que, a mayor densidad o concentración de sólidos por volumen, la fricción entre las partículas aumentará por incrementarse el rozamiento entre ellas; y bajo tales condiciones, la viscosidad plástica, que es una medida de fricción, se incrementará, aumentando también la viscosidad aparente.

Si se disminuye el diámetro o tamaño de las partículas sólidas, también aumentará la viscosidad plástica. Ya que se aumentará el área de superficie de las partículas y -- ésto incrementa el rozamiento y la fricción entre ellas.

En resumen, la acumulación de sólidos perforados y la presencia de material químico contaminante, aumentarán la viscosidad plástica. La dilución con agua, el uso efectivo del equipo de control de sólidos y floculación en la línea de salida disminuirá la viscosidad plástica. La medición de la viscosidad plástica se lleva a cabo con el viscosímetro de lectura directa FANN VG, registrándose su valor en centipoises (cp).

11.4 PUNTO DE CEDENCIA (τ_0)

El punto cedente es otro de los componentes de la resistencia al flujo de un fluido, la cual es debida a las fuerzas electroquímicas de atracción que existen entre las -

partículas o sólidos en suspensión. Se usa más que la viscosidad plástica para indicar el espesamiento del lodo y está muy relacionado con la gelatinosidad, de este parámetro conjuntamente con el de viscosidad dependerá la capacidad de acarreo.

El valor de esta fuerza de atracción o punto de cedencia, está en función de:

- 1.- El tipo de sólidos y las cargas eléctricas asociadas con ellos.
- 2.- La concentración en volumen de sólidos.
- 3.- La concentración iónica de las sales contenidas en la fase líquida.

La medida del valor de esa fuerza de atracción, se efectúa mediante el viscosímetro de velocidad variable FANN VG. Sus unidades son lb/100 pie².

Un alto punto de cedencia, tiene efectos indeseables sobre el control de pérdida del filtrado, las presiones de circulación y las resistencias de los geles, por lo cual muchas veces es necesario reducirlos.

11.5 FUERZA DE GELATINOSIDAD (Go)

Es la medida de la capacidad de una dispersión coloidal, a desarrollar y retener una forma gelatinosa, la cual se basa en su resistencia de corte.

Esta propiedad reológica es determinante para lograr la función de suspensión de recortes, ya que la fuerza-

de gelatinosidad de un fluido define su capacidad para mantener estos sólidos en suspensión. La bentónita y otras arcillas coloidales, así como los polímeros, son materiales hidratables que se pueden añadir a los fluidos con el fin de aumentar la fuerza de gelatinosidad.

Gelatinosidad y punto de cedencia son dos propiedades reológicas que están en función de la fuerza de floculación. Al disminuir el punto cedente, también se disminuye la gelatinosidad; sin embargo un valor bajo de punto de cedencia no será indicativo de que la gelatinosidad sea cero.

TIPOS DE GELATINOSIDAD

- 1.- Gel Progresiva
- 2.- Gel Frágil.

1.- GEL PROGRESIVA.- Una gelatinosidad progresiva es la que comienza con valores bajos y aumenta en forma constante al poner el fluido en reposo (ver fig. 11.1). Esto ocurre cuando existe una alta concentración de sólidos deseables.

Este tipo de fuerza de gel es firme y se requiere un incremento adicional a la presión de circulación normal para que este recobre su fluidez.

2.- GEL FRAGIL. - En este tipo de gel, se inicia una fuerza de gel en los primeros minutos; pero aumenta muy poco con el tiempo en reposo (ver fig. 11.1). Este tipo de fuerza de gel es menos firme y requiere por tanto una menor presión de bombeo para establecer la circulación.

Para conocer el valor de la fuerza del Gel, se -- utiliza el viscosímetro de lectura directa FANN VG y las uni dades de medida son lb/100 pie².

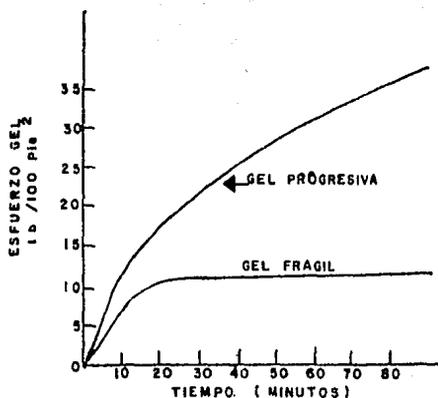


FIG. II-1 GENERALIZACION DEL ESFUERZO GEL

11.6 FACTORES QUE AFECTAN EL COMPORTAMIENTO REOLOGICO- Y TIXOTROPICO DE LOS FLUIDOS.

11.6.1 Los sólidos que se incorporan a los fluidos de -- control, estos se dividen en dos grupos: Deseables e Indesca**bles**.

- Los sólidos deseables ayudan al fluido a desempeñar fun-- ciones específicas durante las operaciones de Reparación- y Terminación de pozos. Por ejemplo la bentonita se em -- plea para el control de la viscosidad y la pérdida del -- filtrado; la barita y el carbonato de calcio sirven para -- aumentar la densidad al fluido.

- Los sólidos Indeseables.- Son materiales que se incorporan al fluido ya preparado, durante las operaciones que realizan y que contaminan al fluido, obstaculizando su eficiencia en el desempeño de sus funciones.

Estos sólidos son tales como arena, cemento, fierro, sulfato de calcio, flujos de agua salada, gas bioxido de carbono, CO_2 y ácido sulfhídrico, H_2S .

La incorporación de estos afecta la estabilidad-reológica, tixotrópica y de filtración, por consiguiente es necesario eliminarlos para evitar, problemas durante las ---operaciones de terminación y reparación. Esto se hace por medio, de tres métodos.

- 1).- DILUCION.- En la mayoría de los casos se añade -- agua para bajar la concentración de -- los sólidos. Esto reduce la fricción - entre las partículas, disminuyendo así la Viscosidad Plástica. También disminuye la Viscosidad Aparente. Debera tenerse cuidado al agregar agua ya que disminuirá la densidad del fluido.
- 2).- SEDIMENTACION.- Este es un método en donde el fluido - se hace circular por una presa de asentamiento o de reserva, aumentando el - tiempo de reposo, para que la fuerza - de gravedad lleve los sólidos al fondo.
- 3).- CONTROL MECANICO Y QUIMICO.- El equipo mecánico requerido

do en el sistema de circulación puede estar compuesto por una zaranda vibratoria, un Hidrociclón, deslimizadores y un desarenador para el caso de que se tengan partículas de operaciones de molienda. En operaciones de molienda de fierro es conveniente utilizar a la salida del vibrador un colector magnético. Los compuestos químicos se utilizan para dispersar las partículas sólidas o también flocularlas para que estas sean más fácilmente removidas por el equipo mecánico.

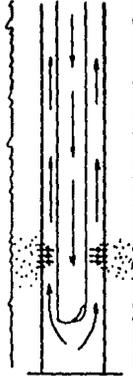
11.6.2 La filtración se define como la capacidad que tiene un fluido de perder su fase líquida hacia la formación, cuando la permeabilidad de ésta lo permite. La fase líquida puede ser agua o aceite.

La filtración del fluido a la formación se contraresta mediante la formación de un enjarre que sirve de medio filtrante, el cual se presentará principalmente en aquellas formaciones que sean permeables, por lo cual requerirá una permeabilidad baja del filtrado en el enjarre para una próspera terminación del pozo.

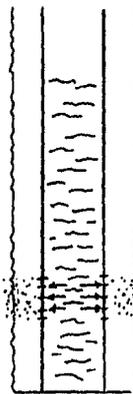
Altas velocidades de filtrado siempre producen efectos indeseables que pueden dañar irreparablemente una formación productora. Estos son, entre otros, " Lodificación " de Lutitas, invasión de filtrado y fricción en el agujero.

TIPOS DE FILTRACION:

a).- DINAMICA, ocurre cuando el fluido está circulando.



b).- ESTATICA, se produce -- cuando el fluido está -- en reposo.



Actualmente los medios empleados para evaluar la filtración dinámica son costosos e inoperantes en el campo por consiguiente siempre se toma como medida estandar -- los datos de la filtración estática. Para esta medición se emplea el filtro prensa a baja presión 7.03 kg/cm^2 y a alta

presión 35.15 kg/cm^2 , el resultado se reporta en centímetros cúbicos (cm^3) o mililitros (ml).

Es importante tener siempre presentes los factores que afectan la filtración, ya que quizá la función más importante en el manejo de los fluidos de control es evitar daños a la formación y esto puede ocurrir si estos factores se descuidan.

FACTORES: Tiempo, Temperatura, Presión y Dispersión.

TIEMPO.- La velocidad de filtración es directamente proporcional a la raíz cuadrada del tiempo, contado desde la pérdida inicial del filtrado que ayuda a formar el enjarre. La pérdida de agua se mide durante un período de 30 minutos según especificaciones del American Petroleum Institute (API).

TEMPERATURA.- Un aumento de temperatura eleva la velocidad de filtración, porque se reduce la viscosidad del petróleo o del agua en su fase continua. Una mayor temperatura puede causar la floculación de algunas arcillas y por tanto el aumento de velocidad de filtrado. La alta temperatura produce cambios químicos en el fluido, al aumentar la solubilidad de los contaminantes produciendo floculación de lo que disminuye la eficiencia de los dispersantes y de otros aditivos para control de filtrado. Sin embargo, cuando hay muy bajas temperaturas, un aumento de éstas dará, en ocasiones una me -

mejor hidratación al fluido y una buena dispersión de sus partículas coloidales, disminuyendo así la pérdida de agua.

PRESION.- Los efectos de la presión sobre la velocidad de filtración, dependen en gran medida de las características del enjarre. Si éste es compresible, un aumento de la presión reduce su permeabilidad y disminuye la pérdida de filtrado; pero si éste es incompresible, la velocidad de filtrado variará aumentando con la raíz cuadrada de la presión.

DISPERSION.- Una apropiada dispersión de las arcillas coloidales es importante para el control de la permeabilidad del enjarre. Un fluido floculado permite una pérdida de agua mayor, ya que el fluido pasa libremente entre los agregados del fluido.

La adición de reactivos, sirve para dispersar los sólidos y dar fuerza a la costra de enjarre lo que también ayuda a bajar la pérdida de agua. En algunos casos, la adición de agua al sistema en un fluido densificado que contiene demasiados sólidos, puede ayudar a disminuir la densidad de filtración. Este descenso de la pérdida de agua, añadiendo agua, se debe a una mejor distribución de los sólidos y al descenso de gelatinidad.

Pero este tipo de tratamiento no es recomendable ya que afecta otras propiedades básicas lo que puede ocasionar un incremento en los costos de los sistemas.

11.7 PROPIEDADES Y FUNCIONES DE LOS FLUIDOS
DE REPARACION Y TERMINACION DE POZOS .

FLUIDOS	PROPIEDADES	USO	OBSERVACIONES
Agua dulce	Densidad y Viscosidad	Fluido de control	Limpieza pozos someros.
Salmueras y Sodio y Calcio.	Densidad y Viscosidad	Fluido de control	Limpieza pozos someros.
Salmueras combinadas.	Densidad y Viscosidad	Fluido de control	Limpieza pozos someros.
Salmueras con polímeros y densificantes.	Densidad, VA, VP, PC, Gel, Filtrado, Enjarrere.	Fluido de control Limpieza y Molienda.	Verificar densidad por ser afectados por la Temperatura.
Bentónico	Densidad, VA, VP, PC, Gel, Filtrado, Enjarrere.	Fluido de control y moliendas.	Evitar su empleo por dañar la formación.
Bentonítico	Densidad, VA, VP, PC, Gel, Filtrado, enjarrere.	Fluido de control limpieza y Moliendas.	Evitar su empleo por dañar la formación.
Cromolignosulfato	Densidad, VA, Vp, PC.	Fluido de control Limpieza y Moliendas.	Utilizado en la terminación de pozos.
Baja Densidad.	Densidad, VA, VP, PC, Gel, Filtrado, enjarrere.	Fluido de control Limpieza y Moliendas.	Se utiliza en pozos con bajas presiones.

C A P I T U L O I I I

DAÑO A LA FORMACION Y PRODUCTIVIDAD DEL POZO EN OPERACIONES DE CAMPO

3.1 INTRODUCCION

El diagnóstico de los problemas de daño a la formación a llevado a la conclusión de que el daño a la formación generalmente se asocia, ya sea con el movimiento y puenteo de sólidos finos o reacciones químicas y consideraciones termodinámicas.

Los sólidos finos que pueden introducirse en las formaciones, proceden de los fluidos del pozo o pueden generarse en la formación productora debido a la interacción de fluidos invasores con minerales de la roca o fluidos de la formación. El control del daño a la formación requiere de un diseño apropiado de los fluidos de tratamiento para que exista compatibilidad química y un control estricto de las propiedades físicas y químicas del fluido durante el tratamiento.

El uso de fluidos de tratamiento con poco filtrado sarta de trabajo limpia y fluidos inhibidos han mostrado ser importantes en el control del daño a la formación, durante las operaciones de terminación, reparación y producción del pozo. Durante muchos años cuando el costo del aceite era muy bajo, el daño a la productividad se ignoró y se enfatizó

en minimizar costos en lugar de maximizar productividad.

La falla en el control de procedimientos de tratamiento, operativos y químicos en cualquier etapa pueden - hacer que falle la efectividad de todas las operaciones de diseño del pozo y de ejecución.

Un conocimiento amplio de como ocurre el daño a la formación es el primer paso para prevenirlo, en cada - - operación deberá tenerse presente el posible daño a la formación y la manera que éste afecta la productividad del pozo.

3.2 NATURALEZA DEL PROBLEMA

Aunque la manera en la cual la productividad -- del pozo puede dañarse varía de operación a operación, la - investigación y diagnóstico de problemas específicos indi - can que las razones asociadas generalmente son el transporte de sólidos finos, las reacciones químicas o una combinación de ambas. Para prevenir el daño a la permeabilidad o - para estimular un pozo, es de vital importancia que se diag - nostique cual es exactamente el mecanismo de daño.

Para ayudar al diagnóstico, se debe primero entender la naturaleza de las formaciones y de los sistemas - a emplear.

Para tener un conocimiento de la formación es - necesario analizar núcleos procedentes de las formaciones - y detectar el recorrido de los fluidos de formación o tra - tamiento, es obvio que los fluidos que se mueven a través -

de los poros se encuentran con recorridos tortuosos, grandes paredes de poro con grandes áreas superficiales y una variedad de minerales reactivos tales como arcilla, feldespatos, micas, y componentes de fierro. Estas condiciones -- de poro proporcionan un medio ideal para el entrampamiento de los sólidos y para las reacciones químicas entre los -- fluidos invasores y arcillas y otros minerales a lo largo de los poros.

Algunas de las primeras indicaciones del movimiento de partículas observadas en el laboratorio son:

- (1) Cambios abruptos en los valores de permeabilidad cuando el flujo a través de un núcleo se -- invierte.
- (2) La descarga de finos microscópicos cuando se -- inyecta agua limpia dentro de un núcleo que -- contiene arcilla.
- (3) Permeabilidad relativa del agua más baja que -- la del aceite en flujo de una sola fase y nú -- cleos sensibles al agua.

Por muchos años, el significado de estas obser -- vaciones no se reconocieron ampliamente. Sin embargo, la -- continua investigación sobre el daño a la formación durante la perforación llevó a una observación no esperada que -- enfatizó la importancia del movimiento de las partículas originando mejores recuperaciones de permeabilidad del aceite, mediante el contraflujo en un núcleo dañado con lodo a ba -- jas caídas de presión y bajos gastos.

Las aplicaciones de este procedimiento son di -- fíciles de cuantificar en pozos terminados; sin embargo en po --

zos reperforados y zonas depresionadas sensitivas al agua - se han obtenido producciones más altas que las esperadas -- cuando se utilizan métodos de limpieza de bajo abatimiento.

Otros estudios de laboratorio muestran que la - migración de los sólidos finos mojados por agua son impulsados por la invasión del agua que los moviliza dentro de la pared de los poros, la limpieza a bajos gastos de los poros que contienen sólidos parece ser efectiva ya que evita los efectos de interferencia de las partículas en movimiento en las paredes del poro.

A bajos gastos, los finos dispersos en movimiento pueden alinearse para pasar uno por uno a través de la - geometría del poro o bien pueden pasar a ser inmovilizadas - en la película de agua intersticial en las paredes del poro. A altos gastos, los finos distribuidos aleatoriamente en movimiento rápido se interfieren uno con otro y puentean los - poros.

El reconocimiento de la regla de migración de - finos en formaciones dañadas a resultado, en amplia aplicación de técnicas de limpieza a bajos gastos posteriores a - los tratamientos de estimulación de pozos. La diferencia en salinidad entre el agua invasora y la de formación también - es una fuente de liberación de finos en formaciones sensitivas al agua, sin embargo estudios de laboratorio muestran - que el daño a la permeabilidad por este efecto puede minimizarse por medio de un cambio gradual en la salinidad del -- fluido.

Además del daño a la formación por migración de

finos generados en la formación, el taponamiento puede ocurrir debido al acarreo de sólidos finos por medio de los fluidos del pozo durante la perforación, cementación, disparos, reparación y tratamientos del pozo, los problemas causados por estas fuentes serán discutidos a continuación.

3.3 IMPORTANCIA DE LOS FLUIDOS LIMPIOS

Los fluidos que están en contacto con una formación potencialmente productiva deberán estar limpios, éstos incluyen los fluidos de perforación, terminación y reparación.

Hoy en día es una práctica aceptada y económicamente posible en la mayoría de los casos pagar el costo donde se requieren las salmueras que son extremadamente caras. Ellas mantienen el control de pozos con alta presión y previenen el daño a la formación, el cual puede ser causado por los lodos.

La barita, la cual se usa frecuentemente para densificar los lodos de perforación, es uno de los peores materiales que pueden ser usados, debido a que no hay química que la disuelva una vez que ha sido acumulada dentro de la formación.

El carbonato de calcio y carbonato de hierro (CaCO_3 y FeCO_3), son utilizados para densificar fluidos de terminación, ambos son materiales solubles con ácido sin embargo estos sólidos son difíciles de remover en la formación especialmente en intervalos grandes de terminación.

El fluido seleccionado deberá ser estable y libre de sólidos en suspensión por lo que se recomienda filtrarse antes de introducirse al pozo, ya que en empacamientos con grava los sólidos de fluido de terminación mezclados con alta permeabilidad de la grava usada para el empacamiento, nos pueden producir una permeabilidad resultante de la mezcla de la grava y los sólidos finos menor.

Cuando dos partículas de diferente tamaño se mezclan, es un error considerar que la permeabilidad resultante será un promedio de las dos permeabilidades. En el caso del empacamiento con grava las partículas pequeñas tienden a llenar los espacios entre las partículas grandes, así que la permeabilidad de la mezcla es finalmente menor que la de las partículas pequeñas.

El equipo utilizado para transportar los fluidos de terminación y reparación deberán estar limpios y los tanques deben de lavarse para suprimir todo contaminante. Las líneas de drenaje del fluido en el tanque, estarán colocadas en el fondo para que los sedimentos puedan ser drenados. Las bombas y las líneas, deben ser lavadas a presión con el fluido limpio para remover todo contaminante antes de bombear el fluido hacia el pozo.

Se debe tener un buen control de los filtros para evitar que estos se encuentren rotos o taponados, se deberá circular para tener el fluido del pozo limpio y para remover los sólidos acumulados en las juntas, hay que evitar el exceso de grasa en la sarta de trabajo ya que es removida por los sólidos o fluidos que son bombeados al interior del pozo y puede ser depositada en los disparos y es -

casi imposible removerla.

Las herramientas de fondo, deben usarse limpias y despintadas para evitar que la pintura sea desprendida -- por el movimiento de la tubería de producción o por los -- fluidos. Aunque esta pintura representa un volumen muy pequeño de material, un poco de pintura puede reducir el gasto de producción a través de los disparos. Cuando la sarta se encuentre sucia y conteniendo parafina, incrustaciones e impurezas se debe cepillar y en algunos casos lavarla a vapor.

Durante muchas de las operaciones de servicio a un pozo el fluido se contaminará, por consiguiente es necesario vigilar continuamente el fluido y cambiarlo o filtrarlo para estar seguros de que no dañe a la formación. Se ha probado que es más fácil la prevención que el tratamiento del daño, es importante que la prevención se practique en todas las fases de las operaciones durante la vida del pozo.

3.4 FLUIDOS DE PERFORACION

Durante el tiempo de penetración de la barrena hasta que el pozo se termina, los sólidos del lodo de perforación o las pérdidas de fluido, pueden incrustarse o adherirse a los poros en la formación por la diferencia en la presión existente entre los lodos de perforación y la presión de formación (presión diferencial). El lodo se filtra y si no es tratado adecuadamente, engrosará el enjarre en las paredes del pozo, ocasionando la reducción de la permeabilidad.

El daño a la formación y los efectos en la productividad del pozo puede resultar de la interacción del -- filtrado del lodo con los minerales de la formación y de la invasión de sólidos del fluido de perforación, la penetración del filtrado depende del control efectivo de la pérdida de fluido y puede fluctuar de unos pocos centímetros a varios centímetros.

3.4.1 DAÑO POR FILTRACION.

Estudios de núcleo indican que el daño por filtrado puede ser controlado más efectivamente con lodos base aceite o con lodos base agua que contienen iones divalentes de calcio y magnesio (Ca, Mg). Estudios fundamentales de química de arcilla, flujo en núcleos y estabilidad de lodos de perforación han mostrado que arcillas, pizarras y rocas arcillosas son más estables cuando son expuestas a iones de potasio.

La permeabilidad de los núcleos llenados con -- filtrado base potasio está menos sujeta al daño por agua -- dulce, los fluidos base potasio son ampliamente usados en -- perforación, terminación y reparación cuando la sensibilidad es extremadamente crítica.

Filtrados de lodos base aceite o agua salada -- causan poco o ningún daño permanente; el agua salada aumenta la saturación de agua disminuyendo la permeabilidad del aceite, la cual puede recuperarse con el tiempo o con tratamientos. Sin embargo, los lodos base aceite son el mejor fluido.

La fig. III-1 nos muestra una comparación de la productividad de pozos terminados con dos tipos de lodos -- base aceite y agua (lignosulfonados y polímeros). En esta área las terminaciones base aceite son mayores de 1500 -- bl/día (239 m³/día) con respecto a los lodos base agua.

3.4.2 DANO POR PARTICULAS DEL LODO

La penetración de los sólidos dentro de los poros generalmente es menos profunda que el filtrado y esto puede tener menos efecto en la productividad del pozo. El daño de los sólidos del lodo depende del diámetro de los poros, diámetro de las partículas sólidas y su distribución en la formación. Las pruebas de laboratorio muestran que -- las partículas de los fluidos de perforación pueden pene -- trar varios centímetros dentro de las areniscas y la permeabilidad en la zona invadida puede ser dañada.

Cuando son perforados pozos en zonas sensitivas el tiempo que estan expuestos los fluidos con la formación es un factor muy importante. Si el pozo es perforado y revestido en un período de tiempo corto, el pozo puede ser -- terminado sin problemas. Si el tiempo que se requiere para perforar e introducir la tubería de revestimiento es grande el pozo comenzará a derrumbarse y esto puede resultar en -- una pegada de la tubería.

El daño por invasión de filtrado y sólidos puede ser minimizado por tratamiento del pozo o durante la perforación si se mantienen balanceadas la presión del pozo y la formación. Para intentar mitigar el daño durante la per-

foración y terminación, se empieza manteniendo una buena ca lidad del lodo con propiedades de baja pérdida de fluido y un mínimo tiempo de exposición en la zona productora.

Un resultado de los estudios, es la formulación de fluidos con enjarre no dañinos como lo son los sólidos - inorgánicos (carbonato de calcio) solubles en ácido y el uso de partículas orgánicas solubles en aceite como agentes de control de pérdida de filtrado.

3.5 CEMENTACION

Poco trabajo se ha publicado de daño a la forma ción por el filtrado del cemento. Ha sido postulado que el filtrado del cemento puede dañar la permeabilidad por dos - posibles causas.

- (1).- Hidratación del cemento por supersaturación -- con cal seguido por recristalización y deposi- tación en los espacios porosos.
- (2).- La reacción de la cal en el filtrado con sílice de la formación, forma hidratos de silicato de calcio que es un compuesto cementante.

Las inyecciones previas de cemento pueden conte- ner sólidos o materiales químicos no compatibles con la for mación, las cuales son otra fuente potencial de daño.

Altas pérdidas de fluido observadas en pruebas- de filtrado API con cemento, son frecuentemente usadas como argumento para emplear agentes de control de pérdida de --

filtrado en operaciones de cementación para reducir la invasión del filtrado y daño a la formación. No obstante el enjarre del lodo proporciona un importante control de la pérdida de fluido, aunque el enjarre externo de un lodo base agua sea completamente removido el enjarre interno con los poros de la formación limitará la filtración a valores bajos (0.01 a 1% en la mayoría de las formaciones rocosas naturales).

Los problemas del daño a la formación en operaciones de cementación no estan bien definidos y son necesarios estudios más definitivos. Los aditivos de control de pérdida de filtrado proporcionan una seguridad adicional -- contra la deshidratación y fraguado rápido en las cementaciones, pero se deberá estudiar la forma de proporcionar un control adecuado de la pérdida total del filtrado.

3.6 DISPAROS

El objetivo de una buena perforación por disparo es obtener un flujo efectivo entre el agujero del pozo y el yacimiento. Aunque las pistolas perforadas han sido ampliamente aceptadas como un método práctico de terminación-hace tiempo, experimentos y estudios de campo fluctuando -- sobre más de veinte años expusieron deficiencias en el diseño y procedimiento de perforación los cuales se tomaron en cuenta por reducir la productividad e inyectividad de los pozos.

Pocos estudios de daño a la perforación, han de mostrado que la productividad de un agujero disparado en -- arena tiene un efecto adverso si el disparo fuera hecho en-

un fluido que contiene sólidos como el comúnmente usado -- fluido de perforación o con la presión del pozo más alta -- que la presión de formación. Como un resultado de estos estudios, mejoras substanciales fueron hechas en la penetración del agujero y en la disminución del taponamiento de -- los disparos.

El problema de la obstrucción del flujo por só lidos, en parte formada por el lodo de perforación, creada por el proceso de disparos y asociados con el daño durante la perforación. Nos lleva a tomar una cuidadosa selección - en el control de los disparos y selección de fluidos, ya -- que el proceso de los disparos nos crearía una baja conductividad y daño a la formación.

El daño de las perforaciones parece que es un resultado inherente a los procesos de disparos convencionales. Aún bajo las mejores condiciones inmediatamente des -- pués de la perforación, la roca pulverizada y compactada y la carga de desechos bloquea los espacios naturales de los poros en la formación.

La fig. III-2 es un diagrama esquemático de -- una zona dañada después de los disparos, la zona de daño re residual alrededor de los disparos es generalmente de 1/4 a -- 1/2 pulgada (0.64 a 1.27 cm) de espesor y la permeabili-- dad es únicamente de 7 a 20% del valor original sin daño.

3.6.1 CARACTERISTICAS DE LOS FLUIDOS

Los fluidos utilizados para amortiguar los dis paros, deberán presentar un control de calidad alto y estar

libre de sólidos en suspensión. La contaminación de estos -- fluidos con los desechos dentro del pozo, grasa de tubería, suciedad y ojos de pescado pueden conducir a un daño en los disparos.

Fluidos preparados en el pozo, mantenimiento -- del equipo de filtración, tanques de almacenamiento limpios y tubería limpia son necesarios para asegurar que los fluidos no dañinos se encuentran en la zona productora.

Las perforaciones deben ser limpias, de tamaño y profundidad uniformes, se debe tomar muy en cuenta que la operación de perforación no debe dañar el revestimiento ni el cemento. Disparos bajo condiciones ideales con fluidos -- limpios en el pozo, son mejores y muestran generalmente una razonable penetración y características de flujo en las -- pruebas API. Otros factores inferidos de las observaciones de campo que pueden contribuir a reducir la efectividad de -- las terminaciones son, flujo turbulento en los disparos y -- problemas de control de calidad con las cargas empleadas.

3.6.2 EFECTO EN LA PENETRACION Y DENSIDAD DE LOS DISPAROS.

La importancia de un buen control en la pene -- tración del disparo, es un importante recurso en las operaciones para su perforación; existen numerosos factores que -- deben tenerse en cuenta, aunque no se tenga control sobre -- éstos y que afectan las operaciones. Los más importantes -- son: Tipo y resistencia de la formación, grosor de las paredes y grado de resistencia de la tubería de revestimiento, -

refuerzo dado a la tubería con el cemento, resistencia y -- grosor del cemento. Sobre algunos de éstos no se tiene casi información alguna, pero se debe tener presente su influencia sobre la efectividad de la operación durante los disparos.

Estudios analíticos y analogías muestran que -- en una formación sin daño es importante tener varios dis -- paros con menor penetración que un solo disparo profundo.

Los últimos análisis con un modelo de computadora de elementos finitos mostro que, en una formación con daño en la perforación extendida alguna distancia del pozo, con penetración profunda y baja densidad de disparos substancialmente más lejos de la zona dañada es más importante -- que varios disparos poco profundos dentro de la zona dañada.

La fig. III-3 muestra el efecto de la penetración y densidad de los disparos de perforaciones dañadas en una formación que tiene una zona dañada de 8 pg. (20.3 cm) de profundidad. Por ejemplo, para 6 pg. (15.24 cm) de profundidad de las perforaciones dentro de la zona dañada, doblando la densidad de los disparos de 4 a 8 disparos/ft se incrementa la relación de productividad de 0.52 a 0.68; pero a 4 disparos/ft doblando la penetración de 6 pg. (15.24 cm) a 12 pg. (30.5 cm), en relación con la penetración -- completa de la zona dañada, se incrementa la relación de -- productividad de 0.52 a 0.88.

Si incrementamos la penetración a 18 pg. (45.72 cm) obtenemos que la relación de productividad es igual

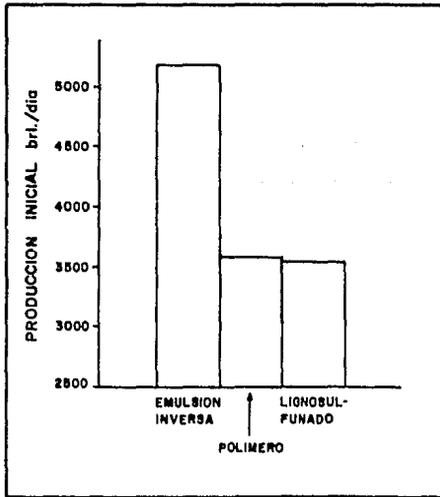


FIG. III-1 EFECTO DEL TIPO DE LODO EN LA PRODUCTIVIDAD

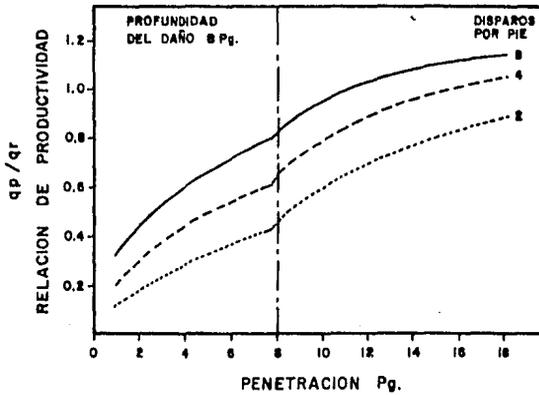


FIG. III-3 RELACION DE PRODUCTIVIDAD VS. PENETRACION

q_p : GASTO A TRAVES DE LOS DISPAROS
 q_r : GASTO EN AGUJERO DESCUBIERTO

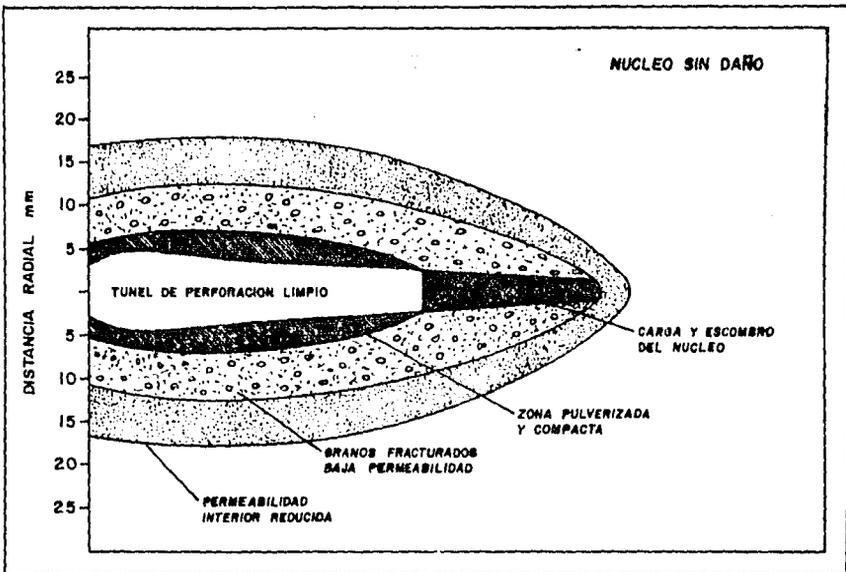


FIG. III - 2 EFECTO DE LA PROFUNDIDAD DE PERFORACION Y DENSIDAD DE LOS DISPAROS

a 1.0, lo cual es equivalente a la productividad del pozo - en agujero descubierto.

A pesar de los avances en la perforación desde hace veinticinco años, los resultados de campo indican que la productividad de los pozos frecuentemente no alcanzan -- los valores teóricos sin daño.

Comparaciones de campo de diferentes métodos - de terminación muestran que las terminaciones disparadas -- presentan una menor eficiencia de terminación que las terminaciones con Liner o empacamiento con grava.

Las siguientes evidencias de campo puntualizan para un gran porcentaje de disparos taponados, una razón de la baja eficiencia en las terminaciones disparadas.

- 1.- Las juntas disparadas y cedazos taponados de pozos productores típicos muestran la evidencia de producción de uno o dos disparos.
- 2.- Los perfiles de productividad e inyectividad en terminaciones disparadas comúnmente muestran que la mayoría de los fluidos fueron producidos desde o entrando por una fracción pequeña del intervalo total.
- 3.- La corrida del registro Gamma neutrón en pozos con tubería de revestimiento indican una improductividad de - hidrocarburos en secciones disparadas.

La gran proporción de perforaciones taponadas - probablemente resultan de la limpieza incompleta de los disparos, el tipo de fluido en el pozo, señala la gran influencia que tiene para la limpieza de la perforación. El fluido

de terminaci3n debe considerarse como un recurso siempre que est3 limpio, libre de s3lidos y que sea compatible, tanto -- con la formaci3n como con los fluidos dentro de la misma. -- Sin embargo, las evidencias del laboratorio y del campo, se-- ñalan marcadamente que la m3xima efectividad en los disparos s3lo puede lograrse cuando no se permite que los fluidos invadan la formaci3n. Por lo que se deber3 disparar con flui - dos limpios y con una presi3n diferencial a favor de la for- maci3n.

En resumen, para maximizar la productividad de - las terminaciones disparadas, el siguiente procedimiento de- ber3 ser empleado.

- 1.- Minimizar el da1o durante la perforaci3n, mediante el -- control de la p3rdida de fluido para prevenir el da1o -- durante la penetraci3n.
- 2.- Los fluidos que se utilicen en los disparos deber3n ser- limpios y filtrados.
- 3.- Use presiones bajobalanceadas en el pozo durante los dis- paros.
- 4.- Penetre substancialmente a trav3s de la zona de permea-- bilidad da1ada.
- 5.- Use una adecuada densidad de disparos para compensar las formaciones heterog3neas y si es necesario, por profun - didad de da1o.
- 6.- Use tuber3a limpia para evitar la recontaminaci3n del -- fluido empleado en los disparos.

Obviamente, bajo condiciones pr3cticas de campo- se puede presentar situaciones particulares, pero los princi- pios indicados deber3n ser lo 3ltimo que se deje de hacer.

Las aguas de formación contienen generalmente sólidos en suspensión y a medida que éstas son producidas, las condiciones de equilibrio se modifican y puede ocurrir la precipitación de estos sólidos, restringiéndose la capacidad de flujo en los poros de la formación o dentro del pozo.

Los depósitos de incrustaciones inorgánicas, como carbonato de calcio, carbonato de magnesio, sulfato de calcio, sulfato de bario y carbonato de fierro, pueden ser uno de los precipitados más comunes.

Cuando el taponamiento ocurre dentro de la tubería es rápidamente reconocido ya que interfiere con operaciones del pozo.

Los análisis teóricos, muestran que los depósitos inorgánicos pueden formarse en la cara de la formación y los tratamientos para este tipo de condición son más difíciles que los tratamientos de depósito en tubería, los materiales poco solubles como sulfato de calcio y bario son casi imposibles de remover por métodos químicos.

Es demasiado aventurado anticipar un problema potencial de incrustación, haciendo un estudio químico y termodinámico detallado en la vida inicial del pozo. Para lograr lo anterior un programa efectivo de inhibición puede ser diseñado para prevenir la depositación. La información de análisis de agua y análisis de temperatura y presión son requeridos para un estudio semejante.

Condiciones hidrodinámicas y cinéticas también-juegan un papel importante y deben ser consideradas. Por --ejemplo, los cambios en las condiciones hidrodinámicas del-Liner en la zona productora de gas, la tubería frecuentemen-te da lugar a una rápida depositación de incrustación en la entrada de la tubería.

En pozos de gas, el taponamiento de la forma --ción puede resultar de la depositación de sal causada por -la deshidratación durante la producción de gas. En algunos-casos, el agua proporciona una efectiva estimulación.

Los programas de inhibición de incrustación son comúnmente usados cuando los depósitos de incrustaciones --han sido diagnosticados. Las aplicaciones pueden comprender tratamientos en el pozo o secuencias de técnicas en la for-mación.

Los diferentes procedimientos de pruebas de eva-luación de inhibidores usados por varios proveedores pueden producir resultados diferentes, por lo que se deberá tener-un programa de prueba controlado para comparar los inhibido-res disponibles para condiciones específicas. Ciertos inhi-bidores fofonados producen una pseudoincristación cuando se inyectan a un agua que contiene calcio, por lo que se debe-rá tener precaución en el uso de inhibidores.

3.7.1 REMOCION QUIMICA DE LAS INCRUSTACIONES.

Para remover el carbonato de calcio se puede --utilizar ácido clorhídrico o ácido acético; el ácido acéti-co se aplica especialmente, en pozos de bombeo mecánico, --

teniendo en cuenta la protección de la bomba hacia este ácido.

Para remover los depósitos de fierro, se usa generalmente ácido clorhídrico con un agente secuestrante, este agente tiene la particularidad de poder tener en suspensión el fierro, hasta que pueda ser producido.

Por último para resolver los problemas de las -
incrustaciones, se deben seguir los siguientes pasos:

- 1.- Identifique el tipo de incrustación y la razón de ello.
- 2.- Remueva los depósitos mediante procedimientos químicos-
o mecánicos.
- 3.- Inhiba contra la depositación futura.
- 4.- Evite la caída de presión excesiva en las vecindades --
del pozo, mediante la utilización de buena técnica de -
disparos.

3.8 PRECIPITADOS ORGANICOS.

Al igual que las incrustaciones inorgánicas, --
los componentes orgánicos generalmente llamados parafinas o
ceras (cadenas largas de hidrocarburos) y asfaltenos, pue
den precipitar como incrustaciones en la formación cerca --
de la cara del pozo o dentro de él. Los depósitos de parafi
nas en el campo son considerados por ser insolubles en el -
aceite crudo a condiciones de producción.

Pocos estudios han sido realizados de procesos-
termodinámicos y cinéticos que incluyen incrustaciones de -

depósitos orgánicos. Como un resultado, la predicción se basa generalmente en evidencias empíricas.

El taponamiento de la tubería de producción es probablemente la evidencia más común de depositación de cera y el daño de la depositación de cera cerca de la cara -- del pozo es un problema que es muy difícil diagnosticar.

Por muchos años, tratamientos de aceite caliente y mecanismos de remoción han sido usados para remover ceras de la tubería. Los tratamientos mal hechos con aceite caliente son la posible causa de la depositación de parafinas en el medio poroso, la temperatura del aceite tiene que ser mayor que la temperatura del pozo para que el tratamiento sea efectivo.

La limpieza de depósitos cerca del fondo del pozo ha sido un éxito con calentadores de fondo, inyección de aceite caliente y solventes. En muchos casos, varios daños en los pozos han ocurrido cuando el aceite contiene grandes cantidades de ceras redisueltas y es bombeado dentro de una formación fría ya que se precipitan las ceras.

Un programa preventivo de inhibición comprende una selección apropiada del inhibidor, análisis del aceite tratado y el diseño del sistema de aplicación. Aunque el objetivo principal de un programa de inhibición es el de reducir el mantenimiento, en algunos casos los rangos de pro -- ducción se incrementan de pocos a muchos cientos de barriles por día.

Cantidades substanciales de asfaltenos son gene

ralmente encontrados en yacimientos de aceite de baja densidad, y los pozos productores de aceite con asfaltenos algunas veces muestran una rápida declinación en los gastos de producción.

Pruebas de campo confirman que el taponamiento de la formación, disparos y Liners ranurados se encuentran asociados con la precipitación de asfaltenos y emulsiones. El análisis de aceites de campo de baja densidad, muestra una disminución en el contenido de asfaltenos y de la producción acumulativa indicando que los asfaltenos estaban precipitando en la formación.

Las evidencias más directas de precipitación de asfaltenos se muestran en Liners preempacados y partes de los empacamientos de grava recuperados de los pozos productores de aceites afalténicos.

Estimulaciones de formaciones que contienen aceite de baja densidad se lograron con inyección de vapor y solventes acuosos, pero los métodos térmicos han sido los más efectivos. La reducción de la viscosidad es un factor muy importante en la estimulación con vapor.

La optimización de la productividad del pozo empieza con la rutina de producción y la atención de los detalles de operación desde el inicio de la producción, seguido por los diagnósticos anticipados de las condiciones del pozo y las propiedades de los fluidos.

La clave para mantener una buena productividad es la prevención del daño a la permeabilidad. La seguridad-

sobre la estimulación de pozos después de que el daño ocurre no es solo costoso sino también arriesgado, ya que en muchas formaciones, la oportunidad de éxito son muy bajas.

3.9 REPARACION Y TRATAMIENTO A POZOS.

Históricamente, los trabajos de reparación han sido realizados con fluidos convencionales usando salmueras, aceite, aceite de refinierias y fluidos base agua. Desafortunadamente, la calidad de estos fluidos es extremadamente variable y puede tener efectos críticos en las efectividades de los tratamientos.

Los sólidos finos, aceites emulsionados, aditivos químicos, precipitados orgánicos, materiales inorgánicos y el agua que es incompatible con la roca de la formación -- son todos fuentes de daño a la permeabilidad de la formación.

Otras fuentes de daño a la formación son los -- aceites crudos que pueden contener asfaltenos, resinas y ceras finamente divididas, aceite diesel que puede contener -- sustancias químicas para mejorar las operaciones de los motores, exceso de grasa usada durante el enroscado de la tubería, óxidos y aceite dentro de la tubería puede acarrear -- cuando se efectúan los disparos con el fluido de terminación.

La calidad del fluido es muy importante en tratamientos de terminaciones disparadas, se debe tomar en cuenta que la reparación de la profundidad de penetración del daño, puede crear una condición similar a los disparos con una penetración insuficiente en una zona previamente dañada.

Bajo condiciones reales del pozo, el grado de daño a la productividad depende de varios factores entre los que se encuentran; tamaño de la partícula, distribución del tamaño del poro contra el tamaño de la partícula, velocidad del fluido y geometría de la terminación del pozo.

MINIMIZACION DEL DAÑO QUE GENERAN LOS FLUIDOS DE REPARACION

Dependiendo del objetivo del tratamiento y del tipo del fluido de tratamiento usado, el daño a la productividad del pozo puede ser minimizado.

- (1).- Usando fluidos químicamente compatibles.
- (2).- Filtrando los fluidos en la superficie.
- (3).- Proporcionar un adecuado control de la pérdida de fluido con agentes que formen un puenteo en la cara de la formación y que se disuelvan fácilmente cuando el pozo es puesto en producción o por medios químicos.
- (4).- Minimizando la pérdida de fluido, estableciendo una pequeña presión diferencial entre la formación y el pozo.
- (5).- Limpiando la sarta de tubería de inyección con mezclas de ácidos solventes y escariadores.
- (6).- Usando equipo de filtrado en la superficie.

Antes de utilizar cualquier tipo de fluido para el servicio en el reacondicionamiento del pozo, este debe ser probado con los fluidos producidos a la temperatura y presión de fondo, para determinar si existe emulsión o precipitados indeseables.

Una gran barrera para el uso de fluidos limpios, es que el personal de manejo y operación ignoran o solo pagan los servicios de algunas etapas necesarias para obtener un buen control de calidad.

C A P I T U L O I V

FLUIDOS DE TERMINACION EMPLEADOS EN EL CAMPO PETROLERO

IV.1 TERMINACIONES CON SALMUERAS

Las salmueras de alta densidad originalmente se usaron para reducir el daño a la formación durante la terminación de pozos geopresionados en el Golfo de México, donde el agua de mar se filtró y desplazó en el interior de los pozos durante las operaciones de perforación y empacamiento con grava.

El agua de mar con bajo contenido de sólidos reduce el daño a la formación causado por partículas que taponan los poros de la formación productora o el empacamiento con grava.

En pozos con presión anormal, las salmueras de alta densidad son necesarias para controlar la presión. Las sales de cloruro de sodio adicionadas al agua de mar pueden incrementar la densidad de 1.02 a 1.2 gr/cc. Las salmueras con densidad alta de 1.2 a 2.3 gr/cc se desarrollaron y se usan como fluido de terminación, estas salmueras de alta densidad consisten de una alta concentración de mezcla de cloruro de calcio (CaCl_2), bromuro de calcio (CaBr_2), y sales de bromuro de zinc (ZnBr_2).

Los materiales usados en la fabricación de - -

estas salmueras son producidos por salmueras, calcio y minerales de oxido de zinc.

Las salmueras pesadas que contienen cloruro de calcio son producidas de la selección de formaciones subterráneas. Los iones bromuro, los cuales estan presentes en muy pocas concentraciones son extraídos por procesos de oxidación el cual produce bromuro.

IV.1.1 PROPIEDADES FISICAS Y QUIMICAS DE LAS SALMUERAS.

Las propiedades de la solución de las salmueras pesadas algunas difieren de las soluciones de sales diluidas a causa de las altas concentraciones de sal. Las salmueras concentradas también cambian la potencia relativa de solvencia de soluciones de agua y sales diluidas, las altas concentraciones de sales origina que la constante dieléctrica disminuya. Como un resultado la salmuera empieza a comportarse más semejante a un disolvente orgánico que al agua.

Los gases solubles en agua como el bioxido de carbono llega a ser menos soluble en estas salmueras, la solubilidad de los precipitados también cambia: El carbonato de calcio es al menos cinco veces más soluble en salmueras pesadas que en agua.

Las salmueras de alta densidad experimentan reacciones con los contaminantes, las cuales son un poco diferentes que las esperadas con agua. Los contaminantes más comunes que se encuentran son agua, arcilla, sosa cáustica, lodo de perforación y cemento. Las salmueras de cloruro de

calcio aceleran el fraguado de la mezcla de cemento.

La temperatura de cristalización de la salmuera, es la temperatura a la cual la salmuera es saturada con una de las sales que contiene. Si la salmuera cristaliza en las presas, la densidad que se bombea puede ser demasiado baja para contener la presión de formación.

Muchos de los dispersantes y aditivos empleados en los fluidos de terminación y reparación llegan a ser inefectivos al incrementarse la temperatura. Las salmueras -- sin aditivos muestran un comportamiento similar a los fluidos newtonianos, su viscosidad depende de la densidad y composición de la mezcla y disminuye tanto como se incrementa la temperatura.

La pérdida de fluido dentro de la formación ocurre cuando la presión hidrostática de la salmuera excede la presión de formación. Altas pérdidas de fluido con poco o nulo daño a la formación son el método preferido.

Para obtener un control absoluto de la filtración, es necesario adicionar agentes de control de pérdida de fluido. Algunos de estos tipos usados son carbonato de calcio y mezclas lignosulfonadas solubles en ácidos, en las formaciones que producen agua de baja salinidad se utiliza cloruro de sodio o resinas solubles en aceite como agentes de control de pérdida de fluido.

CORROSION

La corrosión del equipo superficial y tuberías -

en el pozo causadas por el uso de salmueras de alta densidad usadas en la terminación, reparación y empacamientos -- con grava, es causada por reacciones electroquímicas. Las sales disueltas proporcionan la conductividad necesaria para que las reacciones ocurran, las reacciones específicas -- dependen de los conductores presentes en la salmuera dada.

Las salmueras que no contienen bromuro de zinc -- presentan baja corrosividad, las salmueras con cloruro y -- bromuro de calcio producen ligeros fluidos alcalinos que -- no son corrosivos. La principal causa de la corrosión en -- capas de aceite son el oxígeno, el bioxido de carbono -- (CO_2), y el ácido sulfhídrico (H_2S).

La presencia de estos gases dentro del fluido -- causará o acelerará el proceso corrosivo. Los efectos de -- corrosión para estos gases estarán en función de la canti -- dad de sales disueltas, del P.H., la temperatura, y la velo -- cidad de flujo del fluido involucrado.

La solución ácida es cuando el P.H. se encuen -- tra abajo de un P.H. igual a 7, siendo más corrosivo que el P.H. neutral y las soluciones alcalinas. Las sales alcali -- nas como el hidroxido de sodio y el cloruro de potasio se -- hidratan para formar soluciones de alto P.H. inhibiendo la -- corrosión. La presencia de estas sales causará que el me -- tal se vuelva cada vez más resistente a la corrosión al re -- ducir la reacción.

La Mayoría de las funciones de los inhibidores -- ácidos es formar una película protectora en la superficie -- del acero, esta pequeña película disminuye o previene el --

desgaste en la superficie donde se oxida el metal.

En general, la película que forman los inhibidores no previenen la corrosión. La corrosión del oxígeno actualmente es fácilmente controlada a través del uso de limpiadores base azufre, el limpiador es mezclado en un fluido para que reaccione con el oxígeno antes que reaccione con el metal.

La corrosividad de la salmuera se debe probar en el laboratorio en cupones de metal de tubería de campo petrolero. El cupón es pesado antes y después de la prueba y las pérdidas de peso se usan para calcular el ritmo de corrosión expresado en milímetros o pulgadas de penetración por año.

La duración de la prueba es importante para el cálculo y la interpretación de resultados de los experimentos de corrosión en la salmuera, ya que la mayoría de las pérdidas de metal ocurren en los primeros años.

Aunque la corrosividad de algunas salmueras es relativamente baja, es recomendable usar salmueras de alta densidad a temperaturas adecuadas, estas deben ser probadas anteriormente para probar su corrosividad antes de usarse. El tipo de tubería, la temperatura y el tiempo que dura en el pozo la salmuera puede afectar el ritmo de corrosión y deberán ser incluidos en las pruebas.

FILTRACION.

El valor de una salmuera limpia es ampliamente reconocido en la industria petrolera, algunos operadores en-

las costas del golfo tienen experiencia en pozos de alta -- productividad y pocas situaciones de problemas debido al -- uso de salmueras limpias comparadas con fluidos que contienen sólidos.

La filtración de una salmuera es requerida cuando los sólidos contaminantes entran a un medio de fluido -- limpio. Los sólidos contaminantes son introducidos en la -- salmuera durante su manejo impropio del fluido, presas, --- bombas y líneas de flujo sucias o durante otras operaciones de terminación y reparación de pozos.

Un análisis de laboratorio de salmuera de varios campos de las costas del Golfo muestran que más del 90% de todos los contaminantes sólidos son menores a 25μ . Las -- salmueras realmente sucias pueden contener sólidos en concentraciones tan grandes como el 5% de su volumen.

Como estos sólidos son finos y la gravedad específica de las salmueras pesadas permite el acceso de sólidos, los equipos de control de sólidos convencionales y sistemas de filtrado de bajo volumen no son suficientes para removerlos. Esto a impulsado el desarrollo de varios tipos de equipos de filtración como los filtros tubulares, cartucho y tipo bolsa, el uso de un equipo de filtración es indispensable para mantener una salmuera con la mínima cantidad de sólidos libres en el fluido.

IV.1.2 DESPLAZAMIENTO DEL LODO DE PERFORACION.

El eficiente desplazamiento del lodo de perforación antes de la salmuera de terminación es esencial para --

obtener máximos beneficios de la salmuera.

Después de que el pozo ha sido cementado, la tubería de revestimiento generalmente se llena con fluido de perforación el cual es utilizado para desplazar el tapón superficial de cementación. Este lodo puede estar en el pozo por varios días o semanas hasta que el fluido de perforación es desplazado por fluido de terminación, por lo cual el lodo será muy difícil de remover.

La mayoría de los fluidos de perforación son incompatibles con las salmueras de terminación. Cuando los dos se mezclan se puede formar una masa extremadamente viscosa y gelatinosa en la interface de ambos por la floculación del fluido de perforación y la salmuera. Esta masa puede causar altas presiones de fricción u ocasionar interdigitación de la salmuera a través del lodo. La contaminación resultante del fluido de terminación limpio con las partículas sólidas del fluido de perforación requiere de una filtración superficial durante un tiempo adecuado.

Una manera para evitar la contaminación salmuera-lodo es desplazar el lodo con agua de mar o agua dulce si esta es compatible con el lodo. Cuando los lodos son muy densos y los pozos son profundos, la presión de desplazamiento puede ser excesiva cuando se usa agua y esto requiere de muchas circulaciones en el pozo para desplazar todos los sólidos del lodo.

Un sistema multifasico en función de la diferencia de pesos es requerido para separar la salmuera de terminación de los fluidos de perforación durante el desplaza --

miento.

El sistema consiste en tres etapas:

- (1) De remoción del lodo
- (2) De lavado químico
- (3) De salmuera recolectora.

En la fig. IV-1. El espaciador de la primera etapa es un fluido plástico de bingham controlado reológicamente y diseñado para una alta eficiencia de desplazamiento del lodo a bajos gastos. El lavado químico es aplicado para diluir y lavar en flujo turbulento cualquier residuo del lodo en el pozo y para separar físicamente el espaciador de la tercera etapa.

La tercera etapa es usada como un separador entre el lavado químico y la salmuera de terminación. Esto evita la dilución del fluido de terminación mientras que está actuando como una etapa de recolección de cualquier residuo de lodo remanente en el pozo.

El siguiente procedimiento es recomendado para obtener un eficiente desplazamiento en el sistema:

- a).- Antes del desplazamiento, el lodo deberá ser circulado y acondicionado de tal manera que el punto de cedencia del lodo sea menor que el espaciador.
- b).- Se debe centrar y girar la sarta de trabajo antes y durante el desplazamiento, lo que ayuda a romper las condiciones estáticas del lodo.
- c).- Circular inversamente para minimizar el mezclado del espaciador y el sistema de lodos.

d).- El punto más importante es no detener el bombeo durante el desplazamiento.

Esta técnica de desplazamiento incrementa exitosamente los cambios del fluido de perforación.

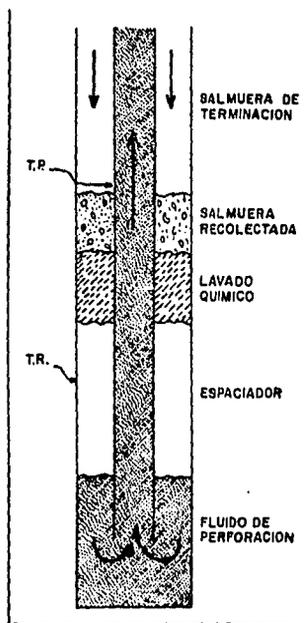


FIG. IX - 1 DESPLAZAMIENTO DEL FLUIDO EN UN SISTEMA DE CIRCULACION INVERSA

IV.1.3 CALCULOS CON SALMUERAS.

Una variedad de los cálculos en la composición de las salmueras son utilizados en la preparación, reacondicionamiento, mezclado, dilución y densificación de una salmuera. Estas ecuaciones se pueden agrupar en los siguientes cinco tipos.

- 1.- Haciendo una nueva salmuera
- 2.- Mezclando dos salmueras
- 3.- Diluyendo dos salmueras
- 4.- Densificando una salmuera
- 5.- Reacondicionando una salmuera.

La salmuera deseada se prepara ajustando las concentraciones de sal y la densidad. Todos los cálculos utilizan las mismas relaciones.

Dos de los cálculos más utilizados son el mezclado y dilución de salmueras. Los cálculos de mezclado para dos salmueras incluyen las siguientes tres ecuaciones:

$$V_a = V_o \left(\frac{D_f - D_o}{D_a - D_f} \right) \quad - - - (1)$$

$$V_a = V_f \left(\frac{D_o - D_f}{D_o - D_a} \right) \quad - - - (2)$$

$$V_f = V_a + V_o \quad - - - (3)$$

Donde:

V_o = Volumen de salmuera existente, m³

$$V_a = V_o \left(\frac{D_f - D_o}{D_a - D_f} \right) = 133 \left(\frac{1.91 - 1.82}{2.3 - 1.91} \right) = 30.69 \text{ m}^3$$

Para determinar el volumen final de salmuera de 1.91 gr/cc, de la Ec. (3).

$$V_f = V_a + V_o = 30.69 + 133 = \underline{\underline{163.69 \text{ m}^3}}$$

La dilución de una salmuera es básicamente lo mismo que la mezcla de dos salmueras, excepto que la densidad de la salmuera que será incorporada es de 1.0 gr/cc - - (densidad del agua). Por lo tanto, las ecuaciones 1, 2 y 3 pueden ser utilizadas con las siguientes substituciones - para obtener las ecuaciones 4, 5 y 6.

$W_a - V_a =$ Volumen de agua incorporado.

$$W_a = V_f \left(\frac{D_o - D_f}{D_o - 1.0} \right) \quad - - - \quad (4)$$

$$W_a = V_o \left(\frac{D_f - D_o}{1.0 - D_f} \right) \quad - - - \quad (5)$$

$$V_f = V_o + W_a \quad - - - \quad (6)$$

En este ejemplo, el diseño de una terminación - doble requiere 92.5 m^3 de una salmuera de CaCl_2 de 1.35 -- gr/cc para el control del pozo en las zonas inferiores. La zona fué exitosamente terminada, la tubería fué corrida, y el empacador se colocó para la producción. La zona superior de la doble terminación solo requiere del uso de una salmuera de 1.28 gr/cc, el operador necesita conocer cuanta agua-

se necesita para diluir 92.5 m^3 de salmuera de CaCl_2 de - -
1.35 gr/cc.

DATOS

$$\begin{aligned} V_o &= 92.5 \text{ m}^3 \\ D_o &= 1.35 \text{ gr/cc} \\ D_f &= 1.28 \text{ gr/cc} \end{aligned}$$

Usando la ec. (5 para determinar la cantidad-
de agua para la dilución.

$$W_a = V_o \left(\frac{D_f - D_o}{1.0 - D_f} \right) = 92.5 \left(\frac{1.28 - 1.35}{1.0 - 1.28} \right) = 23.12 \text{ m}^3$$

IV.2 FLUIDOS DE CONTROL BASE POLIMEROS

La mayoría de los fluidos de control base polímeros estan constituidos por tres partes principales: una lí-
quida en este caso salmuera, la coloidal formada por uno o -
dos polímeros, y la inerte formada por un densificante no da
ño como el carbonato de calcio.

Se utilizan en la reparación y terminación de pozos, ya que tanto la parte líquida (salmuera) se considera no dañina por sus propiedades de inhibición en formaciones -
que contengan algo de arcillas o de formaciones de lutitas. Los polímeros y el densificante son fácilmente eliminados mediante un tratamiento ácido o alcalino, lo cual no perjudica la formación productora.

Los fluidos base polímeros se componen principal-
mente de salmuera sódica preparada con agua de pozo, cuya --

densidad fluctúa entre 1.03 - 1.05 gr/cc, y se le densifica con sal de mar en grano además emplea agentes de suspensión, viscosificantes y reductores de filtrado. Además conjuntamente con los materiales denominados polímeros se puede emplear también como agente densificante, carbonato de calcio.

Debido a la presencia de sal, estos fluidos son corrosivos y además producen espuma. Para contrarrestar los efectos se agrega un inhibidor de corrosión y un agente antiespumante.

DANO A LA FORMACION

El daño ocasionado a la formación por estos fluidos se debe al filtrado sobre los componentes de la formación y la invasión del espacio del poro por partículas sólidas del fluido.

El primer efecto disminuirá si la fase líquida del sistema contiene una alta concentración de cationes, como son las sales de cloruro de potasio, cloruro de sodio o cloruro de calcio, a fin de prevenir la hidratación de cualquier arcilla de la formación productora, debido a la concentración de estos polielectrolitos en sus niveles apropiados.

Este efecto también disminuye al usar un reductor de filtrado en el fluido, el cual deberá permitir su remoción de una manera sencilla, vigilando su efectividad y su funcionamiento bajo las condiciones de trabajo adversas del pozo.

Para evitar la invasión completa de los poros

por partículas sólidas, debe usarse un agente puente, lo -- cual se logra en parte con el mismo densificante. Este producto contendrá un amplio rango de tamaños de partícula.

El tamaño ideal de la partícula para puente debe ser de diámetro igual a una tercera parte del diámetro del poro. Los resultados de campo son los que definen si un producto puenteante funciona adecuadamente.

Toda partícula sólida agregada al fluido de control ya sea polímero, material densificante o puenteante, - deberá ser susceptible a la remoción mediante tratamiento químico.

IV.2.1 PREPARACION

Para preparar fluidos base polimerica se recomienda que la presa y los recipientes donde se almacene el fluido ya preparado estén limpios, que haya buena agitación en la presa, que el embudo esté libre de fisuras y aristas-cortantes para que el sistema se prepare rápidamente y cumpla con sus funciones.

El orden de adición de los materiales en la preparación es el siguiente:

Agregue el agua salada de 1.05 gr/cc. a la presa limpia en la cantidad determinada de acuerdo a la tabla de preparación.

Para ésto hay que mantener un volumen adecuado-

de agua salada de 1.05 gr/cc, tanto para preparar el volumen inicial de fluido, como para posteriormente preparar -- volúmenes de reposición.

Agregue el antiespumante, para contrarestar la espuma que se forma al agregar la sal y los polímeros. Posteriormente se agrega el inhibidor de corrosión, de ser posible por el embudo, para que su dispersión sea máxima y la adherencia de las partículas de este producto, como película a las paredes metálicas sea más efectiva.

Agregue la sal en grano hasta la densidad requerida. No es recomendable saturar el agua, ya que rápidamente se alcanza una densidad de 1.15 - 1.16 gr/cc., y por lo tanto el proceso de saturación sería lento, además de que una parte de la sal se precipita en la presa. En la tabla IV-2.1 de preparación de 1 m³ de fluido de control se incluye la cantidad de sal.

Una vez que se tiene preparada la salmuera, se agregan los polímeros lentamente (15 - 20 min / saco). La goma Xanthan, es un heteropolisacarido de alto peso molecular, se produce por la fermentación bacteriana del microorganismo Xanthomonas Campestris.

El polímero es ligeramente aniónico en su naturaleza pero muestra buena compatibilidad con soluciones de electrolitos. Una de las más importantes propiedades funcionales de la goma Xanthan es su capacidad para el control de la reología de los fluidos base agua.

Las soluciones acuosas de esta goma son más --

pseudoplásticas que las de otros productos polisacaridos. - Cuando se aplica el esfuerzo de corte, la viscosidad se reduce en proporción al esfuerzo de corte aplicado. Al suspender el esfuerzo, ocurre una recuperación total de la viscosidad de manera instantánea.

La goma Xanthan (XC polímero), se usa como agente de suspensión y viscosificante.

Se agrega el biopolímero XC, evitando la formación de ojos de pescado. Después se agrega el agente reductor de filtrado o sea el Poly-Sal, que es almidón pregelatinizado. De ser posible, agregar todo el Poly-Sal calculado de acuerdo a la tabla IV-2.1; si se observa un incremento de viscosidad exagerado al estar agregando el reductor de filtrado, suspenda el agregado, puesto que el resto de filtrado se puede añadir intercalándolo con el densificante.

Se recomienda agregar las cantidades de los polímeros que marca la tabla de preparación, ya que estas cantidades están definidas para obtener un fluido con buenas propiedades reológicas y filtrados bajos.

Se agrega el densificante carbonato de calcio. El incremento de densidad es lento comparado con el obtenido con la barita o el óxido de fierro. Para una densidad mayor a 1.60 gr/cc, se recomienda agregar otro densificante con peso específico mayor al carbonato de calcio, que podría ser el óxido de fierro o el carbonato de fierro.

TABLA IV.2.1

MATERIALES QUIMICOS PARA PREPARAR 1 m³ DE FLUIDO A BASE DE-
POLIMEROS *

DENSIDAD GR/CC	AGUA LTS.	I.M.P.de-1 LTS.	INHIBI DOR LT	SAL KGS	BIOPOLIME RO XC KGS	POLY-SAL KGS.	CaCO ₃ KGS.	NaHCO ₃ KGS.
1.17	903	4	10	271				
1.20	885	4	10	247	3	16	90	5
1.30	827	4	10	230	2.0	16	262	5
1.40	768	4	10	196	2.25	16	435	5
1.50	708	4	10	181	2.5	12	610	5
1.60	650	4	10	166	2.75	8	784	5

* Sistema: Biopolímero XC-Polysal.

IV.2.2 RECOMENDACIONES PARA EL CONTROL

Los fluidos base polímero requieren poca supervisión y el tratamiento para su mantenimiento es mínimo y simple. El mantenimiento de estos sistemas consistirá en correcciones de sus propiedades físicas.

En reparación de pozos es común incrementar o disminuir la densidad del fluido de la siguiente forma: El aumento de la densidad se efectúa agregando carbonato de calcio al fluido que se tiene. Para disminuir la densidad se agrega salmuera de 1.15 gr/cc de densidad y se ajustan sus propiedades reológicas y el filtrado con los polímeros-

adecuados.

En el mantenimiento de cualquier tipo de fluido, la viscosidad Marsh o de embudo, es una de las propiedades que más se vigila, ya que su variación podría ser indicativo de algún problema.

Factores tales como temperatura, cemento y agua, pueden hacer variar la viscosidad Marsh. Ciertos polímeros se afectan por la temperatura (en particular el almidón). Si se va a exponer el fluido a más de 121°C se recomienda - usar otro reductor de filtrado. Si se presenta contamina -- ción por cemento, se incrementará ligeramente la viscosidad al agregar bicarbonato de sodio se restituye a su valor normal.

Si se desea incrementar drásticamente la visco- sidad, se recurrirá al viscosificador el BIO-POLIMERO XC. Para disminuir el filtrado, se agregará el almidón, si se - tiene alto filtrado por contaminación de cemento, se corre- girá en parte con el bicarbonato de sodio. El uso del almi- dón implica la necesidad de agregar un bactericida como --- protección.

IV.2.3 RECOMENDACIONES EN EL MANEJO.

Considerando que los fluidos a base de políme --- ros son caros, debe evitarse su desperdicio por lo que es - conveniente tomar ciertas precauciones con el fluido:

- Proteger las bolsas que contienen los políme-- ros, en especial si sufren alguna rotura, o si no se usó --

todo el contenido de la bolsa.

- Colocar un recipiente donde se deposite el fluido que se desecha al desconectar la tubería o la flecha.

- Al circular y durante la operación de la temblorina, vigilar su funcionamiento, ya que al detenerse por falla de cualquier tipo, se tendrá pérdida de fluido.

- En la presa de agitación, mantener las pistolas superficiales siempre sumergidas, para que no succionen el fluido, formando espuma y favoreciendo la corrosión.

- Asegurarse que el embudo de agregado de materiales funcione adecuadamente, ya que su mal funcionamiento ocasiona lentitud en la preparación o acondicionamiento y favorece la formación de grumos de polímeros no disueltos.

- Debido a su carácter corrosivo, se recomienda agregar el inhibidor de corrosión, tanto al prepararlo como al estar trabajando.

- Cuando sea necesario moler cemento, usar en lo posible barrena, en lugar de molinos, que incorporan el cemento molido en grano muy fino al fluido y desajustan sus propiedades reológicas.

- Por ningún motivo se deberá agregar sosa cáustica a este fluido, ya que la temperatura que se genera, al disolverse bruscamente en el sistema y el alto P.H. que

se obtendría, degradan los polímeros.

El fluido base polímeros se trata con bacterizada, en particular si contiene almidón. Se puede usar pentaclorofenato de sodio o paraformaldehído.

IV.3 TERMINACION CON EMULSIONES

Una emulsión se forma cuando un líquido es dispersado en pequeñas gotitas en otro líquido con el cual no es miscible. En una emulsión al líquido disperso se le conoce como fase discontinua, interna o dispersa, al líquido que es el medio dispersante o matriz se le llama fase continua o externa.

Los líquidos no miscibles entre sí tales como el agua y el aceite, pueden emulsionarse mediante energía mecánica por ejemplo, agitación; sin embargo, si cesa la energía mecánica, las gotas de la fase discontinua se unen y los líquidos se separarán rápidamente en dos capas: aceite y agua.

Generalmente los sistemas de emulsión inversa, se formulan mediante un emulsificante, un estabilizador a la temperatura y un reductor de pérdida de filtrado. El emulsificante actúa en la interfase entre las fases continua y discontinua para reducir la tensión interfacial y hacer miscibles las dos fases.

Los fluidos de emulsión inversa tienen aceite como fase continua y el agua como fase dispersa, la habilidad de la fase interna para permanecer dispersa en la fase exter

na refleja la estabilidad de la emulsión

Algunos de los factores que gobiernan la estabilidad de una emulsión son:

- 1.- Tipo y cantidad de emulsificante
- 2.- Relación de fase interna a fase externa.
- 3.- Contenido de electrolito
- 4.- Temperatura
- 5.- P.H.

Un lodo de aceite se define como aquel cuya fase continua es aceite y cuyo filtrado es unicamente aceite.- Los terminos " Lodo base aceite " y " Emulsión inversa " - - se usan algunas veces para distinguir entre tipos de lodo -- de aceite.

El término " Lodo base aceite " se refiere tradicionalmente a lodos con un porcentaje de 1 - 5% en volumen de agua, mientras que el " Emulsión inversa " se ha usado -- para designar un lodo de aceite con más del 5% de agua en volumen. Ya que los dos tipos contienen agua emulsificada, -- tienen aceite como fase continua, y estando debidamente bien preparados filtrarán aceite solamente.

Los resultados de las investigaciones de laboratorio muestran que las emulsiones presentan las siguientes - características:

- (1) Bajos gastos de filtrado
- (2) Densidades controlables arriba de 1.5 gr/cc.
- (3) Los sólidos contenidos son solubles a los tratamientos.
- (4) Son no corrosivos e inertes a la contaminación química.
- (5) Son estables a altas temperaturas.

Estos lodos soportan los cambios químicos a altas temperaturas en las cuales los lodos convencionales se solidifican. Su largo período de estabilidad y su natural-no-conductividad los hace usuables en Terminación y Reparación de pozos, y en programas de reducción de corrosión.

La protección de zonas productoras fué una de las aplicaciones reconocidas de los lodos base aceite. Algunas formaciones productoras, tienen arcilla en los espacios porosos que se hinchan al ponerse en contacto con el lodo base agua o con el filtrado del mismo, dando como resultado un bloqueo parcial o total del paso a los fluidos de la formación. El lodo base aceite ayuda a resolver problemas de perforación, terminación y reparación de pozos que producen en arenas llamadas " arenas sucias ", al efectuarse los disparos el aceite filtrado de este lodo, no hincha las arcillas y por lo tanto, no reduce la permeabilidad de la formación.

En los lodos de emulsión inversa, el aumento en el filtrado puede ser debido al efecto de sólidos, un cambio en la relación aceite/agua, a la temperatura del fondo del agujero, o a una disminución del poder emulsificante y de filtración del sistema.

El uso de emulsiones para proteger la zona productora durante las operaciones de servicio a pozos minimiza el riesgo potencial de reventones, tiempo de limpieza, tiempo en el costo de los servicios, y demora en la producción.

Los resultados de las experiencias de campo en terminaciones sencillas y dobles muestran que una alta productividad se obtiene en los pozos cuando se usan emulsiones no taponantes como fluidos en los disparos en lugar de lodo o agua.

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

Las características de los fluidos de control utilizados durante las etapas de terminación y/o reparación, tienen un efecto preponderante sobre las formaciones productoras y éstas deben encontrarse regidas por la información aportada durante la perforación del mismo, así como de las presiones que se esperan encontrar al poner en producción el o los intervalos programados.

La determinación del gradiente de fractura de las formaciones atravezadas durante la perforación de un pozo petrolero, además de permitir la aplicación de una presión diferencial mínima (entre la presión hidrostática y la del yacimiento) con lo que se reduce el daño a las formaciones potencialmente productoras, abate los costos de perforación y permite determinar las profundidades óptimas para cementar las tuberías de revestimiento.

Los fluidos de perforación y control utilizados en las diversas etapas de un pozo petrolero, son los principales agentes de daño a la formación, por lo tanto deberá prestarse la mayor atención posible para que los mismos reúnan las características y propiedades óptimas tendientes a minimizar dicho daño.

Las características de las formaciones que se perforan son las principales causantes de los problemas para conservar las propiedades fundamentales de los fluidos. 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.

Se ha probado que es más fácil la prevención, que el tratamiento para la resolución de los daños a la formación, por tanto, es importante que la prevención se practique en todas las fases de las operaciones durante la vida del pozo.

Al tratar de corregir un daño en un pozo, es indispensable identificar el origen del daño para que, de ser posible, no vuelva a ocurrir lo mismo, ni sea necesario el consiguiente tratamiento en el pozo que después se perfora y termine.

Al determinar la forma de terminación de un pozo, se debe procurar utilizar el método más simple y con confianza. El diseño debe basarse en las condiciones individuales del pozo y del campo.

Los fluidos para la terminación y reparación de pozos se deberán diseñar de acuerdo con las necesidades específicas para cada formación, con el fin de maximizar la recuperación de hidrocarburos del yacimiento de que se trate, minimizando los posibles daños a la formación productora.

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

- 1.- Allen Thomas O. and Robert Alan P. " Producción Operación. Well Completion, Workover and Stimulation ", --- Vol. I, Cap. 8.
- 2.- D.D. Schmidt, T.E. Hudson, and T.M. Harris. Artículo -- " Introducción To Brine Completión And Workover Fluids " publicado en la Revista Técnica Petroleum Engineer ". - Agosto - Septiembre 1983.
- 3.- G.G. Priest and T.O. Allen.: " Non-Plugging Emulsions - Useful as Completion and Well- Servicing Fluids ", Petroleum Transactions Reprint Series No.5 Well Completions (1970) 53-56.
- 4.- IMP. " Curso de Fluidos de Perforación, Reparación y -- Terminación de Pozos para Ingenieros de nuevo ingreso a PEMEX " Abril 1984.
- 5.- IMP. " Manual de Teconología de lodos ", Departamento - de Perforación Sección Química, el Plan, Ver. 1979.
- 6.- L. Douglas Patton and William A. Abbott. Articulos - - " WELL COMPLETION AND WORKOVER ", publicados en la Revista Técnica " Petroleum Engineer ". Junio de 1979 a - Febrero de 1980.
- 7.- PEMEX, IMP. " Fluidos de Control Nivel 3 ", Gerencia de Reparación y Terminación de pozos. Programa Nacional de

Capacitación 1985.

- 8.- Rike, J.L.: " The Relationship Between Clean Fluids --- and Effective Completions ", paper SPE 9426 presented - at the SPE 55th Anual Technical Conference and Exhibi - tion, Dallas, Sept. 21-24, 1980.
- 9.- Roland F. Krueger.: " An Overview of Formation Damage - and Well Productivity in Oilfield Operations " I. Pet.- Tech. (Feb. 1986) 131-152.
- 10.- Rubén Luján Reyes. " Qué son los fluidos de control ba - se polímeros ". Revista Petróleo Internacional, Septiem bre - Octubre 1984.
- 11.- Spies, R.J., Himmatramka, A.K., Smith, I.R., and Thomas, D.C.: " Fiel Experience Utilizing High-Density Brines - as Completion Fluids ", paper SPE 9425 presented at the SPE 55th Anual Technical Conference and Exhibition, --- Dallas, Septiembre 21-24, 1980.
- 12.- UNAM. " Apuntes de fluidos de Perforación", Departamen - to de Explotación del Petróleo, 1985.