

24-33

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA



“ORIGEN Y CONTROL DEL AGUA SUB-
SUPERFICIAL EN POZOS PETROLEROS”

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:

INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A :

RUBEN ROMERO PEÑALOZA

MEXICO, D. F.,

1987



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.

III

I N D I C E

Pág.

CARATULA.....	I
DEDICATORIAS.....	II
INDICE.....	III
INTRODUCCION.....	IV

CAPITULO I

PRESENCIA DEL AGUA EN EL SUBSUELO

1.1.- Origen de los problemas del agua.....	11
1.2.- Fugas en la tubería de revestimiento.(T.R.).....	13
1.3.- Perforaciones en un acuífero.....	15
1.4.- Canales detrás de la tubería de revestimiento.....	16
1.5.- Conificación del agua.....	18
1.6.- Invasión del contacto aceite-agua.....	19
1.7.- Zona de alta permeabilidad al agua con empuje natural.....	20
1.8.- Zona de alta permeabilidad en un pozo inyector...	22
1.9.- Fracturas inducidas en acuíferos.....	23
1.10.- Fracturas inducidas en operaciones de inyección de agua.....	24
1.11.- Fracturas naturales en la formación.....	25
1.12.- Problemas asociados a la producción del agua.....	26

CAPITULO II

METODOS DE IDENTIFICACION

2.1.- Registros de temperatura.....	33
2.2.- Sondas medidoras de flujo de hélice.....	37

	<u>Pág.</u>
2.3.- Trazadores radioactivos.....	39
2.4.- Gradiomanómetro y Densímetro.....	42
2.5.- Registro de ruidos.....	45

CAPITULO III

TECNICAS DE CONTROL

3.1.- Cementación primaria.....	58
3.2.- Cementaciones de reparación.....	71
3.3.- Matcriciales para lechada de relleno.....	86
3.4.- Polímeros de Poliacrilamida.....	97
CONCLUSIONES.....	108
RECOMENDACIONES.....	110
BIBLIOGRAFIA.....	114

INTRODUCCION

Durante la explotación de un pozo petroletto se presentan condiciones no favorables para la extracción y manejo de los hidrocarburos, uno de estos problemas es ocasionado por la presencia de agua, siendo ésta producida por diferentes causas, las cuales se detectarán, analizarán y controlarán por los métodos convencionales.

La producción excesiva de agua puede deberse a diversas causas, entre otras a perforaciones en acuíferos, canales detrás de la tubería de revestimiento, conificación del agua, zona de alta permeabilidad al agua con empuje natural, fracturas inducidas en la vecindad de un pozo inyector.

Para definir y localizar la posible fuente productora de esta agua extraña, en esta tesis se describen los registros de análisis de producción como son: las sondas medidoras de flujo continuo, registros de temperatura, trazadores radioactivos, registros de ruidos, el gradiomanómetro y el densímetro; son dispositivos que se utilizan para determinar el comportamiento de un pozo, del yacimiento y las características de los fluidos bajo condiciones dinámicas.

Además se incluyen técnicas como las cementaciones de reparación que incluye la colocación de un tapón de cemento balancea-

do, la utilidad de la herramienta para la colocación del tapón TBT, las cementaciones a presión y los tratamientos con polímeros de poliacrilamida o de otros materiales para el control del problema que ocasiona el agua en la producción de hidrocarburos.

CAPITULO I

PRESENCIA DEL AGUA EN EL SUBSUELO

1.- PRESENCIA DEL AGUA EN EL SUBSUELO.

El agua es un compuesto químico formado por dos moléculas de Hidrógeno y una de Oxígeno (H_2O). En forma natural se puede encontrar superficial y subsuperficialmente. En este trabajo - se tomará en cuenta únicamente el agua subsuperficial.

El agua subterránea, se encuentra atrapada con el aceite y gas en el volumen poroso de las formaciones, que conforman un yacimiento petrolífero. Si se trata de una saturación de -- agua congénita, ésta llenó los poros en el momento en que se -- formó la roca.

Debido a las altas presiones diferenciales encontradas en el subsuelo, y a las permeabilidades de las formaciones, el - - aceite pudo emigrar de la roca generadora hasta la roca almacenadora; la cual funciona como una trampa natural donde se acumu la el petróleo, formando así un yacimiento. La roca almacenado ra, está constituida por un alto grado de porosidad y permeabilidad. Pero, en los extremos de este tipo de roca, que funciona como un depósito, se encuentra la roca sello, la cual presenta una escasa permeabilidad al flujo de fluidos. De esta manera, los hidrocarburos quedan confinados en la roca almacenadora.

El aceite únicamente puede entrar al receptáculo desplazando un volumen igual de agua; en un sistema abierto, esto no

es problema porque el volumen se conserva constante con el flujo de agua abajo del nivel freático que puede aflorar. Pero en un depósito cerrado el volumen adicional puede ser acomodado -- Únicamente por:

- Compresión de los fluidos del receptáculo.
- Penetración forzada del agua desplazada a los estratos subyacentes.

El agua tiene mayor penetrabilidad que el aceite, de tal manera que la roca sello puede permitir el paso del agua e impedir el del aceite.

Cuando existen condiciones estáticas en el yacimiento debido a que se trata de líquidos no miscibles, a la diferencia de densidades y por efecto de la segregación gravitacional, normalmente el aceite se encuentra sobre la zona de agua y sobre el aceite se localiza el casquete de gas. La roca debe contener poros de cierto tamaño que permitan actuar al efecto de la flotación, pues de otra manera ésta no podría actuar.

Las rocas en el subsuelo que tengan porosidad y permeabilidad, están saturadas por agua. Esta se puede encontrar en -- los siguientes tipos principales de cuencas sedimentarias:

Tipo Juvenil: Son cuencas no necesariamente jóvenes, con movimiento lateral de agua centrífugo por la compactación; es decir, el agua se encuentra en el medio poroso y debido al efecto de la carga de las formaciones el agua emigra del centro de la cuenca hacia las fronteras de ésta.

Tipo Intermedio.- El movimiento del agua es centrípeto, - debido a la recarga de agua que tiene la cuenca, por acuíferos; el agua emigra de las fronteras de la cuenca hacia el centro de la misma.

1.1.- Origen de los Problemas del Agua.

Cuando se llega a terminar un pozo petrolero, la presencia de agua que proviene del yacimiento, se presenta en la superficie inmediatamente o después de la explotación del pozo.

Desafortunadamente, muchos ingenieros petroleros u operadores llegan directamente a una conclusión sobre el origen de los problemas del agua, sin hacer una investigación a fondo. -- Frecuentemente, suponen que es debido a las fugas en la tubería de revestimiento o a la conificación del agua en el yacimiento. Estas fuentes podrían ser el problema, pero al hacer estas conclusiones precipitadas, se puede efectuar el tratamiento equivocado para controlar la producción del agua indeseada, y después, se hace una conclusión errónea de que los tratamientos para el control del agua no funcionan, o al menos no son útiles en un campo en particular.

Todos los pozos que producen grandes cantidades de agua, - no necesariamente están produciendo agua en exceso; es necesario hacer una evaluación económica de los volúmenes de aceite - que se producen asociados al agua y de los costos adicionales - por las operaciones, mantenimiento y tratamientos del agua inde

seada en la superficie, para saber si el pozo que presenta este problema, en estas circunstancias, es costeable o no su explotación.

La producción de agua debe ser anticipada en el empuje activo del agua en el yacimiento o en operaciones de inyección de agua, dependiendo de la localización estructural de los pozos o en relación a los pozos inyectoros.

Para iniciar la investigación de la excesiva producción de agua, es una revisión de los yacimientos en producción. Esto debe incluir los mecanismos de recuperación, características del yacimiento (variaciones de permeabilidad y porosidad de ambas vertical y horizontal, permeabilidad direccional, espesor e inclinación del yacimiento) y producción previa e historia de inundación. Esta información tal vez tome algún tiempo en localizarla y evaluarla, pero es un tiempo bien empleado, ya que, el investigador se familiarizará con el yacimiento y podrá determinar con precisión la causa o causas del potencial de la producción excesiva del agua.

Las posibles fuentes de producción de agua no deseada en un pozo productor de petróleo, son las siguientes:

- Fugas en la tubería de revestimiento.
- Perforaciones en un acuífero.
- Canales detrás de la tubería de revestimiento.
- Conificación del agua.

- Invasión del contacto aceite-agua.
- Zona de alta permeabilidad al agua con empuje natural.
- Zona de alta permeabilidad en un pozo de inyección de agua.
- Fracturas inducidas dentro de un acuífero.
- Fracturas inducidas en operaciones de inyección de agua.
- Fracturas naturales en la formación, comunicadas a una fuente de agua, etc.

Las primeras tres fuentes de agua mencionadas no deseadas para pozos en producción, también causan la pérdida de agua en zonas "ladronas" en pozos inyectoros.

1.2.- Fugas en la Tubería de Revestimiento. (T.R.).

Las fugas en la T.R., generalmente están asociadas con corrosión externa, pero también pueden estar relacionadas con fallas de la tubería misma o por las conexiones, ya que permiten la entrada de los fluidos no deseados al espacio anular, entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción.

El daño interno ocasionado por la perforación a lo largo de la tubería de revestimiento sumado a un pobre e inexistente trabajo de cementación puede ayudar a ocasionar estas fallas en la T.R.. Aunque normalmente se consideran como orificios individuales en la tubería de revestimiento, no siempre toman esta forma y pueden ser una serie de orificios unidos, formando grietas. Las fugas pueden presentar arriba o abajo del intervalo -

disparado, y el fluido no deseado que entra a través de las fugas que tienen las TR'S es agua, pero además de otros fluidos - el gas o sólidos pueden ser producidos por las fugas en combinación con el agua.

Una presencia de agua en la T.R. generalmente se detecta por un rápido aumento en la producción. En pruebas efectuadas a los pozos pueden variar desde unos cuantos barriles de agua - producida por día hasta varios cientos en cuestión de días o se manas. Un rápido aumento en los niveles del fluido pueden también aparecer en pozos que se explotan por bombeo artificial. - Los problemas de la bomba subsuperficial pueden resultar de las incrustaciones (mezcla de agua no compatible) o de la producción de sólidos que taponan la bomba o reducen su eficiencia.

Al hacer un análisis del agua producida y comparar este - análisis con el del agua de inyección, puede indicar si ha empezado o no un problema, en un proceso de inyección de agua.

Las fugas se pueden detectar mediante pruebas o corriendo registros a lo largo del agujero revestido. Un tapón conectado y la combinación de un empacador pueden ser usados para aislar - el intervalo de producción y físicamente localizar la fuga. En terminaciones con empacadores permanentes, una fuga en la tubería de revestimiento sobre el empacador puede ser no detectada durante mucho tiempo hasta que en la tubería de producción o en - el empacador también se presente la fuga. Un cambio en la presión del espacio anular o en el nivel del fluido debe indicar - que la tubería de revestimiento tiene una fuga, antes que el - -

agua empiece a presentarse en los fluidos producidos. Usualmente es innecesario el tratar de resolver antes el problema de fugas en la T. R. arriba del empacador permanente, ésto se debe de realizar hasta que el pozo esté listo para un trabajo de reparación mayor y entonces poder cambiar el empacador, en caso, de que éste también presente la fuga. Por lo tanto, mientras que la tubería de producción o el empacador no presenten la fuga, el problema se controlará.

1.3.- Perforaciones en un Acuífero.

Cuando la producción del agua no deseada proviene de un acuífero; una de las primeras consideraciones es la localización de las perforaciones en relación a una zona con presencia de agua. A menudo, las zonas con presencia de agua están cerca de los intervalos productores con presencia de gas o aceite y las perforaciones hechas en la zona portadora de agua será la razón más apropiada de la producción excesiva de agua o una zona ladrona. Esto normalmente puede ser detectado en una terminación inicial o a menos que el acuífero sea pequeño y la presión en el intervalo productor prevenga o evite que fluya la zona de agua. Pero, una vez que la presión del yacimiento en la zona de hidrocarburos empiece a disminuir el agua se empezará a producir.

En un pozo inyector, lo anterior es más difícil de detectar, sin embargo, una zona ladrona se descubrirá con un registro

en el agujero revestido. La mejor forma para el control de la -- producción de agua, en este caso, es evitar perforar un acuífero portador de agua. Por lo tanto, siempre se debe tener cuidado - cuando se perfore en zonas de aceite próximas a una zona con presencia de agua.

1.4.- Canales detrás de la Tubería de Revestimiento.

Pueden definirse como canales de circulación que permiten a los fluidos, el flujo de un intervalo a otro, detrás de la tubería (Ver Fig. No. 1). Esto es originado por los malos trabajos de cementación y el movimiento de fluidos puede ser hacia -- arriba o hacia abajo. Después que el aislamiento de zonas no se ha logrado, los fluidos de un intervalo tienden a fluir preferentemente hacia el intervalo terminado. El agua también puede ser inyectada a través de la tubería del revestimiento dentro de los intervalos disparados, pero puede moverse a través del canal y - es realmente inyectada dentro de otro intervalo.

Las fugas en la T.R. pueden desarrollarse debido al flujo de fluidos a través de un canal. Los canales difieren de las - fugas en la T.R. en que la tubería de producción no es dañada; - sin embargo, la combinación de una fuga en la tubería de revestimiento y canales puede ocasionar confusión para detectar la - verdadera fuente de un problema. Un canal puede ser de cual-- quier longitud desde unos cuantos pies de largo hasta más de --

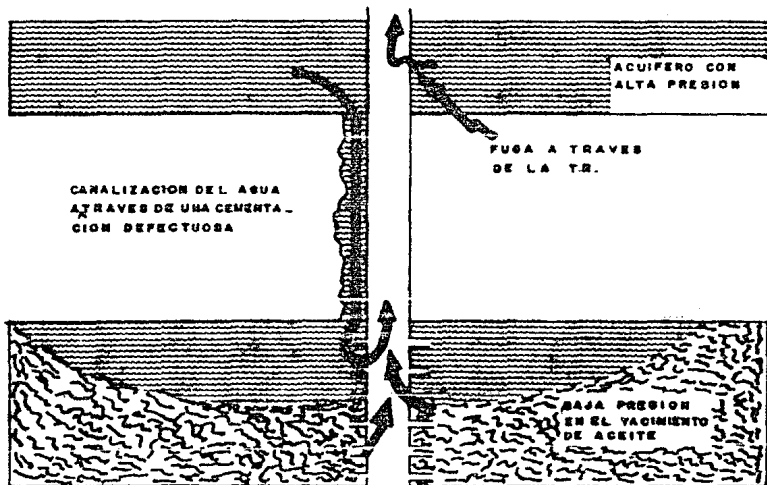


FIG. I.- PROBLEMAS EN LA CEMENTACION Y EN LA T. R.

500 pies, así la fuente de producción de fluido extraño o la inundación efectiva del intervalo puede tener una gran distancia desde el intervalo perforado.

Los canales generalmente son asociados con un pobre trabajo de cementación que no proporciona el aislamiento adecuado del intervalo productor. Estos pueden ser creados durante las operaciones de cementación primaria, desarrolladas como incrementos diferenciales de presión a través de un trabajo marginal de cementación o resultados de una buena estimulación en el cual el trabajo de cementación, es fracturado durante el tratamiento. La mayoría de los problemas de canalización podrían ser eliminados o al menos minimizados, efectuando adecuados trabajos de cementación primaria.

La producción no deseada de los canales pueden ocurrir en cualquier momento durante la vida productiva de un pozo, pero especialmente es notable en la terminación inicial o después de una estimulación. Esto será un indicio de que el canal está presente pero no es una prueba de que ese canal sea la fuente del agua.

Las técnicas de registros en agujeros revestidos que pueden ayudar a detectar un canal son los registros de presión (si existe diferencia apreciable de presión entre los intervalos), registros de temperatura, inspecciones radioactivas, especialmente en pozos de inyección y registro de ruidos.

1.5.- Conificación del Agua.

El fenómeno llamado "conificación de agua" es aquel observado en muchos pozos petroleros, en el cual el agua de fondo -- gradual y frecuente o de repetente desplaza una parte o toda la producción de aceite, cuando un cierto gasto de producción del pozo es excedido. Generalmente, cuando se presenta la conificación del agua, la zona de aceite o gas se encuentran en o cerca de la parte superior de la zona con presencia de agua. La producción de los fluidos del yacimiento crean una presión diferencial, lo cual eleva al agua desde el contacto inicial agua-aceite o gas-agua y mientras más alto sea el gasto de producción, - más alta es la diferencia de presión, y más rápido el agua es conificada. Los conos de agua producen agua del yacimiento más que cualquier otra fuente. Existe una mínima depresión (diferencial de presión) que permite la conificación del agua dentro del intervalo disparado. Cuando el gasto de producción y la -- presión diferencial son incrementados, el cono tiende a incrementarse y mayor es el gasto de producción que se presente en las instalaciones superficiales y en el pozo. Pero, si el pozo es cerrado el cono disminuirá. Sin embargo, un factor clave para determinar si el origen del problema es la conificación del agua, es conocer la permeabilidad vertical del intervalo. Si es baja o si existe una barrera impermeable entre la zona con presencia de agua y la zona de petróleo, entonces es extremadamente difícil que el agua tome la forma de un cono o se conifique. Si ocurre la conificación del agua y su existencia es de-

terminada rápidamente, entonces cerrando el pozo puede ayudar a eliminar la producción del agua. El cono deberá disiparse, con el tiempo y la producción libre de agua debe resultar cuando el pozo es regresado a un estado productivo a un gasto más bajo.

Las técnicas para identificar el estado de la conificación de agua incluyen información geológica, registros en el agujero abierto, análisis de núcleos y un historial del análisis del agua. Las técnicas de registros en agujero revestido localizarán el punto de entrada del agua, pero no podrían diferenciar entre la conificación del agua, intervalo de alta permeabilidad al agua de fondo o de un brote de agua con empuje natural. Esta es una razón por la cual se debe de hacer una investigación total de los factores asociados al yacimiento para verificar si el origen de la producción del agua es la conificación u otra fuente.

1.6.- Invasión del contacto Aceite-Agua.

Estrechamente asociado a la conificación del agua está la invasión del contacto aceite-agua por el empuje natural del agua de fondo. Cuando se está explotando un yacimiento que presente las condiciones requeridas para que el origen del problema del agua sea esta fuente, el agua de fondo se mueve hacia arriba para desplazar aceite en dirección al intervalo terminado. Cuando el contacto aceite-agua alcanza el fondo del intervalo disparado, el agua se abre paso, resultando así en un au-...

mento en la proporción de agua-aceite en la superficie. En un yacimiento homogéneo o altamente fracturado, los conos de agua generalmente toman la forma hacia arriba hasta el intervalo terminado, causando rápidamente la producción de agua y desviando el aceite del lugar, sin embargo, la baja permeabilidad vertical (barreras de permeabilidad horizontal) evitan la conificación, y la invasión del contacto aceite-agua es una señal de -- que la máxima producción de aceite se ha obtenido del yacimiento al nivel de las perforaciones más bajas.

La detección de esta condición solo puede ser identificada, primero eliminando las posibles fugas en la tubería de revestimiento, canales, perforaciones en un acuífero natural, conificación del agua, y agua subyacente o marginal o el rompimiento del agua de inyección.

Es importante conocer adecuadamente las propiedades del yacimiento como son la porosidad y permeabilidad de ambas vertical y horizontal para determinar si existe una barrera permeable, o si una zona de alta permeabilidad en la parte superior o inferior de la formación productora permitirá la producción de agua.

1.7.- Zona de Alta Permeabilidad al agua con empuje natural.

En muchos yacimientos existen variaciones de permeabili--

dad que permiten al empuje natural del agua expulsar al aceite de los poros a gastos variables. De este modo, una parte del agua en un yacimiento sale más rápidamente que otras. Esto no es raro cuando una zona de alta permeabilidad de una formación de arenisca se encuentra en la parte superior del yacimiento, lo cual causa que esta parte superior del intervalo terminado produzca agua mucho antes que el resto de las secciones del yacimiento. Si el agua sigue siendo producida de la zona de alta permeabilidad le disminuye al yacimiento la energía necesaria para desplazar al aceite de las partes con permeabilidad más baja. Frecuentemente en los yacimientos cuando se produce agua en exceso, se abandonan dejando grandes cantidades de aceite residual.

Las zonas de alta permeabilidad pueden ser localizadas en cualquier parte del yacimiento y deben ser identificadas por la eliminación de otras posibles fuentes de producción de agua, así como para detectar la invasión del contacto aceite-agua.

El único camino para diferenciar entre estas dos fuentes, donde una zona de alta permeabilidad es localizada cerca de la parte inferior de un intervalo productivo, es intentar determinar si el agua de la parte inferior o margen del mecanismo de empuje de agua están activos. El gradiomanómetro y la inspección radioactiva son normalmente usados para detectar estas fuentes.

1.8.- Zona de Alta Permeabilidad en un Pozo Inyector.

Un yacimiento donde el medio poroso es heterogéneo ocasiona que ciertas partes del yacimiento tengan una permeabilidad más alta que otras. En operaciones de inyección, el agua emigra a través de los poros de la formación, por los cuales presenten mayor facilidad para permitir el paso del agua a través de ellos. Disminuyendo así la eficiencia del barrido, debido, a la mayor o menor movilidad del agua en las zonas del yacimiento. Cuando una zona de alta permeabilidad al agua comunica a un pozo inyector con el pozo productor, se podría pensar que el origen de la producción del agua en exceso podría ser esta causa. Haciendo un análisis de las propiedades químicas y físicas del agua de inyección y de la producción excesiva del agua, ayudarían para determinar si esta es la fuente de producción excesiva de agua.

Una zona de alta permeabilidad al agua en un pozo inyector tiene el mismo efecto en la producción del agua no deseada, cuando la causa de esta producción es debida a un intervalo de alta permeabilidad al agua, pero con empuje natural. (Ver Fig. No. 2)

Sin embargo, se tienen otros medios de identificación y control de este problema. Cuando la fuente de agua es de un pozo inyector, los trazadores radioactivos pueden ser colocados en agua de inyección para que la identifique de una fuente natural de agua. Los trabajos de reparación en los pozos de inyección -

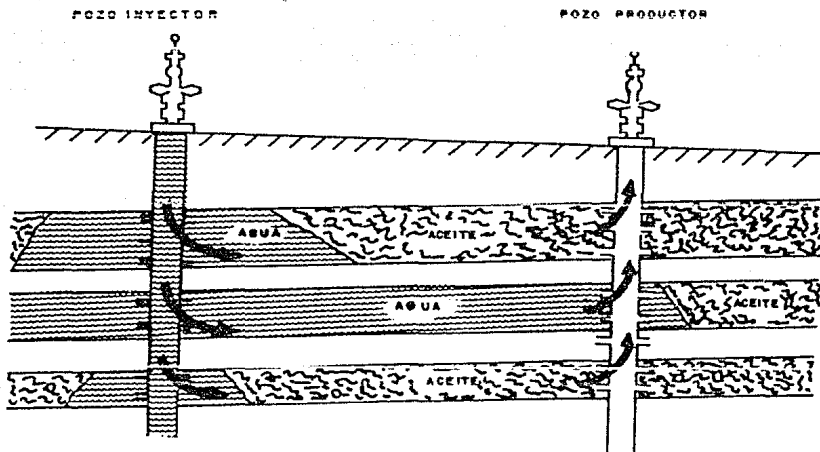


FIG. 2. - COMPORTAMIENTO DE LOS POZOS

es una posible solución para el problema y el operador no es limitado a trabajar únicamente en el pozo productor, así como el caso del agua que proviene de un acuífero.

1.9.- Fracturas Inducidas en Acuíferos.

Normalmente, la formación está saturada con fluido a presión, constituyendo así, un sistema de esfuerzos roca-fluidos, el conjunto de esfuerzos existentes en este sistema puede dividirse en dos esfuerzos parciales; 1) La presión que prevalece en el fluido y actúa sobre los componentes sólidos del sistema y 2) Un esfuerzo adicional que actúa exclusivamente sobre la parte sólida de la formación. El esfuerzo total es la suma de estos dos.

En un fracturamiento hidráulico se aplica localmente presión dentro de la roca, y se incrementa dicha presión, los esfuerzos triaxiales sobre la matriz se reducirán igualmente en sus tres direcciones principales. A medida que se reducen estos esfuerzos, el esfuerzo principal menor alcanzará un valor igual a cero y un incremento adicional en la presión interna provocará el tensionamiento de la roca en esa dirección. Cuando se exceda la resistencia a la tensión de la roca, ésta se fracturará a lo largo de el plano perpendicular a su mínimo esfuerzo principal, formándose así la fractura. Cuando la fractura se presenta fuera de la zona propuesta puede comunicar a una zona con presencia de agua en este caso un acuífero, con el in-

tervalo terminado. Siendo esta la causa de la producción de --
agua. Es obvio, cuando esto ocurre, ya que el agua es produci-
da inmediatamente después del tratamiento.

Es mejor prevenir este problema con un buen trabajo de --
cementación primaria y controlar el fractuamiento que tratar de
corregirlo después de ocurrido.

1.10.- Fracturas Inducidas en Operaciones de Inyección - de Agua.

Rara vez, los pozos de inyección son intencionalmente frac-
turados, pero frecuentemente son fracturados accidentalmente --
por la inyección de fluidos. Así como la presión de los poros
de un yacimiento disminuye, el gradiente de fractura también --
disminuye. Por esta razón parcialmente agotado el yacimiento -
puede fracturarse debido a la carga hidrostática del agua.

Las fracturas producidas en operaciones de inyección redu-
cirán muy probablemente la eficiencia del barrido por el agua -
inyectada. En el peor de los casos, un fracturamiento puede co-
municar directamente un pozo de inyección con un pozo en produc-
ción y desviar complemente al aceite del intervalo terminado; -
sucede lo mismo cuando la fractura se dirige hacia el pozo pro-
ductor.

El fracturamiento involuntario de un pozo inyector, fro-
cuentemente acontece cuando existe daño en las perforaciones --

del intervalo terminado o en la formación, en la vecindad del agujero. Esto resulta de una tendencia del operador a incrementar la presión de inyección para conseguir un gasto más alto de inyección. Las fracturas se pueden cerrar si no es usado material sustentante o ácido, también esta situación puede ser corregida fácilmente reduciendo la presión de inyección por debajo del gradiente de fractura. Sin embargo, si está suficientemente dañada la formación en la vecindad del agujero o los disparos estan tapados en un pozo de inyección, el gasto de inyección puede no ser adecuado para inundar el yacimiento en un tiempo razonable, y esta es una tendencia para continuar la inyección a altos gastos indirectamente del gradiente de fractura. Este problema de producción de agua en exceso deberá ser diagnosticada y tratada en el pozo inyector.

1.11.- Fracturas Naturales en la Formación.

Estos sistemas de fractura son el resultado de la porosidad secundaria en la formación, las cuales tienen permeabilidad horizontal y vertical extremadamente altas, y grandes cantidades de fluido pueden fluir a través de ellas, con la mínima caída de presión. Si estos sistemas de fractura comunican los intervalos de agua y aceite del yacimiento; La producción de agua puede resultar sobre la terminación inicial aún si solamente el intervalo productor de aceite es perforado. La existencia de fracturas naturales pueden ser verificados haciendo una revisión de los datos geológicos disponibles, descripción y análisis de -

núcleos y con los registros en agujero abierto. Para así saber, si la alta producción de agua proviene de las fracturas naturales dentro de los límites del mismo yacimiento.

1.12.- Problemas Asociados a la Producción del Agua.

La producción de agua ayuda a mover el aceite del yacimiento por el empuje natural del agua o cuando el agua inyectada está avanzando a través del medio poroso, lo cual, es benéfico para obtener buenos gastos de producción en un pozo fluyente y en operaciones de recuperación secundaria o mejorada de hidrocarburos.

Sin embargo en pozos productores o inyectores el agua se vuelve un problema cuando no permite el paso de hidrocarburos en la formación como resultado de la desincrustación, emulsiones, bloqueos por el agua, corrosión y frecuentemente está asociada con la producción de arena. Además, el exceso de producción de agua aumenta la carga de los fluidos producidos en el agujero y crea una contrapresión adicional sobre la formación. Esto reduce a su vez la capacidad de flujo de un pozo y obliga a un incremento en la capacidad de elevación artificial, aumentando así los costos para la explotación del petróleo, mientras los volúmenes de producción de agua crecen. También, grandes volúmenes de agua pueden reducir la capacidad del equipo superficial, ocasionando limitaciones en la producción.

La producción de aceite o gas, frecuentemente es reducida por la alta producción de agua en las siguientes formas:

I).- La eficiencia de barrido es reducida por la inefectiva inundación de todos los intervalos productores de agua entre un pozo inyector y un pozo productor debido a zonas ladronas o intervalos con alta permeabilidad.

II).- El incremento en la carga de la columna del fluido es causado por la mayor densidad del agua en la sarta de producción a menudo causa una reducción en la relación de producción de gas en pozos con presión baja, lo cual puede llevar a un cierre rápido del mismo.

III).- La alta saturación de agua en la vecindad del agujero reduce la permeabilidad relativa al aceite, causada por el bloqueo del agua.

IV).- El daño o la formación puede resultar de las arcillas movibles o hidratables y de partículas finas atrapadas cerca del área productora del agujero.

V).- La incrustación se puede precipitar al agujero del pozo en los disparos y en los poros de la formación cercanos al agujero.

VI).- Las emulsiones pueden ser creadas por aceite crudo y

mezcla de agua al entrar al pozo o en la bomba subsuperficial, este problema es más serio si la emulsión es inyectada en la formación durante una reparación.

VII).- La corrosión por sulfuro de hidrógeno y de dióxido de carbono es acelerado por la producción del agua.

VIII).- La producción de arena frecuentemente es asociada con el aumento en la producción de agua.

Los aumentos en los costos de explotación del aceite o gas son debidos a la producción de agua en exceso e incluyen lo siguiente:

I).- Los costos para elevar los fluidos producidos, incluyen los costos adicionales de energía para elevar volúmenes más grandes y pesados de fluidos, inversión para equipo de mayor elección, buenos servicios y costos de mantenimiento.

II).- Los costos para separar el agua del aceite o gas incluyendo tanques más grandes, separadores y deshidratadores, bombas superficiales y mantenimiento, etc.

III).- Los costos para tanques de distribución o reinyección cabezales y tuberías de inyección, bombas de inyección de alta presión y mantenimiento.

IV).- Los costos para limpieza y tratamientos químicos del agua, previo a la distribución, incluyendo un desnatador y tanques, filtros, agentes floculantes y sustancias químicas para evitar la corrosión, bacterias y control de incrustaciones.

V).- Costos para preparar y mantener la inyección y disposición semejante de los pozos, así como en la perforación inicial y preparación de pozos más el reacondicionamiento, limpieza tratamientos con ácido, etc.

CAPITULO II

METODOS DE IDENTIFICACION

2.- METODOS DE IDENTIFICACION.

Los registros de producción son los que se pueden tomar -- después que se han cementado las tuberías de revestimiento, colocado el aparejo de producción y disparado el intervalo productor. Estos registros pueden ser tomados en: a) Pozos productores fluyentes; Las dos principales áreas de registro de producción son en problemas del yacimiento y en problemas del pozo. -- b) En pozos que producen artificialmente es para revisar el aparejo de producción. En el caso de c) Pozos inyectoros son utilizados en la determinación de los perfiles de inyección. Los registros de producción usados solos o combinados pueden precisar fuentes de producción de agua extraña, detección de zonas ladronas, canalización de cemento, fugas mecánicas, etc.

Las aplicaciones de los registros de temperatura, sondas radioactivas, registros de ruidos, sondas medidoras de flujo con hélice y sondas de densidad de fluido y el Gradiomanómetro se -- describirán con detalle, junto con la teoría de operación y limitaciones de cada herramienta, para determinar las cuatro condiciones básicas en relación con el pozo.

Estado mecánico del pozo: Para que el pozo se comporte como se planeó, es necesario que todos los componentes que lo integran funcionen correctamente, tales como la tubería de producción, la tubería de revestimiento, empacadores, válvulas, etc. -- Los registros de producción permiten detectar fugas, daños por --

corrosión interna y externa en las tuberías, así como daños en los empacadores y otros dispositivos.

Integridad de la cementación: Una cementación es buena --- cuando se tiene un sello hermético entre la tubería de revestimiento y las paredes del pozo. Cuando esto no se logra, ocasiona una migración de fluidos de una formación a otra.

Comportamiento del pozo: Su aplicación es para determinar qué parte del yacimiento se está produciendo agua o gas, qué perforaciones están contribuyendo a la producción o para saber el perfil de inyección o producción.

Evaluación de las Formaciones: La localización de los contactos agua-aceite y gas-aceite y de las nuevas zonas de hidrocarburos, así como la determinación de la saturación inicial de fluidos en cada zona y como varía ésta debido a la producción o al movimiento de fluidos extraños.

Para correr un registro de producción, solamente se requiere el uso de un sistema de control de presión en la boca del pozo y de un camión grúa para las operaciones de tierra o un mástil para los trabajos de pozos costa afuera.

2.1.- Registros de Temperatura.

El registro de temperatura, consiste en un dispositivo de registro de temperatura de alta resolución que es introducido dentro del Pozo.

Bajo condiciones estáticas, la temperatura medida en el pozo aumenta uniformemente con la profundidad. Este incremento es causado por el flujo ascendente de calor desde el centro de la tierra hasta la superficie. El cambio medido de temperatura con la profundidad se llama gradiente geotérmico y varía con la temperatura de superficie, la temperatura interior y las conductividades térmicas de los materiales entre esos dos puntos. En condiciones dinámicas el gradiente geotérmico depende de la temperatura de superficie, geometría de los aparejos (T.P. y T.R.) coeficiente de conductividad térmica de los materiales, tiempo de inyección o producción, gastos de inyección o producción y de la temperatura interior (distribución de temperatura).

Los registros de temperatura pueden ser usados para determinar:

- Punto (s) de entrada de fluido (s) o intervalo (s) de inyección de agua.
- Movimiento de fluido detrás de la tubería de revestimiento.
- Rotura de las tuberías de producción o de revestimiento

- Cima de cemento (debe correrse un registro antes que se disipe el calor generado por el fraguado del cemento).

Los pozos productores e inyectores son operados bajo condiciones dinámicas, por lo tanto, los perfiles de temperatura de fondo medidos difieren de las temperaturas de los gradientes geotérmicos normales debido a la circulación de fluidos, a la producción e inyección. Si las operaciones de inyección o producción cesan, el perfil de temperatura del pozo retornará a las condiciones geotérmicas. Al inspeccionar este regreso a las condiciones normales, a través de una serie de perfiles de temperatura, se pueden determinar intervalo(s) productores o inyectores, se pueden detectar canalizaciones, rupturas de la T.R., etc.

Perfiles de temperatura en el pozo bajo diferentes condiciones de operación:

En pozos productores de aceite bajo saturado: El gas permanece en solución, pero puesto que el aceite producido es más caliente que las formaciones circunvecinas, cede calor a ellas. La pérdida de calor llega a ser constante hacia arriba del agujero y el perfil de temperatura se hace paralelo al de condiciones estáticas. La producción de agua exhibe características similares de temperatura.

En una canalización del agua abajo del intervalo - -

disparado; el agua entra en la canalización, calienta el pozo - solo ligeramente porque el canal proporciona una área pequeña - para la transferencia de calor. A medida que el agua entra por los disparos se nota un gran incremento de temperatura (Fig. No. 3).

A medida que el fluido se mueve hacia arriba del pozo, se enfría, alcanzando una condición de equilibrio y el perfil de temperatura se hace paralelo al de las condiciones estáticas.

En una canalización del agua arriba del intervalo disparado; el agua producida es más fría que la formación en los disparos y el único enfriamiento notado en el registro será en la cima del intervalo perforado (Fig. No. 4). La interpretación en el intervalo entre los disparos y la zona de canalización es difícil puesto que el pozo está siendo calentado y enfriado al -- mismo tiempo. Un perfil de temperatura a pozo cerrado puede -- ayudar a identificar la zona de canalización.

En pozos productores de aceite abajo del punto de burbu-- jeo: El gas en solución se libera en el intervalo perforado de bido a la caída de presión y empleando un registro de temperatu ra determina el efecto enfriador a medida que el gas se ex-- pande en el intervalo productor. Cuando la columna de gas flu-- ye hacia arriba, recoge calor de la formación hasta que está -- más caliente que las formaciones circunvecinas, luego el perfil de temperatura se hace paralelo al de las condiciones estáticas.

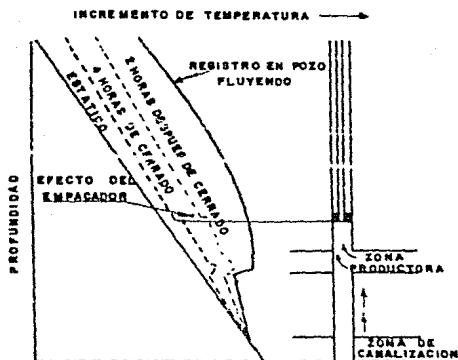


FIG. 3 CANALIZACION DE AGUA ABAJO DE LA ZONA PRODUCTORA

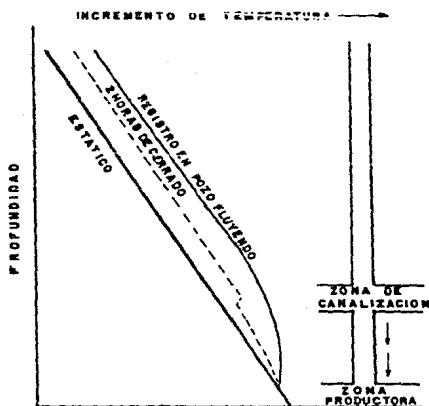


FIG. 4 CANALIZACION DE AGUA ARRIBA DE LA ZONA PRODUCTORA

En una canalización del agua abajo del intervalo disparado; el registro indica calentamiento abajo del intervalo productor, enfriamiento en el intervalo productor y calentamiento - - arriba del intervalo productor hasta que se alcanza una pérdida de calor constante. (Fig. No. 5).

En una canalización del agua arriba del intervalo disparado; ocurre un doble efecto de enfriamiento en el intervalo disparado causado por la canalización del agua y por la expansión del gas.

En Pozos Inyectores:

Una revisión cualitativa del comportamiento de la temperatura en pozos de Inyección de agua se presenta a continuación. - Los perfiles de temperatura durante la Inyección y a diferentes tiempos después del cierre del pozo se presentan en la Fig. No. 6. La Inyección de fluidos fríos, enfrían toda la vecindad del pozo; sin embargo, ocurre un efecto de mayor enfriamiento en el intervalo inyector.

Cuando se cierra el pozo, la temperatura se eleva lentamente en la zona de inyección, en comparación con las demás zonas, por tanto, después de inyectar agua fría, una zona de admisión se identifica por una anomalía de enfriamiento en la curva de cierre.

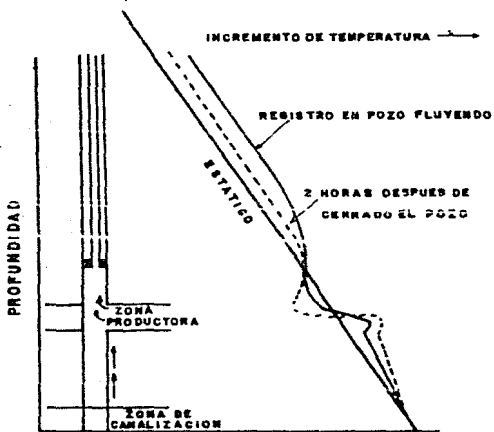


FIG. 5 -- CANALIZACION DE AGUA ABAJO DE LA ZONA PRODUCTORA

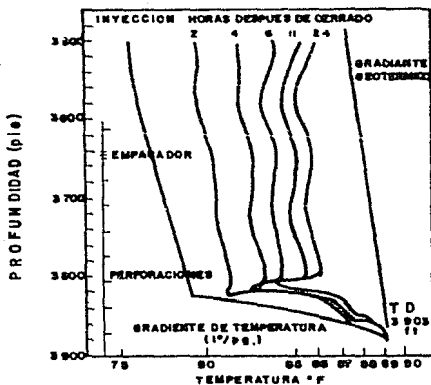


FIG. 6 -- ENFRIAMIENTO EN LA VECINDAD DEL POZO POR EL AGUA DE INYECCION

2.2.- Sondas Medidoras de Flujo de Hélice.

Las herramientas de hélice son medidores de flujo continuo que miden las velocidades de los fluidos en el interior de las tuberías de producción y de revestimiento las cuales pueden ser convertidas a gastos de inyección o producción..

En los medidores de flujo continuo una parte de fluido pasa a través de la sección del medidor y la otra pasa entre la tubería de revestimiento y la herramienta que contiene al medidor. La velocidad de la hélice, que es una función lineal de la velocidad del fluido respecto a la herramienta, se registra continuamente contra la profundidad. Este tipo de medidor es más efectivo para mediciones de flujo en una sola fase con gastos de producción altos.

La viscosidad del fluido afecta la velocidad de la hélice del medidor de flujo, una viscosidad alta causa una velocidad más baja de hélice. Para tomar en cuenta el efecto de la viscosidad, es necesario hacer una calibración previa.

Si el diámetro del agujero y la viscosidad de los fluidos permanecen constantes, el registro puede presentarse en una escala en por ciento del flujo total como se muestra en la figura No. 7. En la interpretación del registro se localiza una línea de flujo cero, es la línea donde la velocidad de la hélice se -

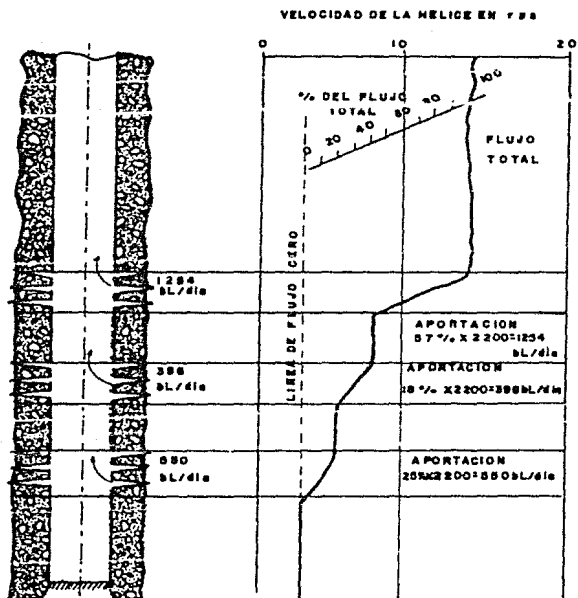


FIG. 7 MEDIDOR DE FLUJO CONTINUO

debe sólo a la velocidad con que se baja la herramienta (corresponde a una zona abajo del último intervalo perforado, donde no existe movimiento de fluidos) y la línea de flujo total es la correspondiente a una zona arriba de todos los intervalos disparados.

Aplicaciones de los medidores de flujo continuo:

- Generar perfiles de producción o inyección para indicar movimientos de fluidos desde o dentro de intervalos individuales.
- Evaluar tratamientos de remedio o de estimulación realizados para incrementar la productividad del intervalo.
- Detectar pérdidas de producción de flujo cruzado y zonas ladronas.
- Detectar fugas en empacadores, T.P., T.R., o en el fondo del pozo.

La aplicación normal de los resultados de los medidores de flujo es determinar el porcentaje de la producción o de la inyección de cada intervalo. Los porcentajes del intervalo se usan con la producción en superficie o los gastos de inyección para determinar los gastos individuales del intervalo. Los fluidos que fluyen en una canalización se mostrarán tal y como son producidos desde, o inyectados dentro del intervalo equivocado.

Operación:

Las herramientas deben de ser centradas, para obtener mejores resultados, es colocada en el centro de la columna de fluidos por medio de centradores de resorte y corrida a una velocidad constante en contra de la dirección del flujo.

Están disponibles técnicas para calibrar la herramienta a condiciones de fondo y evaluar el flujo en dos fases, pero no serán discutidas en este trabajo.

2.3.- Trazadores Radioactivos.

Las herramientas de trazadores radioactivos están constituidas por un inyector y dos detectores. Un pequeño bache radioactivo es introducido a la línea de flujo; la velocidad del fluido puede ser determinada midiendo el tiempo requerido por el bache radioactivo para viajar una cierta distancia fijada, desde un inyector hasta un detector o entre dos detectores. Estas velocidades medidas pueden ser convertidas a gastos de flujo, conociendo el área de flujo.

El gasto puede ser calculado usando la siguiente ecuación:

$$q = \frac{D (dtr^2 - dsr^2) \pi}{4t}$$

donde:

q = gasto de flujo (bl/día).

k = factor de conversión de $\text{pg}^3/\text{seg.}$ a bl/dia (8.904).

D = separación entre los detectores (pg)

t = tiempo requerido para recorrer la distancia D, leído -
del registro (seg.)

dtr = diámetro interior de la T.R. (pg).

dsr = diámetro de la herramienta (pg).

Las sondas radioactivas se pueden usar para:

- . Determinar perfiles de inyección (o producción), esto es, análisis cuantitativo de volumen inyectado dentro de - - (o producido de) cada intervalo.
- . Localizar zonas ladronas.
- . Localizar fugas o pasos en T.P., T.R. o empacadores.

Operación:

La herramienta radioactiva debe estar centrada para asegurar que el bache es colocado en la parte principal de la línea de flujo. Se conduce la sonda radioactiva a los puntos específicos en el pozo donde se desea medir las velocidades del fluido - (gasto de flujo). Estos puntos generalmente están localizadas - en:

- . Dentro de la sarta de T.P. para verificar 100% de flujo con relación a la lectura en superficie.
- . En el empacador para verificar que no se presentan fugas.
- . Arriba de la cima del intervalo disparado para verificar la ausencia de canalización hacia arriba.

- . Entre zonas de inyección para determinar gastos de inyección en intervalos individuales.
- . Abajo de la parte inferior del intervalo disparado para verificar la ausencia de canalización abajo del intervalo o para detectar fugas en el tapón del fondo.

Las herramientas de investigación radioactivas son útiles para medir gastos bajos de flujo donde los medidores de flujo no son aplicados. En casos donde la velocidad del flujo sea extremadamente lenta, el bache radioactivo puede llegar a ser muy disperso y será más difícil de detectar y medir las velocidades de flujo. Este problema puede solucionarse usando espaciamiento más -- corto entre los detectores y/o tamaños de baches más grandes. Además, comenzando a sondear en el fondo del pozo y trabajando hacia arriba tiende a mejorar la exactitud, puesto que los baches liberados previamente no afectan los resultados de los siguientes registros.

Ejemplo; Se puede sospechar de una fuga en el empacador si el 100% del gasto de flujo calculado en la T.R. abajo del empacador no es similar al gasto de flujo calculado dentro de la sarta de producción.

2.4.- Gradiomanómetro y Densímetro.

El Gradiomanómetro y el Densímetro, utilizan diferentes medios para determinar la densidad de la mezcla de los fluidos, contenidos dentro del pozo.

El Gradiomanómetro.- Determina la diferencia de presión entre dos sensores que se encuentran espaciados a dos pies de distancia. La diferencia de presión en el pozo entre dos puntos sobre una línea vertical es el resultado de la carga hidrostática y pérdidas por fricción. Las pérdidas por fricción son el resultado de las pérdidas de presión debidas a la fricción entre los fluidos y las paredes de la tubería y la superficie de la herramienta generalmente se desprecian ya que en la sarta de T.R. se tiene -- una área grande disponible para el flujo. La carga hidrostática se debe a la densidad media de los fluidos en la tubería. La -- presión diferencial medida es entonces igual a la carga hidrostática la cual puede ser convertida a escala en función de la densidad media de los fluidos encontrados entre los sensores.

El Densímetro.- Mide la densidad promedio de la mezcla de -- los fluidos mediante un cilindro hueco, el cual contiene un vi--brador que oscila, con una frecuencia natural que varía con la -- densidad del fluido al pasar a través del cilindro, un sistema -- de detección apropiado mide la frecuencia de la oscilación y --

emite una señal eléctrica que es registrada en la superficie, - según el cambio de la densidad de los fluidos; con esta informa ción se puede determinar la densidad de la mezcla fluyente.

Las herramientas pueden ser usadas para:

- Localizar la entrada de fluido en tuberías de produc- - ción de dos o tres fases.
- Calcular en conjunto con medidores de flujo, veloci- - dades en el fondo del pozo en flujo multifásico.
- Localizar fúgas en T.P. cuando estas fugas resultan en flujo multifásico.
- Localizar contacto de fluidos en pozos cerrados.

Interpretación:

El Gradiomanómetro está graduado en unidades de densidad y es calibrado en la superficie, dando lecturas de uno en agua y de cero en el aire (Fig. No. 8); abajo de las perforaciones la lectura del gradiomanómetro es uno, lo que indica que el -- fluido es agua. En cualquier pozo que produzca algo de agua o que haya sido terminado con agua en la T.R., ésta se localiza abajo de las perforaciones. El medidor de flujo es necesario para saber si el agua se encuentra en movimiento. Arriba de - la zona "C" la densidad relativa del fluido es 0.7; puede ser una mezcla agua-gas o agua-aceite-gas. Nótese que no hay cambios a través de la zona "D"; para que ésta fuera una zona de entrada de fluidos, la mezcla debería de tener una densidad

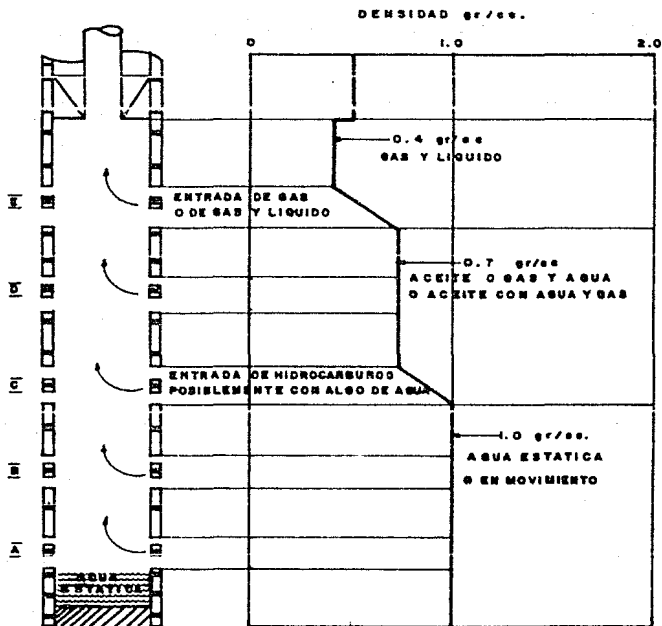


FIG. 8. REGISTRO TEORICO DEL GRADIOMANOMETRO

de 0.7, lo cual es muy poco probable. La densidad arriba de la zona "E" es 0.4, lo que indica definitivamente una entrada de gas en dicha zona, puesto que la densidad de la mezcla es menor que la densidad del aceite, que es de 0.7.

El Densímetro se calibra con dos fluidos de densidad conocida, como el aire (0.00122 gr/cm³; y viscosidad de 1100 cp.) y el agua dulce (1 gr/cm³; 900 cps). La respuesta de la herramienta a cada fluido se grafica en papel cuadrulado (Fig. No. 9); se unen los puntos con una recta. Con la gráfica obtenida y la frecuencia dada por la herramienta se puede determinar la densidad correspondiente de la mezcla (Índice de densidad de la gráfica).

Operación:

Generalmente los densímetros se corren en combinación con medidores de flujo, y/o sondas de temperatura para proporcionar evaluación detallada del perfil de producción.

Un densímetro puede hacer lecturas mientras éste en movimiento, pero la velocidad de la línea del cable no debe exceder de 20 ó 30 pies por segundo.

El Gradiomanómetro se obtienen mejores resultados cuando las lecturas se hacen en puntos estacionarios.

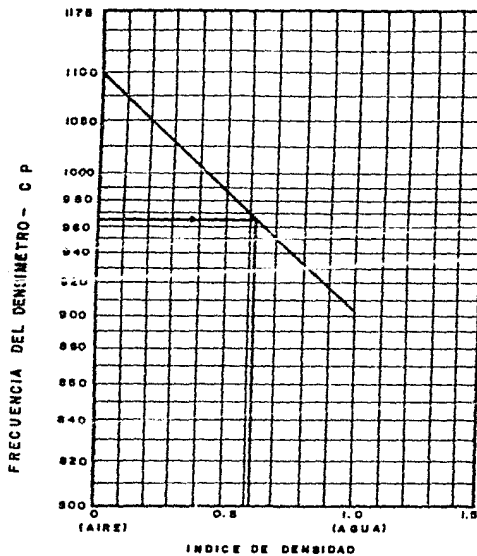
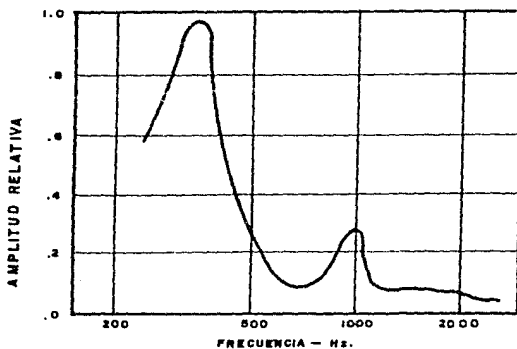


FIG. 9. DETERMINACION DEL INDICE DE DENSIDAD



DATOS COMPUESTOS DE
3 BONDAS CON CABLE
ACUMULADO DE 20000
PIES.

TR DE 7" LLENO DE AGUA
BARRIL 22"X36" DE
ALTURA

FIG. 10.-ESPECTRO DE SONIDO DE AIRE FLUYENDO A TRAVES DE UN ESTRANGULADOR POROSO 10 PIES CUBICOS/HR. EN UN BARRIL DE AGUA.

Ambas herramientas deben ser calibradas en la superficie antes de usarlas.

2.5.- Registro de Ruidos.

El registro del sonido es una técnica de desarrollo reciente que se aplica para medir y analizar el sonido acústico generado por flujos turbulentos de líquidos o gases dentro de los pozos. La amplitud y la frecuencia del sonido se registran contra la profundidad en papel gráfico semilogarítmico, para producir un registro del cual se puede localizar un flujo subterráneo y trazarlo de su fuente a su salida. El registro además, tiene la capacidad de diferenciar entre flujo mono-fásico y bi-fásico.

Hasta la fecha, la técnica de registro del sonido se ha aplicado para localizar canalización afuera de la tubería de revestimiento; para localizar flujos en canales entrando en intervalos productivos; para investigar descontrolados sub-superficiales y fugas en la tubería de producción y de revestimiento. También se ha aplicado la técnica en pozos de gas sin tubería para localizar y evaluar intervalos productivos y como flujómetro en pozos con tubería para medir la producción de disparos individuales de un intervalo productivo.

La Energía del Sonido.

Todas las fuentes de sonido están en un estado de vibra--

ción. Cualquier compuesto de fluido que fluye en el interior de pozos genera frecuencias de audiosonido de 200 a 6000 Hertz. La energía del sonido radiándose de estas fuentes se transmite a través de los varios medios de la geometría del pozo y se absorbe con un transductor. Cuando esta energía del movimiento vibratorio es absorbida por el transductor se producen señales eléctricas en forma de onda de frecuencia alterna. La señal del registro del sonido producido por los líquidos en movimiento es un compuesto de muchas frecuencias, y la intensidad puede variar con el tiempo. Seleccionando la constante de tiempo apropiada dará un promedio cuantitativo de la amplitud de la forma de onda. Las unidades de esa amplitud son de milivoltios. (Corriente Alterna).

La sonda de registro tiene sensibilidad a cualquier flujo que se pueda escuchar, por eso, debe cumplir con ciertas condiciones para reducir la eventualidad de ruido o sonido extraño. El ruido fuerte causado por el movimiento de un cable o la misma sonda crea el requisito de registrar los datos del registro con la sonda estacionaria. Por lo que, todas las fugas de superficie tienen que estar paradas. Las fugas de superficie incluyen las del inyector de grasa (controlador de presión), conexiones del árbol y especialmente válvulas de producción.

La transmisión de la energía del sonido está afectada --

por diferentes combinaciones de la geometría del pozo, que incluye líquidos, gas, tuberías de revestimiento y producción. Es preferible tener la misma geometría por toda la zona de interés.

Bases Teorético Cualitativo.

El registro del sonido capta dos clases de información del sonido del pozo. Estos son su perfil de amplitud y sus estructuras de frecuencia. El perfil de amplitud localiza y define el flujo mientras la información de la frecuencia describe el flujo mono-fásico y bi-fásico y proporciona datos sobre diferenciales de presión.

El Perfil de Amplitud.

El flujo turbulento genera mucho sonido. La intensidad del sonido generada por un flujo en cualquier punto de su trayectoria está en proporción al volumen de flujo y, además a la diferencia de presión actuando sobre el flujo en tal punto. Como se puede esperar los diferenciales de presión más marcados ocurren: 1) En la fuente de flujo (diferencial de presión entre la canalización y el yacimiento); 2) En las restricciones en el camino del canal; y 3) La salida del flujo (diferencial de presión entre la canalización y el yacimiento tomando el flujo). Estos lugares (fuentes, restricciones y salidas) en donde haya una diferencial de presión amplia aparecen en el registro como crestas de mucho sonido o amplitud.

En el caso de canalización afuera de la tubería de revestimiento, cuando aparecen estas crestas frente de un cuerpo de arenisca se les considera como una fuente o una salida del flujo dependiente en la presión del cuerpo y picos que ocurren enfrente del cuerpo de lutita se toman como restricciones dentro de la canalización.

Estructura de la Frecuencia del Sonido de Pozos.

El registro del sonido abarca una forma sencilla de análisis de frecuencias con la presentación de cuatro curvas, de amplitud de sonido, de las cuales cada una registra la fuerza del sonido superior de una frecuencia mínima. Las frecuencias mínimas de las cuatro curvas son 200, 600, 1000 y 2000 Hz. respectivamente, que se ilustran gráficamente en la figura No. 10. El filtro de 2000 Hz. no admite frecuencias de menos de 2000 ciclos por segundo, el filtro de 1000 Hz. quita lo menos de 1000 ciclos, etc. (un sonido agudo o chillón como el del silbato contiene frecuencias muy altas, mientras los sonidos más suaves -- como de burbujas contienen frecuencias muy bajas).

La separación entre las curvas indica como está distribuida la fuerza del sonido en el espectro de frecuencia. Esta información facilita distinguir entre flujo mono-fásico y bi-fásico.

En el caso de flujo mono-fásico (todo líquido o todo-gas)

las frecuencias más altas tienen mayor fuerza en el espectro de frecuencia. En el caso de flujo bi-fásico las frecuencias bajas son las más fuertes. Por esto con flujo mono-fásico el espacio entre la curva de 2000 y 1000 Hz. es más grande y el espacio entre 1000 y 600 Hz. es menor y el espacio entre 600 y 200 Hz. es el mínimo. En un pico mono-fásico las curvas casi coinciden, ver Fig. No. 11.

El flujo bi-fásico, mientras el espacio entre las curvas de 200 y 600 Hz. es más grande que el espacio entre las curvas de 600 y 1000 Hz. El sonido adicional en el rango de 200 Hz. a 600 Hz. se debe a la presencia de burbujas en el flujo bi-fásico. Ver fig. No. 12.

En un pico de sonido, la distribución de frecuencia del sonido surte indicaciones de la diferencial de presión. Lo más grande, la diferencial de presión lo más alto será la frecuencia. Esto indica que la más alta la diferencial de presión, lo menos la separación será entre las cuatro curvas de frecuencia. Por ejemplo, en un pico de sonido donde la diferencial de presión es tan alta que casi todo el sonido es superior de 2000 Hz. las cuatro curvas se juntan a casi el mismo valor.

Hay otra ventaja de registrar los cuatro niveles de frecuencia. Esta ventaja se deriva del hecho de que adentro de cualquier medio, el sonido de alta frecuencia se atenúa más rá-

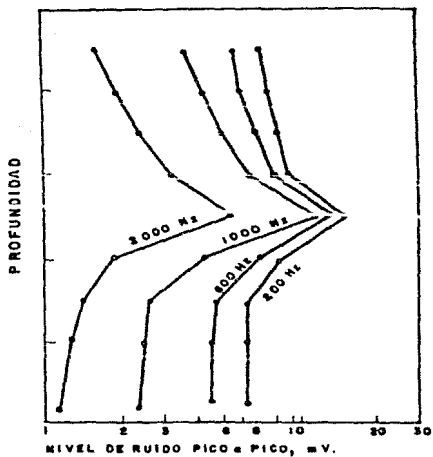


FIG. 11.- FLUJO EN UNA SOLA FASE GAS O LIQUIDO

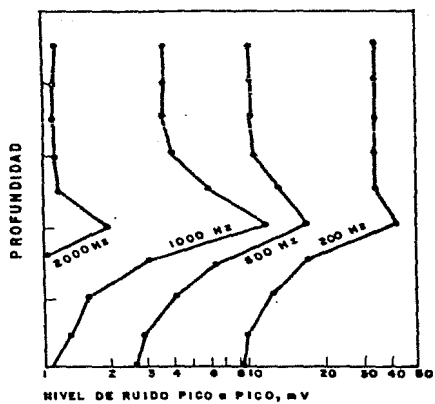


FIG. 12.- FLUJO EN DOS FASES

pido que el sonido de baja frecuencia, incrementando la distancia de la fuente de sonido. Esto quiere decir que la curva de 2000 Hz. que "escucha" solamente las frecuencias altas, tendrá picos más definidos y con más resolución en casos de fuentes múltiples aún cuando haya poca distancia entre ellos. (Es importante entender qué niveles de sonido de dos o más fuentes distintas no se agregan porque sus frecuencias y fases varían una de otras. Como consecuencia, cuando se encuentre una fuente de sonido fuerte en la proximidad de uno o más callados, la fuente más callada no aparecerá como un pico en la curva mientras la energía del sonido generado no tenga una amplitud mayor que la falda de atenuación de la fuente fuerte).

Al mismo tiempo la curva de 200 Hz. que responde a frecuencias bajas tanto que a frecuencias altas se puede "escuchar" la aproximación de un pico de sonido de mucho más distancia arriba o abajo del pozo. Esto permite la toma de datos en intervalos muy separados sin fallas en encontrar una posible fuente de sonido.

Descripción del Equipo.

La sonda del registro de sonido esencialmente es un micrófono de mucha sensibilidad y de alta fidelidad. Los cristales piezoeléctricos están sellados en una cámara llena de aceite dentro de la sección de jaula en la parte inferior de la sonda. Un fuelle metálico está utilizado para compensación de

presión. La extensión de la sonda es de 6 pies y tiene un diámetro de 1.5 pulg.

Es posible que el sonido adentro de un pozo pueda llegar a niveles en donde el circuitaje de la sonda resultó ser un factor de limitación. (La forma de la onda en el osciloscopio será cortada arriba y abajo). Está incluida la forma de rebajar o cortar la amplificación de la sonda con un factor de 10 para pozos con niveles de sonido extremadamente elevados.

CAPITULO III

TECNICAS DE CONTROL

3.- TECNICAS DE CONTROL.

Dentro del área de la Ingeniería Petrolera existen técnicas para controlar la excesiva producción de agua en pozos petroleros y de esta forma aumentar la producción de aceite, extraído del yacimiento.

Las operaciones de reparación como son las cementaciones a presión o la colocación de tapones son los medios más frecuentes utilizados para inhibir la producción de agua, originada -- por un tratamiento deficiente de cementación primaria. Sin embargo, el taponamiento y tratamientos de inyección son efectivos solamente si los intervalos productores o ladrones de agua pueden ser identificados y aislados, y así la formación productora de aceite previene el agua del intervalo tratado. El éxito o fracaso de muchos tratamientos de terminación, reparación o estimulación frecuentemente giran sobre si está presente o no una aislación zonal y una suposición normalmente hecha cuando se planea una terminación o reparación es que los intervalos -- productores individuales estén aislados. Pero desafortunadamente, en muchas instancias esta suposición es equivocada y los -- fluidos indeseables son producidos después del tratamiento. -- Optimos resultados fueron obtenidos por cementaciones a presión y solamente en una proporción del 50% de éxito. Generalmente la mayoría de los tratamientos de interrupción de agua no tienen éxito por una o más de las siguientes causas.

- El origen exacto del problema no se determinó antes del tratamiento.

- Se usó el producto incorrecto.

- El producto correcto no se usó adecuadamente.

Frecuentemente los operadores suponen la fuente de producción de agua y después del tratamiento se encuentran que el - - aceite ha sido interceptado por el agua. La industria petrolera ha incorporado muchas sustancias químicas como los polímeros poliacrilamidas y materiales para lechadas, los cuales se - inyectan en los intervalos productores de agua para reducir la permeabilidad al agua y por consiguiente su movilidad. Así el operador no necesitará saber de dónde proviene el agua y podrá simplemente inyectar la sustancia química a todas las zonas -- portadoras de agua.

Uso de sustancias químicas como técnicas de control de - agua para limitar la entrada del agua en pozos productores: --

- 1) bajo condiciones de empuje natural de agua. Esto se presenta cuando una extensa zona de agua se encuentra subyacente a -- los pozos productores y en contacto con la zona petrolífera. -- Los pozos terminados en una zona con presencia de agua, rápidamente presentarán el problema, pero evitar la zona de agua durante la terminación o taponarla, son soluciones temporales al problema, desde que el avance vertical del contacto agua-aceite al producir petróleo aparejado a la formación de conos de agua en la región cercana al pozo, resultan pronto en producción de

agua. Los polímeros de alto peso molecular se han diseñado particularmente para estas situaciones, ya que disminuyen la permeabilidad al agua en la zona del pozo sin afectar mayormente a la permeabilidad al aceite. El polímero es inyectado al pozo y la mayor parte entrará en la zona productora de agua, pues generalmente ésta es la zona de menor resistencia al flujo, y lo que luego ingrese a la zona productora de petróleo tiene poco efecto, así, después del tratamiento el aceite puede entrar al pozo nuevamente a través de la zona que antes producía agua, pero que ha sido contactada por la solución de polímeros. Los resultados del tratamiento incluyen una menor producción de agua, permitiendo a los pozos un incremento en su producción de petróleo una menor carga en las instalaciones superficiales, permitiendo a los pozos producir a gastos mayores, y una reducción de problemas de bloqueo por agua.

Cuando la entrada de agua al pozo se realiza a través de fracturas naturales o inducidas o en cualquier otro tipo de canal cuya permeabilidad no puede ser reducida por soluciones comunes de polímeros, se puede usar la mezcla gelatinosa entre polímeros y otros materiales. El gel puede formarse en la superficie o en el yacimiento. Aunque los materiales gelificantes tenderán a ingresar preferencialmente en la zona de agua, pueden causar daño a la permeabilidad al petróleo; debido a esto es importante controlar su colocación cuando se usen sistemas gelatinosos.

2). Bajo condiciones de inyección de agua. Cuando un canal está presente y se extiende desde un pozo inyector hacia un pozo productor, éste puede causar la canalización de cantidades significativas de agua. Esta agua no está empujando el aceite ni hacia el pozo que está recibiendo el agua canalizada, ni hacia - - otros pozos en el área del pozo inyector, y como resultado, se está perdiendo producción de petróleo. Estudios hechos con trazadores muestran que normalmente el canal no es grande en volumen. Debido a que dicho canal es usualmente largo y en íntima comunicación con el yacimiento, el hecho de cerrarlo en la vecindad del - pozo inyector será de muy poco beneficio permanente. En un caso típico, la naturaleza real del canal comunicante está pobremente definida. Las fracturas naturales podrían ser una causa de dicha comunicación en rocas competentes, pero en algunos casos el carácter del canal solamente puede ser supuesto. Los sistemas - gelatinados de polímeros son convenientes para resolver problemas de canalización en pozos inyectores, no obstante existe --- cierta incertidumbre, por el hecho de que la resistencia del --- gel puede ser variada sobre un amplio rango durante el curso del tratamiento. Esto permite iniciar el tratamiento con una resistencia baja, observar la respuesta, y hacer ajustes hasta que la relación entre la caída de inyectividad y volumen inyectado sea satisfactoria. De esta forma, los tratamientos pueden ser programados para alcanzar un decremento predeterminado de inyectabilidad después de la inyección de un volumen deseado de polímero gelificado. Esto tiende a asegurar un tipo de tratamiento de penetración profunda en un canal largo. Cuando la -

condición de un canal es extremadamente mala, la resistencia del gel puede hacerse muy alta.

En algunos casos, un sólido puede ser agregado para incrementar la resistencia aun más. Dichos geles han sido efectivos en cerrar canales que han resistido todos los otros esfuerzos de taponamientos, incluyendo la inyección de suspensiones de grandes cantidades de diferentes sólidos.

Cuando un canal consistente de intercalaciones de alta permeabilidad o cuando el extremo del canal no está en comunicación directa con el pozo, el agente gelificante y el polímero pueden ser inyectados en etapas separadas de manera que la reacción gelificante se realice dentro de la formación. Este método de tratamiento puede requerir algo más de cuidado en la colocación, para evitar daño a zonas diferentes de aquella que está causando la canalización.

Un pozo productor por inyección de agua puede empezar a producir cantidades excesivas de agua debido a encontrarse más cerca del pozo inyector que los otros productores, debido a zonas heterogéneas de inyección, a efectos de permeabilidad direccional o porque el pozo empezó a producir antes que los otros pozos. Esto no es canalización, pero el ciclaje de agua resulta en la demora del desplazamiento del petróleo hacia otros pozos. El problema puede resolverse cerrando el pozo productor con alto

porcentaje de agua, pero a veces este pozo también produce cantidades importantes de petróleo. Debido al efecto diferencial en la permeabilidad al petróleo y al agua, la inyección de soluciones de polímeros pueden ser usadas para reducir la invasión de agua. Esto puede resultar en un incremento en la producción de petróleo en el pozo tratado, y con seguridad logrará un incremento en la producción de los pozos vecinos, que han visto disminuida su cuota de agua inyectada.

Las mayores posibilidades de éxito en un tratamiento con polímeros dependen en gran medida del conocimiento del yacimiento en combinación con algún personal familiarizado con los diferentes procesos y su ejecución.

3.1.- Cementación Primaria.

En una cementación primaria; la lechada que se bombea al pozo, debe llenar el espacio exterior que queda entre la tubería de revestimiento y el agujero, el cual se conoce como espacio anular. Además de desplazar el fluido de control que se tiene en el espacio anular, el cemento aísla o separa las formaciones que estaban comunicadas a través del agujero perforado, también soporta a la tubería de revestimiento que se ha introducido en el pozo.

Entre las operaciones que se realizan para llevar a cabo una terminación eficiente, la cementación primaria ocupa un

lugar sumamente importante. Una buena cementación de la T.R. de explotación es necesaria para todos los trabajos subsecuentes u operaciones que se efectúen en el pozo. Cuando dicha cementación es deficiente todas las operaciones se verán afectadas, por lo que, se deberá corregir antes de programar cualquier trabajo relacionado con la terminación del pozo.

Un pobre trabajo de cementación puede conducir a:

- a) Tratamientos de estimulación o reparación inefectivos.
- b) Acumulación de gas en el espacio anular.
- c) Canalización del agua.
- d) Comunicación de fluidos.
- e) Inadecuada evaluación del yacimiento.
- f) Elevación de excesivos fluidos en el pozo.

Un trabajo de cementación deficiente, puede ser debido a varios factores, los cuales pueden ser los siguientes:

Tipos de Fallas.

Factores Contribuyentes.

Asentamiento incorrecto de la tubería de revestimiento.

Contaminación del agua de mezclado.

Cálculo incorrecto de temperatura.

Deshidratación del cemento en el espacio anular.

Uso del cemento inadecuado.

Zapata o cople obstruido.

Retardador insuficiente.

Falla al bombear el tapón.

Alojamiento del tapón en la cabeza de cemento.

Desplazamiento del tapón superior.

Cálculos incorrectos de desplazamiento.

Mezclado Incompleto.

Falla mecánica.

Presión o agua insuficiente.

Falla del sistema de almacenamiento.

Fuga de Gas en el Espacio Anular.

Presión hidrostática insuficiente.

Gelación de la interfase cemento/lodo.

Falla del volumen de cemento para cubrir arenas de gas.

Deshidratación prematura del cemento.

Canalización.

Contacto del tubo con la formación.

Propiedades del lodo deficientes (alta viscosidad plástica y valor elevado de punto de cedencia).

Falla en el movimiento de la tubería.

Velocidad de desplazamiento baja.

Agrandamiento del diámetro del pozo.

Fraguado Anticipado del Cemento.

Proporción inadecuada de agua.

Estimación incorrecta de temperatura.

Fallas mecánicas.

Aditivos o cemento inadecuado para las condiciones del --
pozo.

Agua de mezcla caliente.

Permitir que la lechada permanezca en reposo.

Selección inadecuada de espaciadores lodo/cemento.

En la planeación y en el diseño para obtener un buen trabajo de cementación se deben de considerar los siguientes puntos.

Area.

Factores de influencia.

Diámetro del pozo.

Diámetro, profundidad, temperatura, desviación, propiedades de formación.

Fluídos de perforación.

Tipo, propiedades, densidad, compatibilidad con cemento.

Tubería.

Diseño, diámetro de rosca, profundidad de colocación, equipo de flotación, centradores, raspadores, equipo de cementación por etapas.

Operaciones del Equipo de Perforación.

Velocidad de introducción de la tubería, tiempo de circulación antes de la cementación.

Composición del Cemento.

Tipo, volumen, densidad, propiedades, aditivos, mezcla, - pruebas previas de las mezclas en pozo con el agua del campo.

Unidades de Mezcla y Bombeo.

Tipo de mezclador, cabeza de cementación, tapones, espaciadores, movimiento de la temperatura durante la cementación, flúidos de desplazamiento.

Personal.

Responsabilidad, experiencia y conocimiento del tema del personal que interviene.

En la mayoría de los trabajos con inadecuada cementación, resultan de una pobre remoción del lodo de perforación. Tres de los más importantes requerimientos para remover y desplazar el lodo son: la centralización de la tubería de ademe dentro del pozo, mediante los accesorios que existen para estos casos, el movimiento de la tubería de ademe (rotación y/o recíproco), durante el desplazamiento de la lechada al espacio anular y el acondicionamiento apropiado del lodo. Otras consideraciones incluyen los gastos de desplazamiento, grandes tiempos de contacto, el uso de prebaches limpiadores y diferente densidad lodo --

cemento, las cuales se discutirán brevemente-

Centrar la tubería de revestimiento; crea un área anular - uniforme para que pueda fluir en forma continua la lechada de - cemento y no se generen otros tipos de flujos, sino el considerado en el diseño. Especialmente en agujeros desviados, ayuda a la remoción y desplazamiento del lodo. Los gastos altos de - desplazamiento son útiles en casos en que la tubería no se encuentre centrada en el pozo. Sin embargo, cuando la tubería ca si toca la pared del pozo, puede no ser posible bombear la lechada de cemento a un gasto alto para desplazar el lodo de esta área estrecha. Por tal razón, se deberá de centrar la tubería antes de bombear el cemento.

La fórmula para determinar la máxima deflexión del tubo - con el punto medio entre los centradores en pozos desviados, es como sigue.

$$y = (3.0558 \times 10^{-6} \text{ WL sen } \emptyset) / (D^4 - d^4)$$

donde:

y= Deflexión en el punto medio de los centradores (pg)

w= Peso de la T.R. en (Lb/pie)

L= Espaciamiento entre los centradores (pies)

\emptyset = Angulo de deflexión en grados.

D= Diámetro exterior de la T.R. en (pg)

d= Diámetro interior de la T.R. en (Pg)

El movimiento de la tubería de ademe; mejora el desplazamiento del lodo por la lechada de cemento, debido a la alteración de las fuerzas de arraste entre el lodo y la tubería. -- Normalmente, la tubería trae instalados un determinado número de raspadores y sirven para remover el enjarre del lodo.

Acondicionamiento del lodo de perforación; el lodo debe circularse y acondicionarse antes de introducir la T.R. al pozo, se tiene la reducción del esfuerzo gel y de la viscosidad plástica, ya que con ello se mejora la eficiencia de desplazamiento y se reduce la presión de desplazamiento. Una vez que la T.R. está en el fondo y antes de bombear la lechada, el lodo debe circularse de nuevo al menos un volumen igual al del agujero para remover el enjarre del lodo.

Los gastos altos de desplazamiento; Generalmente ayudan a remover el lodo del espacio anular. Sin embargo, la eficiencia de desplazamiento del lodo también está afectada por las propiedades reológicas de la lechada de cemento. A iguales gastos de desplazamiento, una lechada con una densidad baja en flujo turbulento es más efectiva en la remoción del enjarre que una lechada más densa en flujo laminar.

Tiempo de contacto; Es el período de tiempo que tarda el flujo de lechada de cemento en pasar por un punto en particular del espacio anular durante el desplazamiento. Diversos estudios indican que cuando el flujo turbulento es alcanzado, un tiempo de contacto de 10 minutos, son suficientes para tener una ex

celente remoción del lodo. El volumen de fluido necesario para proporcionar un tiempo de contacto es:

$$V_t = tc \times qd \times 5.6146$$

donde:

V_t = volumen de fluido (flujo turbulento) en (pie³)

tc = tiempo de contacto en (minutos)

qd = gasto de desplazamiento en (bl/min)

5.6146 = factor de conversión de (pie³/bL)

Prebaches limpiadores; Normalmente se usa agua, la cual actúa como un espaciador entre el lodo y la lechada de cemento para evitar contaminaciones entre los dos, ayuda en el desplazamiento del enjarre y de la película de lodo adherida a la T.R, especialmente con tiempo de contacto adicional y en flujo turbulento.

Diferente densidad lodo-cemento; El uso de una lechada de cemento con una densidad más alta que la del lodo de perforación incrementa la eficiencia de desplazamiento.

Las propiedades del flujo del cemento durante la cementación primaria son importantes por sus efectos que son:

a) Eficiencia con la cual el cemento es desplazado en el espacio anular en la columna de lodo.

b) Caída de presión por la fricción en el espacio anular.

c) Potencia hidráulica requerida para la colocación del cemento en el lugar deseado en el tiempo programado.

A continuación se indican las fórmulas para el cálculo de flujo:

1.- Viscosidad aparente (μ_a) en cp.

$$\mu_a = \frac{4.788 \times 10^4 k'}{(\text{ritmo de corte})^{1-n'}}$$

$$\text{donde: ritmo de corte} = \frac{96V}{D}, \text{seg}^{-1}$$

2.- Velocidad de desplazamiento

$$V = \frac{17.15 Q_b}{D^2} - \frac{3.057 Q_{cf}}{D^2}$$

donde:

V = Velocidad en (pie/seg)

Q_b = Gasto en (bl/min)

Q_{cf} = Gasto en (pie³/min)

D = Diámetro interior de la tubería en (pq)

K' = Índice de consistencia del fluido (Lb/pie²)

n' = Índice de comportamiento de flujo (adimensional)

para el espacio anular

$$D = D_o - D_i$$

$$D = \frac{4 \times \text{área de flujo}}{\text{perímetro mojado}}$$

$$D^2 = D_o^2 - D_i^2$$

D_o = Diámetro del agujero en pq

D_i = Diámetro exterior de la T.R. en pq

3.- Número de Reynolds

$$Nre = \frac{1.86 V^{(2-n')} P}{k' (96/D)n'}$$

donde:

Nre = Número de Reynolds- adimensional.

P = Densidad de la lechada en Lb/gal

4.- Caída de presión por fricción.

$$\Delta P_f = \frac{0.039 L P V^2 f}{D}$$

donde:

ΔP_f = caída de presión por fricción en Lb/pg²

L = longitud de la tubería en pie

f = factor de fricción, adimensional

Flujo turbulento:

Para $Nre > 2100$: $f = \frac{16}{Nre}$ Fluidos Newtonianos

Para $Nre > 2100$: $f = 0.00454 + 0.645 (Nre)^{-0.7}$ fluidos no Newtonianos.

5.- Velocidad para el flujo turbulento (Nre = 2100)

$$Vc = \left[\frac{1129 k' (96/D)^{n'}}{P} \right] \frac{1}{(2-n')}$$

Vc= Velocidad crítica en pie/seg.

Ejemplos de una cementación primaria.

1) Se desea obtener:

a) El gasto de bombeo requerido para colocar la lechada de cemento en el espacio anular, en flujo turbulento.

b) La caída de presión por fricción de la lechada de cemento en el espacio anular y en la tubería.

c) Los caballos de fuerza hidráulicos para vencer las pérdidas por fricción.

Datos:

diámetro del agujero = 10 pq

diámetro externo de la T.R. = 7 pg

diámetro interno de la T.R. = 6.004 pq

Peso de la T.R. = 35 Lb/pie

Profundidad a cementar (L) = 5000 pie

Tipo de lechada: cemento API de clase G

Lechada de cemento (Laboratorio)

Índice de consistencia del fluido (k') = 0.195 (Lb/pie²)

Índice de comportamiento de flujo (n') = 0.3

densidad (P) = 15.6 Lb/gal

Solución.

a) Gasto de bombeo requerido para generar la turbulencia -
(qb).

$$V_c = \frac{1129 k' (96/D)^{n'}}{P} \frac{1}{(2-n')}$$

Para el espacio anular:

$$V_c^{2-n'} = 1129 k' (96/d)^{n'}/P; \quad (96/d)^{n'} = \left(\frac{96}{3}\right)^{0.3} = 2.83$$

$$d = d_o - d_i = (10-7)pg = 3 pq$$

$$V_c = \frac{(1129 (0.195) (2.83))}{15.6} \frac{1}{1.7} = 8.7 \text{ pie/seg}$$

Ecuación que representa la velocidad de desplazamiento:

$$q_b = \frac{V_d^2}{17.15} \quad \therefore \quad q_b = \frac{8.7(51)}{17.15} = 25.8 \text{ bl/min}$$

b) Caída de presión por fricción (ΔP_f).

En el espacio anular

Número de Reynolds, N_{Re} , es 2100

factor de fricción (fanning), f es 0.0074 (dato)

$$\Delta P_f = 0.039 LPV^2 f/d$$

$$\therefore \Delta P_f = 0.039 (5000) (15.6) (8.7)^2 (0.0074)/3 = 568 \text{ lb/pq}^2$$

En la T.R.:

gasto de bombeo, q_b , es 25.8 bl/min

$$V_d = 17.15 q_b / d^2 = \frac{17.15 (25.8)}{(6.004)^2} = 12.19 \text{ pie/seg}$$

$$N_{Re} = \frac{1.86 (V^{2-n'}) P}{K' (96/d)^{n'}} = \frac{1.86 (71) (15.6)}{0.195 (2.3)} = 4590$$

$$\Delta P_f = 0.039(5000)(15.6)(12.29)^2(0.0062)/6.004 = 475 \text{ lb/pq}^2$$

c) Caballos fuerza hidráulicos requeridos (hhp).

$$\text{hhp} = \text{Presión (lb/pie}^2) \times \text{gasto de bombeo (pie}^3/\text{min})/33000$$

$$\text{hhp} = 0.0244 \times \text{lb/pg}^2 \times \text{bL/min}$$

$$\text{hhp} = 0.0244 \times 475 \times 25.8 = 299.0$$

2) Se desea correr un prebache de agua, fluido Newtoniano, adelante del cemento. Es necesario por lo tanto, calcular el gasto de bombeo requerido para conseguir que el agua fluya en flujo turbulento.

Datos:

diámetro del agujero = 6pg

diámetro de la T.R. = 4.5 pg

Peso de la T.R. = 11.0 lb/pie

profundidad a cementar = 5000 pie

$\mu_w = 1 \text{ cp}$

$\rho_w = 8.31 \text{ Lb/gal}$

Solución:

$$\text{NRe} = 928 \text{ di VP}/\mu \text{ ---(1)}$$

di = diámetro (pg)

V = Velocidad (pie/seg)

μ = Viscosidad (cp)

P = densidad (Lb/gal).

Empezar la turbulencia con un NRe = 2100

de C1 se tiene que $V = (\text{NRe}\mu)/(928dP)$ --- (2)

Sustituyendo datos en (2)

$$V = \frac{(2100)(1)}{928(1.5)(8.33)} = 0.177 \text{ pie/seg}$$

$$d = d_o - d_i = (6 - .4.5) \text{ pg} = 1.5 \text{ pg}$$

$$d^2 = d_o^2 - d_i^2 = (36 - 20.5) \text{ pg}^2 = 15.75 \text{ pg}^2$$

$$q_b = \frac{Vd^2}{17.15} = \frac{0.177(15.75)}{17.15} = 0.162 \text{ bL/min.}$$

0.162 bl/min. son los requeridos para generar la turbulencia en el Espacio Anular.

3.2.- Cementaciones de Reparación.

Las operaciones de cementación tienen muchas aplicaciones incluyendo la reparación de trabajos de cementación primaria defectuosos, para reparar fugas en la tubería de revestimiento, para sellar zonas ladronas o zonas con pérdida de circulación, para proteger la migración de fluidos dentro de una zona productora, para prevenir la migración de fluidos de zonas abandonadas, etc.; sin embargo, el propósito principal de las cementaciones de reparación es eliminar la fuente de producción de -- agua excesiva en pozos productores o taponar un intervalo ladrón en pozos de inyección.

Las técnicas utilizadas en las cementaciones de reparación son las siguientes:

3.2.1.- Taponamiento utilizando la Técnica del Tapón Balanceado.

Están diseñados para llenar completamente una porción de la T.R. o agujero descubierto para aislar un intervalo de producción o inyección más bajo. Puesto que no se hace ningún intento por colocar cemento fuera de la T.R. o dentro de los canales de los disparos, ésta técnica no es apropiada para reparar canalizaciones o para controlar flujo cruzado entre intervalos comunicados.

El cemento puede ser colocado en el interior del pozo por sistema de bombeo a través de la tubería de producción o de la tubería de perforación. Es especialmente importante saber los volúmenes requeridos de desplazamiento para asegurar que el tapón no está sobre o bajo desplazado; este método vincula:

a) La corrida de la tubería de producción o de perforación a la profundidad deseada para la colocación del tapón.

b) El bombeo del cemento hasta que su nivel dentro y fuera de la tubería de perforación sea igual.

c) El empuje lento de la tubería hacia afuera del cemento y permitiendo que sea colocado.

3.2.2.- Taponamiento utilizando la herramienta para la colocación del tapón puente a través de tubería (TBT).

Permite efectuar reparaciones de pozos, aislando dos in--

tervalos de disparos en una forma permanente sin necesidad de sacar la tubería de producción.

La herramienta consiste en un sistema de activación del tanque de cemento, un tanque eyector de cemento de desplazamiento positivo, un tubo de ventilación de 3, 5 ó 7 pies (según la distancia entre las dos zonas de disparos que se quieren aislar), un mandril que soporta la bolsa de goma, una válvula de ventilación controlada por un reloj. (Ver fig. 13). Y un detector de coples que permite hacer la correlación de profundidad para la colocación del tapón.

Principios de Operación:

Detener la producción del pozo y esperar que esté estabilizado, luego bajar la herramienta a través de la tubería de producción hasta la profundidad deseada.

Cuando el conjunto está posicionado, se pone en acción el sistema de activación del tanque eyector de cemento de desplazamiento positivo; por lo cual, el cemento es desplazado hasta la bolsa de goma colapsada.

La bolsa de goma se infla hasta ocupar todo el espacio interno de la tubería, derramándose el cemento excedente al rededor del mandril y del tubo de ventilación.

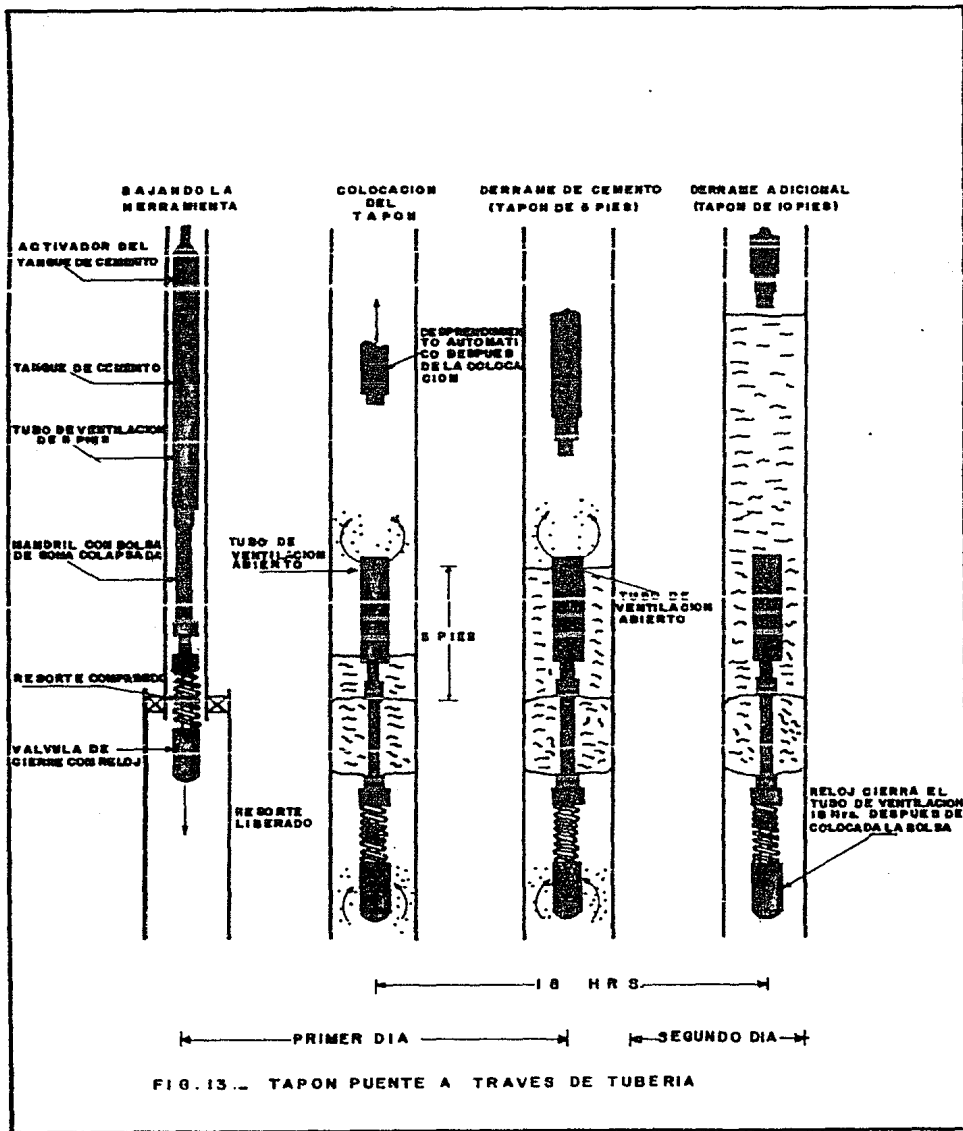


FIG. 13. - TAPON PUENTE A TRAVES DE TUBERIA

En este momento se aplica una tensión adicional sobre el cable para desenganchar el tanque eyector del tubo de ventilación. Adicionar cemento arriba de la bolsa de goma para formar un tapón de altura máxima de 5 pies.

El objetivo del tubo de ventilación es permitir el movimiento de fluidos a través del tapón durante el período de fraguado del cemento.

El mecanismo de reloj cierra la válvula de ventilación después de 18 horas, a partir de ese momento se empieza a colocar cantidades adicionales de cemento a fin de incrementar la resistencia del tapón bajo la diferencial de presión.

3.2.3.- Cementación a Presión.

La cementación forzada es el proceso en donde una lechada de cemento no contaminante es desplazada a una área específica del pozo, detrás de la tubería de revestimiento o de la formación a una profundidad dada, evitando así la migración vertical de fluidos indeseables. Y el objetivo es obtener un sello entre la tubería de revestimiento y la formación mediante el llenado con cemento los túneles de los disparos, canalizaciones y cualquier otra cavidad presente.

La cementación forzada involucra la aplicación de presión hidráulica para forzar la lechada dentro de las áreas vacías.

A medida que la lechada llega a estar en contacto con una forma ción permeable, una presión aplicada fuerza el agua fuera de la lechada y dentro de los poros de la formación.

Algunas partículas sólidas de cemento son filtradas sobre la formación en la vecindad del pozo y forman un enjarre que -- proporciona un sello entre la T.R. y la formación.

Sin embargo, no todos los disparos están abiertos al flujo de fluidos y es difícil destaparlos con inyección a alta pre sión. Existen evidencias que de aun las herramientas limpiadoras de disparos no los abren todos. Las fallas de las cementaciones forzadas comunmente son el resultado de la apertura de - disparos taponados después del tratamiento. Estas fallas no es tán relacionadas con altas o bajas presiones de inyección, pero si con las condiciones del pozo durante las operaciones de disparo. El taponamiento de los disparos puede prevenirse utilizando fluidos limpios y filtrados en operaciones de terminación y reparación de algún pozo.

Las operaciones de cementación forzada pueden clasificarse como de alta y de baja presión. En una cementación forzada a alta presión, la presión de tratamiento del fondo es mayor -- que la presión de fractura de la formación, utilizando el cemen to para su fractura. Se recomienda esta técnica cuando los dis paros están obstruidos y se use solamente donde la orientación de la fractura sea horizontal y el objetivo del trabajo sea con

trolar la entrada de gas o agua. La técnica de cementación forzada a baja presión, involucra la circulación de una lechada de cemento de baja pérdida de filtrado a través de la zona objetivo y la aplicación de suficiente presión para formar un enjarre de cemento deshidratado en los disparos y poros de la formación. La máxima presión de inyección alcanzada está por debajo de la presión de fractura de las formaciones expuestas. Una cementación forzada intermitente, puede ser de baja o alta presión; -- sin embargo, el cemento se bombea en etapas, a diferencia del bombeo continuo. Este tipo de cementación intermitente, permite más tiempo para que se deshidrate el cemento y frague en el área bajo tratamiento.

A continuación se indican algunas de las consideraciones para planear un trabajo de cementación forzada.

- a) Historia del pozo (desde su perforación)
- b) Herramientas para cementación forzada y profundidad de colocación en el pozo.
- c) Diseño de tuberías de revestimiento (diámetros, peso, tipo, limitaciones de presión, ¿nuevas o viejas?).
- d) Fluidos del pozo.
- e) Tipo de cemento, cantidad y tiempo de bombeo.
- f) Presiones y temperaturas de fondo y superficie.
- g) Tipo de rocas involucradas (permeabilidad, porosidad).

Sin embargo, para que las operaciones de taponamiento y cementación forzada resulten eficientes se deben de reunir tres condiciones:

Primero, el intervalo productor o ladrón de agua debe ser identificado.

Segundo, el intervalo productor o ladrón de agua debe ser aislado del resto de los intervalos productores o inyectoros.

Finalmente, debe de estar presenta una barrera para detener el agua desviada por el tratamiento de cementación de reparación. Un tratamiento con tapón de cemento fallará si un canal detrás de la T.R. conecta el intervalo con presencia de agua con el intervalo productor de hidrocarburos. Al inyectar cemento a un intervalo puede ser parcialmente exitoso o exitoso sólomente por un corto tiempo si la formación no tiene una interrupción de lutitas o una zona de baja permeabilidad. Sin estas barreras, el agua puede fluir verticalmente dentro de la formación y entrar de nuevo al pozo a través del intervalo no cementado.

3.2.4.- Diseño de la Cementación.

Los factores que deben ser considerados cuando se diseñan tratamientos de cementación forzada incluye los siguientes:

a) Presión de Inyección.

En tratamientos a baja presión, la presión máxima no debe de exceder la presión de fractura de la formación. Generalmente se usa una presión entre 300 y 500 Lb/pg² abajo de la presión de fractura, como un factor de seguridad. Además debe estar -- dentro de las limitaciones de presión de resistencia de las tuberías de producción y revestimiento. La presión de forzamiento final debe ser más alta que la presión anticipada de circulación inversa de tal forma que no exista la posibilidad de entrada de lechada adicional a los disparos durante este paso; si -- ésto ocurre, la operación podría fallar. Estas presiones se pueden calcular utilizando la siguiente fórmula:

$$P_{wh} = B H T P - P_h + P_f$$

donde:

P_{wh} = Presión de operación en superficie, Lb/pg²

$B H T P$ = Presión de fondo de tratamiento, en este caso, la presión de fractura que se va a evitar, Lb/pg²

P_h = Presión hidrostática del fluido en el pozo, Lb/pg²

P_f = Presión por fricción, Lb/pg²

Al detener el bombeo, durante la cementación, el ritmo de declinación de la presión superficial proporciona una indicación del desarrollo del enjarre. Este ritmo decrece a medida que -- aumenta el enjarre, el cual depende de la presión y el tiempo. Cuando se alcanza la presión final deseada, el bombeo deberá de tenerse y la presión final observarse por 10 minutos. Si la - -

presión se abate, deberá de elevarse al nivel deseado. La cementación se dá por terminada cuando se mantiene esta presión.

b) Control de la pérdida de fluido.

A medida que se le aplica presión a la lechada, el filtrado se pierde dentro de la formación y las partículas de cemento forman un enjarre. La formación continua de enjarre crea nodos de cemento dentro de la T.R. a través del intervalo disparado. Si se utiliza un cemento de alto filtrado (uno que tenga una -- pérdida mayor de 150 cm^3 en 30 minutos, determinado con un filtro prensa a temperatura ambiente y con 100 Lb/pg^2 de presión), el crecimiento de nodos puede ser suficientemente extenso como para bloquear completamente la T.R. La formación del enjarre - puede desarrollarse tan rápidamente que se requiere un tratamiento adicional para sellar los disparos. En cambio, una lechada con una pérdida de filtrado muy baja (menos de 20 cm^3 en 30 minutos), podría resultar en una mínima construcción del nodo que pueda no resistir las presiones diferenciales de producción. - El gasto de pérdida de filtrado diseñado debe estar entre 40 y 120 cm^3 en 30 minutos para obtener mejores resultados en aplicaciones de cementación forzada a baja presión.

c) Fluidos de reparación.

Se deben utilizar fluidos de reparación limpios y libres de sólidos para obtener mejores resultados en una operación. - Los fluidos sucios taponarán los disparos o los poros de la formación, con lo cual, la lechada de cemento no se podría inyec--

tar sin exceder las presiones de fractura. Esto obviamente negaría los beneficios de un tratamiento de cementación forzada a baja presión y podría resultar en fracaso el intento de reducción del agua no deseada.

d) Mezclado del cemento.

Para asegurar un mezclado uniforme y características consistentes, el volumen total de lechada debe mezclarse en una sola vez. Además da la oportunidad de verificar que la densidad de la lechada, pérdida de filtrado y otras características, reúnan las especificaciones requeridas antes que la lechada sea bombeada.

En el mezclado de cemento se incluyen los siguientes pasos:

- 1) Medir el volumen de agua requerida dentro del tanque.
- 2) Agregar el aditivo reductor de pérdida de filtrado y el retardador de fraguado al agua y mezclarlos totalmente antes de adicionar el cemento.

Después de mezclar los ingredientes y circular durante 5 a 10 minutos, se tomará una muestra de la lechada para controlar o verificar su pérdida de filtrado.

e) Prueba.

Las operaciones subsecuentes en el pozo evaluarán el resultado de la cementación forzada.

1) Aplicar una presión hacia la formación por lo menos -- igual a la que será empleada en los fracturamientos subsecuentes. Debe de hacerse notar que el represionamiento no es una -- indicación positiva del sello de las perforaciones con cemento, ya que las perforaciones taponadas con lodo también pueden soportar una presión diferencial considerable.

2) Disminuir la presión hidrostática del fluido contenido en el pozo (inducción), para que se reestablezca el flujo. Se inspecciona la entrada de los fluidos al pozo para determinar -- el éxito o fracaso de la cementación forzada.

Si después de la operación el fluido indeseable se sigue produciendo, probablemente la causa es que se desprendieron algunos taponos de lodo de una o más perforaciones. La solución a esta problema es efectuar otra cementación forzada.

Ejemplos de Cementaciones a Presión:

1) Tratamiento a alta presión

Colocar 30 sacos de cemento en la formación a una presión de inyección de 2000 Lb/pg².

Datos del Pozo:

Profundidad = 5800 pie

Temperatura = 120°F

Intervalo disparado = 5800 a 5385 pie

Tubería de revestimiento:

diámetro = 5 pg

peso = 17 Lb/pie

Tubería de producción:

diámetro = 2 pg

peso = 4.7 Lb/pie

profundidad = 5300 pie

La herramienta cementadora es recuperable.

El fluido desplazante es agua dulce con un peso de 8.34 Lb/gal.

De tablas de cementación:

cemento API, clase A: agua (5.2 gal/saco), rendimiento - -
(1.18 pie³/saco).

cantidad de sacos = 150

peso de la lechada = 15.6 Lb/gal

tiempo de fraguado = 2.26 horas

a) Volumen de agua para el mezclado
para el cemento:

150 sacos X 5.2 gal/sacos = 780 gal = 18.57 bl

Para bombear a través de los disparos:

5300 pie X 0.00387 bl/pie = 20.51 bl

85 pie X 0.0232 bl/pie = $\frac{1.97 \text{ bl}}{22.48 \text{ bl}}$

Para la circulación inversa 22.48 bL
 Volumen mínimo para el tra- 63.53 bL
 bajo. Total

b) Presión para la circulación inversa después del trabajo de Inyección.

Volumen de cemento:

$$120 \text{ saco} \times 1.18 \text{ pie}^3/\text{saco} = 141.6 \text{ pie}^3$$

Capacidad de la tubería de revestimiento:

$$0.1305 \text{ pie}^3/\text{pie} \times 85 \text{ pie} = \frac{11.09 \text{ pie}^3}{130.51 \text{ pie}^3}$$

$$130.5 \text{ pie}^3 \times 46.067 \text{ pic}/\text{pie}^3 = 6012.2 \text{ pie}$$

Lechada de cemento:

$$(15.6 \text{ Lb/gal}) 0.8096 \text{ Lb}/\text{pg}^2/\text{pie}$$

Agua:

$$(8.54 \text{ Lb/gal}) \frac{0.4328 \text{ Lb}/\text{pg}^2/\text{pie}}{0.3768 \text{ Lb}/\text{pg}^2/\text{pie}}$$

$$0.3768 \text{ Lb}/\text{pg}^2/\text{pie} \times 5300 \text{ pie} = 1997 \text{ Lb}/\text{pg}^2$$

c) Máxima presión hidráulica a 5385 pie a un tiempo de inyección.

Presión de la lechada de cemento:

$$0.8096 \text{ Lb}/\text{pg}^2/\text{pie} \times 5385 \text{ pie} = 4359 \text{ Lb}/\text{pg}^2$$

$$\text{Presión de bombeo} \quad \underline{2000} \text{ Lb}/\text{pg}^2$$

$$\text{Presión Total} \quad 6359 \text{ Lb}/\text{pg}^2$$

2) Tratamiento a baja presión.

Llenar los poros de la formación a una presión de inyec-

ción baja.

Datos del pozo:

Profundidad = 9000 pie

Intervalo disparado = 8000 a 8025 pie

Temperatura = 140°F

Tubería de Revestimiento:

Diámetro = 5 pg

Peso = 17 Lb/pie

Tubería de Producción:

Diámetro = 2 pg

Peso = 4 Lb/pie

Profundidad = 8000 pie.

La herramienta cementadora es recuperable-

El fluido desplazante es agua salada con un peso de 9.5 -
Lb/gal.

Datos del cemento:

API de clase H.

De tablas de cementación: Peso de la lechada = 15.3 Lb/gal

Cantidad (más 0.75% de agentes de pérdida de fluido) = 75

sacos.

Tiempo de fraguado = 3.40 horas

Rendimiento (1.18 pie³/saco).

a) Capacidad de la Tubería de Producción y Volumen de lechada.

lechada de cemento (75 saco) = 16.4 bL

capacidad de la Tubería de Producción

8000 pie x 0.00387 (bL/pie) = 30.95 bL

b) Presión sobre la formación cuando la tubería de la producción está llena de fluidos.

Volumen de lechada de cemento para el llenado = 16.4 bL
6 4240 pie.

4240 pie x 15.3 Lb/gal x 0.052 = 3373 Lb/pg²

Fluido desplazante agua salada = 14.55 bL 6 3760 pie

3760 pie x 9.5 Lb/gal x 0.052 = 1858 Lb/pg²

Presión hidrostática Total 5231 Lb/pg²

c) Presión máxima para evitar fracturar la zona.

8000 pie x 0.85 Lb/pg²/pie = 6800 Lb/pg²

Presión hidrostática

(lechada de cemento más

agua salada) - 5231 Lb/pg²

1569 Lb/pg²

Factor de Seguridad - 300 Lb/pg²

1269 Lb/pg²

NOTA: Con cada 1000 pie de lechada de cemento que es colocada, la presión en la superficie se puede incrementar a ---
300 Lb/pg².

d) Presión final de inyección (segura)

$$1269 \text{ Lb/pg}^2 + (300 \text{ Lb/pg}^2 \times 4240 \text{ pie (de lechada de cemento)}) = 2529 \text{ Lb/pg}^2.$$

3.3.- Materiales para lechada de Relleno.

Los materiales de relleno son bombeados dentro de los poros de una formación, como fluidos de baja viscosidad y luego solidifican para taponar los poros. Estos materiales se pueden utilizar para sellar canales, fracturas, tuberías de revestimiento o de producción, pero principalmente se utilizan para obtener tapones de invasión relativamente someros en las formaciones, y así poder controlar la producción no deseada de agua. Los materiales de relleno más comúnmente utilizados para tratamientos de control de agua, son los silicatos de sodio inorgánicos y los plásticos orgánicos. La aplicación y efectividad de cada uno de estos sistemas, se describirán en detalle, así como de mezclas de diversos materiales como el cemento con el aceite y la bentonita con aceite, los cuales son otros medios para el control de la producción del agua.

3.3.1.- Silicatos de Sodio.

El silicato de sodio es un químico común, generalmente referido como vidrio, el cual es utilizado en la manufactura de adhesivos, cemento, cartón, encuadernadores de alta temperatura y muchas otras aplicaciones. El silicato de sodio, se encuentra disponible en un amplio rango de formas con varias relaciones de óxido de sodio (Na_2O) y dióxido de silicio (SiO_2). El

tipo más común utilizado en el campo petrolero, tiene una relación de Na_2O : 3.22 SiO_2 y en forma concentrada tiene 38.3% de sólidos en agua, con una densidad de 11.67 Lb/gal, viscosidad de 206 cp medido a temperatura ambiente y el PH es de 11.2. Esta solución se diluye usualmente a cerca del 15% de sólidos por adición de agua, con lo cual, la viscosidad resultante es cerca de 1.5 cp a temperatura ambiente.

Un sistema simple para utilizarse en formaciones de arenisca es preparar una solución por disolución de 16.7 bl de Silicato de Sodio con 33 bl de agua, luego una solución separada de 14 bl de HCl al 31.5% y 36 bl de agua. Después, la solución de silicatos de sodio es lentamente adicionada a la solución ácida y luego bombeada dentro del pozo, la cual, se solidificará en cerca de cinco horas a 100°F , las temperaturas de fondo mayores causarán que solidifique más rápidamente.

Otros reactivos aparte del ácido se pueden utilizar con el silicato de sodio para formaciones de lutita o en aplicaciones a temperaturas altas. Estos sistemas incluyen ciertos poliácridamidas para obtener concentraciones y viscosidades más altas del silicato de sodio y además sólidos más fuertes en la formación después del fraguado.

Por pruebas que se han realizado al silicato de sodio, después del fraguado, indican que una solución baja en sólidos,

inyectada dentro de una arenisca de 20 darcies de permeabilidad han mostrado que el material solidificado sobresale del empaquetamiento de la arena con una presión diferencial de 100 Lb/pg², pero una solución con concentración media requiere 680 Lb/pg² y una alta concentración requiere 1340 Lb/pg² para salir. En fracturas abiertas, el material solidificado no ofrecerá mucha resistencia para fluir y generalmente se refuerza con arena o fluoruro de sílice.

Ventajas del Silicato de Sodio.

- Son de un bajo costo que permite tratamientos económicos de 5 a 10 pies radiales alrededor del pozo.
- Invade pequeños poros de la formación y es estable a altas temperaturas.

Desventajas del Silicato de Sodio.

Es ligeramente soluble en agua móvil después que ha reaccionado completamente y su baja resistencia debe ser reforzada con sólidos o cubierta con cemento. Además, reacciona con numeros iones comunes.

Consideraciones de colocación.

Identificar y aislar la zona problema, antes del tratamiento. Los silicatos pueden ser aplicables en intervalos con alta permeabilidad para inhibir la producción de agua. Los ca-

nales pueden ser llenados si se puede inyectar suficiente silicato dentro de los poros del acuífero. Si se agregan sólidos al material que llena el canal, o si se coloca cemento en el pozo y en los disparos para mantener el sílice en el lugar.

Diseño del Tratamiento.

Inyectar suficiente volumen para llenar los poros de la formación, al menos cinco pies radiales alrededor del pozo. Mantener bajo el gasto de bombeo y la presión de inyección abajo de la presión de fractura de la formación. Bombear lento al final del tratamiento para mejorar el sello cerca de la vecindad del pozo. Terminar el trabajo con dos barriles de bache espaciador de agua dulce. La operación se debe de realizar a baja presión para minimizar la pérdida de filtrado.

Tratamiento Isoflujo.

El cemento de relleno de silicato de sodio, puede ser inyectado dentro de una parte de una zona, mediante inyección simultánea de agua por el espacio anular y de silicato de sodio por la tubería de producción. La interfase entre los dos fluidos está controlada por los gastos de inyección, y es detectada por un trazador radioactivo en el agua, y un detector de rayos gamma en un equipo de línea dentro de la T.P.. El isoflujo o técnica de interfase controlada es un medio de inyección del cemento de relleno dentro de largas zonas perforadas o dentro de secciones de agujero descubierto, sin peligro de taponar los intervalos productivos.

Esta técnica también es útil cuando hay comunicación entre zonas detrás de la tubería de revestimiento. Si una zona está produciendo toda el agua o es una zona ladrona, normalmente, un empacador en la tubería de producción, colocado entre las zonas forzaría al cemento de relleno dentro de la zona de interés. Sin embargo, si hay comunicación entre zonas detrás de la T.R., entonces un tratamiento de interfase controlada protegerá una zona mientras que la otra es tratada.

3.3.2.- Plásticos Orgánicos.

En operaciones de control de agua, los plásticos de colocación térmica como son los fenólicos, epóxicos y el furfuril alcohol son utilizados para sellar poros en la formación y cuando son usados correctamente, debido a que tienen una gran resistencia física, también pueden sellar fracturas, cavernas, canales y disparos. Además, se usan para consolidar arenas, pero en forma menos concentrada.

a).- Plástico Fenólico.

Es el tipo de plásticos comúnmente utilizados para la manufactura de utensilios de alta temperatura y de escudos ablativos de calor sobre naves espaciales. Estos plásticos están formados y parcialmente reaccionados antes de su embarque al campo, pero son estables a temperatura ambiente de almacenamiento durante dos meses o indefinidamente si se refrigeran. El agregar un catalizador ya sea un ácido o una base (dependerá del fe

nólico utilizado) antes del bombeo, provocará que el plástico líquido reaccione a temperatura de fondo del pozo. Esta temperatura y el tiempo de bombeo deben conocerse, para evitar que ocurra la polimerización prematura o que tome mucho tiempo después de la colocación. Una vez que el fenólico ha reaccionado completamente, es resistente e inerte, solamente un fuerte cáustico puede atacarlo. Ahora que, si se requiere una mayor resistencia, tal como para llenar un canal o perforaciones, se puede agregar arena o harina de sílice al plástico antes del bombeo. Pero cuando se hace esto, además se debe adicionar otro aditivo el gamaminopropiltrietyloxylo, para ayudar a la adhesión entre el plástico y la arena de sílice. La estabilidad térmica de los fenólicos después del fraguado es cerca de 400 a 450° F.

b).- Plástico Epóxico.

Es el tipo de plástico, comúnmente utilizado como un adhesivo y para recubrimiento de componentes eléctricos.

A la resina líquida epóxica se le pueden agregar algunos tipos de endurecedores antes del bombeo, los cuales reaccionarán con el plástico epóxico provocando que se polimerice en un duro e inerte plástico. El endurecedor utilizado depende del tipo de epóxico empleado, el más común es el dietilenetriamina. La resina epóxica normalmente es dividida con un solvente reactivo tal como el EGMBE (etilenglicolmonobutil éter), mejor conocido en el campo petrolero como solvente mutuo.

c).- Plástico Furfuril Alcohol.

En presencia de ácido, el furfuril alcohol se polimezará por si mismo como un agregado térmico pero en débil y quebradizo plástico. En los primeros intentos para utilizar el alcohol furfuril para el control del agua se encontró con dificultades, puesto que, su reacción con ácido es tan rápida que es explosiva a altas temperaturas y presión atmosférica, por lo cual, fue difícil de controlarse en el pozo.

El investigador Hess, describe un sistema de catálisis -- controlada utilizando triclorotolueno y piridina con el furfuril alcohol que permite seguridad y control en los tratamientos de control del agua. Puesto que el furfuril alcohol está fácilmente disponible y además no es muy caro, es una opción viable para inyectar una gran cantidad de este material dentro de los poros de la formación. Una vez que ha reaccionado, el material es inerte y presenta una gran resistencia para soportar el movimiento de fluidos a través de los poros. Ahora que, si se necesita una mayor resistencia para taponar fracturas, canales, --- etc. se pueden utilizar materiales de relleno como la arena o harina de sílice. Después de fraguado, tiene una estabilidad térmica cerca de los 600° F., la cual, es más alta que los plásticos fenólicos.

Ventajas de los Plásticos.

Pueden ser inyectados dentro de los poros de la formación

y proporcionar suficiente resistencia para bloquear el movimiento de fluidos en los poros, fracturas, canales, cavernas y disparos. Además, son inertes a todas las condiciones comunes del fondo del pozo y proporcionan un sello completo y duradero, si son colocados adecuadamente.

Desventajas de los Plásticos.

Siendo relativamente costosos, su uso se restringe a los primeros pies radiales en la vecindad del pozo. El operador debe identificar y aislar el intervalo que va a ser tratado. Son sensibles a la contaminación con agua, surfactantes, cáusticos y ácidos antes del fraguado. Además, se utilizan productos químicos peligrosos, los cuales, deben ser considerados por razones de seguridad.

Consideraciones de Colocación.

Después de identificada y aislada la zona problema. Debe de inyectarse aceite diesel o kerosena antes y después de los plásticos para prevenir la contaminación con agua. Los plásticos toleran cerca de un 15% de agua sin pérdida excesiva de resistencia.

Diseño del Tratamiento.

Primero se inyecta un prebache de diesel, luego se inyecta suficiente plástico (con reactivos propios y adecuados con el tiempo de bombeo y con la temperatura del fondo del pozo) pa

ra llenar los poros de la formación, normalmente un pie radial alrededor del pozo y/o las áreas a ser taponadas. Luego del plástico sigue un bache espaciador de aceite diesel pero sin exceder el desplazamiento detenerse antes que todo el plástico haya alcanzado la cima de las perforaciones o de la zona a tratar y dejar fraguar el plástico tanto dentro del pozo como de la formación. Esto proporcionará la mejor cobertura de la zona crítica más cercana al pozo. Mezclar arena o cualquier otro material de relleno con la última porción de plástico que va a permanecer en el pozo para aumentar su resistencia, otra manera es que, la arena se inyecte con el agua que sigue al espaciador de aceite diesel, la arena caerá al fondo del pozo para mezclarse con el plástico, a menos que la velocidad de reacción sea muy rápida y el plástico ya esté colocado.

Otra alternativa de uso del furfuril alcohol es inyectar alcohol sin catalizador, prenivelado con aceite diesel o kerosena y seguido por aceite diesel o kerosena. El bombeo debe detenerse cuando lo último del furfuril alcohol esté arriba de la cima de la zona a tratar, para asegurar que algo de alcohol permanece en la T.R.. Una canasta conteniendo unos cuantos galones de ácido clorhídrico se baja dentro del agujero y se vacía el ácido sobre el furfuril alcohol. La canasta debe ser subida inmediatamente puesto que la polimerización es rápida y autocatalítica, esto es debido a que, un subproducto de la reacción es ácido levulínico.

3.3.3.- Mezclas de Diversos Materiales.

Las compañías de servicios han incluido mezclas de inyección como es el cemento-Kerosena y lechada-aceite como un sistema para el control de la producción del agua. El aceite diesel o kerosena y el cemento seco se mezclan en la superficie y son bombeados al fondo del pozo para llenar canales, fracturas o perforaciones. En contacto con el agua de la formación, el cemento se hidrata y se endurece, evitando así el flujo de fluidos. Estos sistemas solo trabajan cuando el agua se mezcla con el cemento. Por lo tanto, donde no exista agua o que haya mucho aceite del bache que ha sido inyectado, la lechada regresará fuera de la formación, cuando el pozo sea puesto en producción. El concepto de inyectar esas lechadas dentro de una formación y mantener el cemento colocado en los disparos que han estado produciendo agua, pero no donde se ha estado produciendo aceite, no trabaja muy bien. Debido a que, siempre hay suficiente agua intersticial en la formación y causará que alguna pequeña cantidad de cemento llegue a fraguar en la cara de la formación. Por lo cual, se puede obstruir el flujo en las perforaciones productoras de aceite.

Existen otros sistemas de materiales como el Bengum, Bensilbar, Flo-check y el Polyplug, los cuales se describirán brevemente.

Bengum.- El sistema Begum, utiliza una mezcla de bentonita en aceite, con algún éxito, para llenar canales con la bentonita que se hincha al contacto con el agua. Debido a que, la bentonita no penetrará muy dentro de la estructura de los poros (excepto en concentraciones extremadamente bajas) este sistema solo puede tener éxito en el llenado de grandes aberturas, y en cualquier forma, tiene poca resistencia mecánica. Es un proceso relativamente barato, pero no un medio positivo para detener el flujo de fluidos.

Bensilbar.- Este sistema se compone por la mezcla de bentonita, sílice y barita. Su aplicación es para llenar canales, fracturas, perforaciones y principalmente para sellar zonas laterales en pozos inyectores. La bentonita se hidrata al contacto con el agua, la harina de sílice y la barita adicionan estabilidad a la mezcla.

Flo-check.- Es un sistema de dos etapas, que consiste en la inyección de una solución de polímeros, que reacciona inmediatamente con la salmuera de la formación. La reacción forma un gel rígido en los poros de la formación que hacen contacto con la salmuera. La lechada de cemento es entonces bombeada para sellar grandes aberturas en la vecindad del pozo. Si el agua de formación es dulce, entonces se inyecta una solución acuosa con un 10% de cloruro de calcio o agua de mar adelante del polímero con un pequeño espaciador de agua dulce. Este sistema generalmente es utilizado para el control de pérdidas de circulación.

Polyplug.- Consiste en bentonita dispersa en poliacrilamida para formar una masa viscosa, que se resiste al flujo de agua por canales, fracturas o perforaciones, pero permite ser fácilmente desplazada por aceite.

3.4.- Polímeros de Poliacrilamida.

Los polímeros son muy útiles para bloquear agua en pozos - productores y para taponar zonas ladronas en pozos inyectoros.

Si se utilizan correctamente, los polímeros de poliacrilamida son materiales ideales para el control del agua, ya que, -- pueden ser inyectados sin reducir la producción de aceite o gas, pero sí la producción de agua. Además, no es necesario detectar la fuente productora de agua o aislar alguna zona (excepto en pozos de inyección). Puesto que, los polímeros son disueltos simplemente en agua en la superficie e inyectados dentro de los poros de la formación. Son de un costo de tratamiento relativamente bajo, debido a que, son usados a bajas concentraciones (cerca de 2000 a 3000 ppm) y necesitan de una preparación mínima del pozo.

Los resultados de campo han variado desde múltiples incrementos de producción de aceite y casi excluir el agua, hasta justo todo lo contrario. Por lo tanto, es importante conocer las características de los polímeros, para determinar en donde pueden ser útiles y como deben ser aplicados.

Como trabajan las Poliacrilamidas.

Teoría de la película hidrofílica.- Las poliacrilamidas se absorben dentro de la matriz de la roca, y permanecen ahí como una película que atrae al agua. Después de eso, el agua que pasa cerca de la película es disminuida por atracción hacia el polímero, sin embargo, el aceite o gas es repelido, haciendo -- que fluya a través del centro de los poros. En cierto modo, la película de polímeros crea una fuerza friccional para el agua, pero tiende a lubricar el flujo de aceite o gas.

Teoría del entrapamiento dinámico.- Las moléculas de poliacrilamida son extremadamente largas, con un peso molecular de uno o varios millones. Normalmente, tienden a enrollarse en forma helicoidal a medida que se relajan, pero cuando son forzadas mediante bombeo a través de un medio poroso, se elongarán. Si se fuerzan mucho pueden romperse y llegar a ser polímeros de un peso molecular más bajo, los cuales son menos efectivos en el control de la producción de agua. Sin embargo, cuando son bombeados dentro de la formación, las moléculas se ajustan para conformar las trayectorias a través de las cuales están fluyendo.

Cuando una solución de poliacrilamida es inyectada dentro de una formación, fluye a una velocidad relativamente alta a -- través de los poros más cercanos al pozo. A medida que la solución continúa profundizando dentro de la formación en un patrón

de flujo radial, la velocidad de flujo es menor y el polímero se relaja y toma su forma enrollada. Cuando el pozo es puesto en producción, las moléculas del polímero enrolladas se puentean en los conductos de los poros y resisten el flujo de agua. El aceite o gas causará que se encojan. De este modo, la producción de agua es disminuida y la de gas o aceite es inalterada.

Una consecuencia natural de esta teoría es que el polímero dentro del primer pie o muy cerca del pozo es inefectivo, -- puesto que, el grado de esfuerzo de los fluidos producidos, será suficientemente alto para causar que las moléculas se enloquen. El polímero más efectivo será aquel que esté más allá de cinco pies de la vecindad del pozo.

Teoría del taponamiento físico.- Es bien conocido que las poli-acrilamidas son muy reactivas con muchos diferentes iones multivalente, comúnmente encontrados en las salmueras de la formación. Estos iones pueden reaccionar con partes de moléculas de polímeros adyacentes y enlazar las juntas para formar una doble molécula. De hecho, esto puede ocurrir con varias moléculas de polímeros, resultando un polímero encadenado con pesos moleculares posiblemente en el rango del billón. Cuando esto ocurre, el polímero no es muy soluble en agua y actúa como un material taponador sólido en la formación. De este modo, el agua está prevenida para moverse a través de los poros. Debido al efecto de permeabilidad relativa, la cual permite a la solu-

ción acuosa del polímero invadir preferencialmente zonas de alta saturación de agua, y debido al hecho de que el agua tiende a hinchar los polímeros de cadena entrecruzada, mientras que el aceite o gas los contraen, de este modo, los beneficios de la reducción de la producción del agua en vez de la producción de gas o aceite puede ser lograda.

Tipos de Poliacrilamidas.

Polímeros Aniónicos en polvo.- Tienen un peso molecular de 4 a 14 millones y es mayor que el 10% aniónico. Son difíciles de disolver en agua sin formar grumos y son sensibles a los iones reticulantes.

Polímeros Aniónicos de Emulsión.- Tienen un peso molecular que varía de los 12 hasta los 15 millones. Son un 30% aniónicos y fácilmente se disuelven en agua con un activador apropiado. También son sensibles a los iones reticulantes.

Polímeros no Iónicos en Polvo.- Tienen pesos moleculares arriba de los 60 millones. Son menos del 7% aniónicos y son difíciles de disolver en agua sin formar grumos. Pero, son menos sensibles a los iones reticulantes.

Polímeros no Iónicos de Emulsión.- Tienen pesos moleculares de 6 a 15 millones, son 7% aniónicos, fácilmente se disuelven en agua con un activador adecuado y son menos sensibles a los iones reticulantes.

Polímeros Catiónicos en Polvo.- Su peso molecular es de 5 millones, son el 5% catiónicos y frecuentemente son utilizados con polímeros aniónicos.

Compatibilidad de la Poliacrilamida con los Fluidos.

Los iones multivalentes tales como calcio y magnesio encadenarán polímeros aniónicos, pero tienen menos efecto sobre los polímeros aniónicos si la concentración de iones es menor que 750 ppm. Los polímeros no iónicos usualmente son compatibles con esos iones. El contenido de Hierro en el agua debe ser menor que 10 ppm. Se deben utilizar secuestrantes de oxígeno --- (Bisulfito de sodio) para prevenir la degradación por oxígeno en el polímero. Bajos PH'S encogen al polímero y altos PH'S lo esponjan.

El efecto de utilizar una salmuera de formación incompatible para mezclar polímeros será la formación de una cantidad considerable de sólidos en la solución antes que sea inyectada. Esto causará taponamiento en la cara de la formación y creará un efecto de daño. También puede desviar al polímero de la zona de agua donde debería de ir preferencialmente a la zona de gas o aceite, donde no se requiere. Este mismo efecto podría ocurrir si el polímero fuera inyectado dentro de una formación, en la cual la salmuera nativa tuviera un alto contenido de ión multivalente. A medida que el polímero es inyectado, reaccionará y se encadenará con la salmuera de la formación, construyendo posiblemente una resistencia al flujo tal que los fluidos se

rían forzados dentro de las zonas de aceite o gas. Las salmueras nativas intersticiales, también pueden causar enjarre del polímero reticulado en los poros de las zonas de aceite y gas.

Agentes Reticulantes.

A veces, es deseable encadenar una solución de poliacrilamida para proporcionar un mejor taponamiento físico de los poros esto puede ser logrado adicionando iones multivalentes. Los agentes reticulantes comúnmente utilizados son el citrato de aluminio y el dicromato de potasio, los cuales tienden a formar polímeros entrecruzados menos solubles. Esto puede obtenerse, con las poliacrilamidas aniónicas, pero soluciones aún más viscosas con las poliacrilamidas no iónicas. Una combinación de polímeros aniónicos y catiónicos en la formación tenderá a formar una combinación de polímeros menos solubles que será difícil de remover. Debe tenerse cuidado cuando se utilicen estos sistemas para prevenir el bloqueo de la producción de aceite o gas, pues to que, el uso de agentes reticulantes reduce la selectividad natural de un tratamiento con poliacrilamida.

Los tratamientos casi siempre se hacen colocando separadamente el agente reticulante y el polímero dentro de una formación. El encadenamiento ocurre entonces dentro de la formación previniendo el enjarre del polímero en la vecindad del pozo.

Al agregar agentes reticulantes a la poliacrilamida, gene

ralmente produce material de taponamiento físico, que resistirá el flujo de todos los fluidos a través de los poros de la formación, pero no es lo suficientemente fuerte para detener el flujo a través de aberturas grandes, tales como canalizaciones. Esto resulta en un efecto más permanente de taponamiento, pero -- puede restringir el flujo de aceite o gas, también como el del agua. Generalmente se recomienda que las poliacrilamidas entrecruzadas sean utilizadas como material de lechada de cemento e inyectadas solamente dentro de las zonas que necesiten ser tapadas o restringidas, tales como zonas ladronas en pozos inyectoros.

Degradación de la Poliacrilamida.

Los polímeros de poliacrilamida son degradables, significando esto, que las moléculas son quebradas si se bombean a altos gastos a través de aberturas. Puede ocurrir alguna degradación a medida que el polímero pasa por la bomba, en flujo turbulento a través de tuberías, en los disparos y en los poros de la formación.

El resultado de la degradación es que la poliacrilamida son menos efectivas en el control de la producción del agua. No obstante, esto no ha probado ser un problema significativo en experiencias de campo, sin embargo, comúnmente se recomienda que el gasto de inyección sea controlado a menos de 0.05 bl/min. por disparo.

Tratamiento en Pozos Productores.

Selección del Polímero.- Deben preferirse los polímeros - aniónicos si estos son compatibles con los fluidos de la mezcla. Y, como segunda alternativa, aquellos con un alto peso molecular.

Volumen del Polímero.- Seleccionar un volumen mínimo igual al volumen de poros de la formación de 15 pies radiales alrededor del pozo. Es mejor tratar radialmente con suficiente polímero para colocarlo en los poros donde la velocidad del flujo es de un pie por día o menos. Si se trata de un pozo fracturado, debe inyectarse suficiente polímero para alcanzar al menos cinco pies dentro de los poros de la formación circundantes a la fractura.

Procedimiento del Tratamiento:

- Limpiar el pozo y los disparos antes del trabajo.
- Filtrar toda el agua para prevenir taponamiento.
- Mantener la concentración del polímero de poliacrilamida en un rango de 2000 a 3000 ppm.
- Inspeccionar continuamente el mezclado del polímero para controlar su concentración para asegurarse que el polímero se disuelva completamente. Evitar el bombeo de grumos dentro del pozo.
- Inyectar el polímero a dos barriles por minuto o menos y no exceder la presión de fractura.

- Mandar un bache lavador con un volumen de agua igual a la mitad del volumen de tratamiento del polímero. Esto barrerá el exceso del polímero de la vecindad del pozo y lo depositará más profundamente dentro de la formación donde será más efectivo.
- Restaurar alrededor del pozo con aceite (o gas) para -- restablecer contacto con la zona productora de aceite. Normalmente de 100 a 200 barriles de aceite crudo son -- utilizados para este paso en pozos petroleros.

La evaluación de los resultados debe ser hecha, por comparación de las condiciones en el fondo del pozo, antes y después del tratamiento.

Tratamiento en Pozos Inyectores.

Selección del Polímero.- Preferencialmente seleccionar un polímero aniónico si es compatible con la mezcla en agua. Agregar un agente reticulante si se desea un control casi total, pero la reducción de la inyectividad dentro de la zona ladrona, - puede ser controlada por medio de la variación de la concentración del agente reticulante en el polímero de poliacrilamida. - Por ejemplo, una relación de 20 partes de citrato de aluminio - por una de polímero producirá una acción taponante severa, y -- dos partes de citrato de aluminio por una de polímero de poliacrilamida, solamente reducirá la permeabilidad ligeramente más que el polímero sin agente reticulante. El efecto del polímero

generalmente puede ser inspeccionado en el lugar y ajustado para proporcionar la cantidad de reducción de permeabilidad deseada. Los polímeros no iónicos también pueden ser efectivos con agentes reticulantes.

Volúmen de Polímero.- El volumen de polímero requerido, normalmente es determinado por la cantidad de bombeo a gasto constante, hasta que se alcance una presión en la superficie de 500 lb/pg². El volumen máximo deberá estar limitado a llenar 25 pies radiales de los poros alrededor del pozo. Ahora que, si se desea un cierre total, terminar el tratamiento con un agente de lechada o cemento.

Procedimiento del Tratamiento.

- Identificar la zona ladrona y aislarla.
- Limpiar el pozo y los disparos antes del trabajo.
- Filtrar el agua para prevenir el taponamiento en la cara de la formación.
- Mantener la concentración del polímero de poliacrilamida en un rango de 2000 a 3000 ppm.
- Comenzar con un polímero no reticulado y lentamente aumentar la concentración del reticulante, hasta que se obtenga el incremento de presión deseado.
- Inspeccionar continuamente el mezclado del polímero, para controlar su concentración y para asegurarse que el polímero se disuelva completamente.

- Prevenir la formación de grumos al ser bombeado el polímero dentro del pozo.
- Inyectar el polímero a dos barriles por minuto o menos y no exceder la presión de fractura de la formación.

CONCLUSIONES

1.- Un tratamiento de interrupción de agua con éxito se puede definir como el que incrementa el gasto de producción de aceite o gas, mientras reduce el ritmo de producción de agua, o como el cambio en el perfil de un pozo inyector aumentando la producción por la mayor eficiencia de barrido. Sin embargo, el éxito debe incluir una evaluación económica del tratamiento, incrementos en la producción de aceite y la reducción de la producción del agua. Una intervención debe ser más que pagada por si misma, debe aumentar los ritmos de recuperación de aceite o gas de un yacimiento y/o reducir los costos por operación hasta un punto en que haya un aumento importante en los ingresos.

2.- Cuando después del tratamiento la producción de aceite no es alterada y la producción de agua disminuye por un corto tiempo se puede clasificar como un fracaso económico, pero con éxito técnico. En cambio, cuando el gasto de producción de aceite tiene un aumento equivalente a más de diez veces, los costos del trabajo y el ritmo de producción de agua aumenta, se puede clasificar como un éxito económico pero un fracaso técnico.

3.- El éxito de los tratamientos en los pozos inyectores se debe evaluar de manera diferente ya que la recuperación de la inversión será muy lenta. Inicialmente el éxito solo se puede -

evaluar obteniendo un cambio importante en el perfil de inyección, reduciendo la proporción de inyección en zonas ladronas - y aumentándose en las zonas objetivo.

RECOMENDACIONES

1.- Una parte importante en lograr el éxito en el control de la inyección o producción del agua es la prevención del daño a la formación y la eliminación del daño anterior. Por ejemplo, si se prueba un tratamiento con polímeros, se debe hacer con --- agua compatible y filtrada, la cual no creará daño adicional en la formación. Las incrustaciones, parafinas, lodo, arena, etc. que pueden estar bloqueando el agujero o las perforaciones en la formación, deben ser eliminadas antes de cualquier trabajo de reparación. Una estimulación o la operación de limpieza sobre un pozo puede ser mejor que el tratamiento de control de agua, pero es el resultado final lo importante.

2.- No existe un tratamiento que tenga éxito en el control de todas las posibles fuentes de la producción del agua excesiva o zonas ladronas, hay diferentes técnicas, cada una con diferentes propiedades y capacidades de tener éxito en algunos pozos, pero no en otros. A veces las sustancias químicas trabajan pero -- hay muchos pozos en los que no funcionan; por lo cual, se debe de determinar cuándo pueden ser aplicables y cuándo deberán ser eliminadas. Por esta razón, antes de efectuar un tratamiento se debe definir y localizar con precisión el origen de la producción - del agua, luego se seleccionará la técnica y el producto correcto y se utilizarán adecuadamente.

3.- En proyectos de inyección de agua, para evitar perder fluidos de inyección con alto valor comercial, a través de fracturas inducidas descontroladas; las pruebas de inyectividad a gasto variable, definen la máxima presión de inyección segura que puede ser usada sin fracturar la formación, y consiste en lo siguiente: El pozo debe de estar cerrado y estabilizado, comenzar la inyección a gasto constante con incrementos desde el más bajo hasta el más alto en forma escalonada. El período de duración de inyección de agua para un determinado gasto debe de ser exactamente igual al anterior. Luego los datos de presión desde el inicio de la prueba (gasto = 0) y al final de cada intervalo son graficados contra su correspondiente gasto constante de inyección para ese período. Cuando los datos muestren -- que toman un incremento de presión muy pequeño para un cambio de gasto, generalmente se concluye que el fracturamiento ha tenido lugar. Las fracturas una vez abiertas tenderán a cerrarse de nuevo, cuando la presión de inyección sea reducida por debajo de la presión de fractura.

Por lo que, debe seleccionarse el gasto de inyección más conveniente para evitar fracturar la formación y así poder mejorar la eficiencia de barrido.

4.- Debido a que los registros de producción utilizan diferentes métodos para identificar y localizar la fuente productora del agua extraña, debe tomarse en cuenta las ventajas y desventajas que tiene uno con respecto a los otros, ya que dependiendo del tipo de problema, unos serán más eficaces que

otros para definirlo; por ejemplo, de presentarse una fuga en la tubería de revestimiento y se corre el medidor de flujo continuo. No obstante, ya que éste determina la producción en el intervalo productor, se tiene que, mientras la tubería de producción no presente también la fuga, nunca se sospecharía de la fuga en la tubería de revestimiento. En cambio, el registro de ruidos es sensible en su perfil de amplitud al sonido generado por la fuga en la tubería de revestimiento.

5.- Para prevenir la producción de agua por canales detrás de la tubería de revestimiento, los cuales comunican a la zona productora de hidrocarburos en un intervalo con presencia de agua, se debe de efectuar un buen trabajo de cementación primaria; En su planeación se tomará en cuenta la temperatura del pozo, capacidad del espacio anular, volumen de cemento, densidad de la lechada, etc.. Para obtener un trabajo de cementación primaria con óptimas condiciones.

6.- Cuando se tenga que colocar un tapón de cemento en el agujero para aislar una zona productora de agua; antes de efectuar el trabajo de reparación, se deben de analizar las dos técnicas que hay para este caso, incluyéndose las ventajas y desventajas que tiene una con respecto a la otra. Por ejemplo, al utilizar la herramienta para la colocación del tapón TBT, no se necesita sacar la tubería de producción y además el cemento no es contaminado con los fluidos del pozo.

7.- Al realizar un trabajo de cementación a presión, se debe efectuar con la técnica de inyección del cemento a baja presión, donde el cemento es desplazado a través del volumen poroso de la formación. Sin embargo, cuando los poros de la formación o los disparos están taponados; la técnica de inyección del cemento con alta presión la cual fractura la formación, podrá utilizarse solo si la dirección del plano de la fractura es horizontal.

BIBLIOGRAFIA

- 1.- Derry D. Sparlin, Raymond W. Hagen. "Where it comes from and the problems it causes the water", World oil, march, 1984.
- 2.- Muskat, M. and Wykoff, R.D.; "An Approximate theory of water coning in oil production", SPE transactions, AIME 1935.
- 3.- Muskat, M.; "Physical Principals of oil Production", McGraw-Hill, 1949.
- 4.- Derry D. Sparlin, Raymond W. Hagen; "Using and interpreting production logs", World oil, April 1984.
- 5.- Felsenthal Martin; "Step-rate tests determine safe injection pressures in floods", oil and gas journal, october 28, 1974.
- 6.- Robinson W.S.; "Field Results from the noise logging technique", JPT, nov. 1976.
- 7.- Derry D. Sparlin, Raymond W. Hagen; "Remedial cementing techniques", World oil, may 1984.
- 8.- Smith D.K.; "Cementing" Henry L. Doherty Series, Vol. 4, SPE of AIME, 1976.
- 9.- Suman, G.O. and Ellis R.C.; "Cementing handbook", world oil Hand Book, 1977.
- 10.- Garaicochea Petirena Fco., Benítez M.A.; "Apuntes de Terminación de Pozos", Fac. Ingenieria, UNAM, 1983.
- 11.- Derry D. Sparlin, Raymond W. Hagen; "Grouting materials and Techniques", world oil, June 1984.

12.- Derry D. Sparlin, Raymond W. Hagen; "Using polyacrylamide - polymers", world oil, july, 1984.