

19
2ej.



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA
DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

TERMINACION DE POZOS CON ALTO GRADO DE
DESVIACION Y HORIZONTALES

T E S I S

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE

INGENIERO PETROLERO

PRESENTAN:

VICTOR HUGO MORENO MORALES
HAROLDO SANCHEZ CORTEZ



DIRECTOR DE TESIS: ING. NEHEMIAS HERRERA PATRON



MEXICO, D.F.

DICIEMBRE 1992

TESIS CON
FALLA DE ORIGEN



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.

TERMINACION DE POZOS CON ALTO GRADO
DE DESVIACION Y HORIZONTALES

C O N T E N I D O

	PAGINA
INTRODUCCION.	1
I. TIPOS DE TERMINACIONES.	3
I.1 DATOS NECESARIOS PARA LA TERMINACION.	3
I.1.1 HETEROGENEIDAD DEL YACIMIENTO.	3
I.1.2 CONIFICACION.	8
I.2 ESQUEMAS DE TERMINACIONES.	11
I.2.1 AGUJERO ABIERTO.	12
I.2.2 LINER RANURADOS O PRE-PERFORADOS.	13
I.2.3 TERMINACION SELECTIVA.	16
I.2.4 OTRAS CONFIGURACIONES.	21
II. CEMENTACION.	23
II.1 PRINCIPALES PROBLEMAS DE CEMENTACION.	23
II.1.1 FORMACION DE CANALES RESIDUALES DE LODO.	24
II.1.2 FORMACION DE AGUA LIBRE EN LA PARTE SUPERIOR DEL DRENE (ESPACIO ANULAR).	32

II.2 POSIBLES SOLUCIONES.

II.2.1 SOLUCION AL PROBLEMA DE CANALES RESIDUALES DE LODO.	33
II.2.1.1 VARIACION DEL PUNTO DE CEDENCIA.	34
II.2.1.2 EFECTO DE LAVADORES.	37
II.2.1.3 EFECTO DE CENTRADORES.	39
II.2.1.4 EFECTO DEL MOVIMIENTO DE TUBERIA Y LIMPIADORES DE PARED.	44
II.2.1.5 EFECTO DE SURFACTANTES Y VOLUMENES ESPACIADORES.	50
II.2.1.6 GASTOS.	55
II.2.1.7 RELACION TR-AGUJERO.	57

II.2.2 SOLUCION AL PROBLEMA DE AGUA LIBRE EN LA PARTE SUPERIOR DE DRENE.	59
II.2.2.1 DISEÑO DE LECHADA.	59

III. DISPAROS. 67

III.1 TECNICAS DE DISPARO EN POZOS VERTICALES.	67
--	----

III.1.1 TECNICAS DE DISPARO BAJO CONDICIONES DE PRESION DIFERENCIAL NEGATIVA.	68
---	----

III.1.1.1 PISTOLAS BAJADAS CON CABLE A TRAVES DE TUBERIA DE PRODUCCION.	68
---	----

III.1.1.2 PISTOLAS BAJADAS A TRAVES DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO.	72
--	----

III.1.1.3	PISTOLAS BAJADAS CON TUBERIA DE PRODUCCION.	75
III.1.2	TECNICAS DE DISPARO BAJO CONDICIONES DE PRESION DIFERENCIAL POSITIVA.	86
III.2	TECNICA DE DISPAROS EN POZOS HORIZONTALES.	87
III.2.1	PISTOLAS BAJADAS CON TUBERIA DE PRODUCCION EN CONDICIONES DE PRESION DIFERENCIAL NEGATIVA.	88
III.2.2	MECANISMOS DE TCP.	92
III.2.2.1	MECANISMO DE DETONACION.	94
III.2.2.2	MECANISMO PARA LOGRAR LA CONDICION DE PRESION DIFERENCIAL NEGATIVA (PDN).	98
III.2.2.3	EMPACADOR.	100
III.2.2.4	MECANISMO DE ORIENTACION.	103
III.2.3	PROCEDIMIENTO DE DISPARO.	103
III.2.4	TIPOS DE PISTOLAS Y CARGAS PARA TCP.	108
III.2.4.1	PISTOLAS.	108
III.2.4.2	CARGAS PARA TCP.	109
IV.	CONTROL DE ARENA.	114
IV.1	CAUSAS DE LA PRODUCCION DE ARENA.	114
IV.2	METODOS DE CONTROL DE ARENA.	116
IV.2.1	METODO QUIMICO.	117

IV.2.1.1 CONSOLIDACION DE LA FORMACION.	117
IV.2.1.2 FASES, CARACTERISTICAS Y ELEMENTOS DE LOS SISTEMAS DE CONSOLIDACION.	121
IV.2.1.3 DISEÑO DE CONSOLIDACION.	124
IV.2.1.4 PROCESO QUIMICO DE CONSOLIDACION, OXIGENO POLIMERIZABLE, (OXPOL).	128
IV.2.2 METODO MECANICO.	133
IV.2.2.1 EMPAQUE DE GRAVA.	133
IV.2.2.2 DISEÑO Y PROCESO DE UN EMPAQUE DE GRAVA EN POZOS ALTAMENTE DESVIADOS.	134
IV.2.2.3 FUNCIONES DEL FLUIDO PARA EL CONTROL DE ARENA.	143
IV.2.2.4 PROCESO EXPERIMENTAL PARA POZOS HORIZONTALES.	147
IV.2.2.5 CONTROL DE ARENA CON CEDAZO COLOCADO DIRECTAMENTE EN AGUJERO ABIERTO.	163
CONCLUSIONES.	166
BIBLIOGRAFIA	168

INTRODUCCION

Durante los últimos años, el avance de la tecnología de perforación ha hecho posible perforar, dirigir y controlar pozos horizontales. En general, los pozos horizontales son más efectivos en yacimientos de poco espesor, naturalmente fracturados, compactos y con problemas de conificación de agua y gas. En estos últimos, los pozos horizontales son una alternativa para obtener gastos altos de producción sin conificación.

Las anteriores, son algunas de las principales aplicaciones de la perforación de pozos horizontales. Por lo tanto, la terminación de éstos reviste gran importancia, ya que de ella depende el éxito de la perforación, y los tratamientos futuros.

La terminación es además de la colocación de un ademe de tubería en el agujero, otras operaciones o actividades tales como la cementación, los disparos, el control de arena y las estimulaciones.

Existen numerosas técnicas de terminación que han sido empleadas en pozos verticales. Para poder determinar si son aplicables a pozos horizontales o es necesario modificarlas, se debe hacer un estudio de éstas.

El objetivo de este trabajo es proporcionar algunas bases que sirvan como punto de partida para estudiar la creciente tecnología de la terminación de los pozos horizontales. Se presentan los tipos de terminaciones para estos pozos, basadas en datos concernientes a la naturaleza de la formación, así como la heterogeneidad del yacimiento, considerando los fluidos presentes en ella, con los cambios futuros del flujo de fluidos en la formación.

También se analizan los problemas principales durante la cementación, tales como la formación de canales residuales de lodo y la generación de agua libre en la parte superior del drene. Además, se hace un estudio de las técnicas de disparos disponibles para pozos convencionales, determinando cuál de ellas es aplicable a pozos con alto grado de desviación y horizontales.

Se examina el riesgo de arenamiento en el drene horizontal, debido a la producción de fluidos y al contacto con la formación, ya que su acumulación puede causar serios problemas de operación. Es necesario hacer un estudio de las técnicas de control de arena en pozos verticales para ver si pueden ser aplicables o deben ser modificadas en el caso de pozos horizontales.

C A P I T U L O I

TIPOS DE TERMINACIONES

Las terminaciones en los pozos horizontales, son el conjunto de operaciones que se realizan para comunicar a la formación productora con la superficie, mediante la perforación de la tubería de revestimiento de explotación (T.R.) que es la que aísla a la zona productora, en la cual el pozo quedará terminado definitiva o temporalmente, para una producción selectiva de los fluidos. Las terminaciones dependerán de las características de la formación y los fluidos contenidos en ella, por lo que se clasifican y dividen en varias formas, para su aplicación a las condiciones de campo y obtener así una producción óptima.

I.1 DATOS NECESARIOS PARA LA TERMINACION.

La terminación está basada principalmente, en datos relacionados con el yacimiento, los cuales incluyen, la naturaleza de la formación, los fluidos presentes y su heterogeneidad. Además, para poder lograr un mejor diseño de una terminación, se deben considerar los cambios futuros en la entrada de fluidos no deseados. Esto último es el mayor obstáculo en la selección de la terminación para un pozo horizontal. Como el objetivo de perforar y terminar un pozo horizontal es aumentar la producción, el programa de terminación debe ajustarse a los objetivos de la producción.

I.1.1 HETEROGENEIDAD DEL YACIMIENTO.

Comúnmente, las ventajas obtenidas de pozos horizontales son debidas a la mecánica de fluidos en un yacimiento homogéneo.

Sin embargo, la heterogeneidad es una propiedad universal de los yacimientos de aceite; consecuentemente, la perforación horizontal sería una técnica marginal, si únicamente se empleara en yacimientos homogéneos. Un pozo horizontal proporciona grandes ventajas cuando existen yacimientos heterogéneos. Por ejemplo se puede obtener información más rápidamente acerca del yacimiento y se puede tener acceso a zonas de producción aisladas en yacimientos irregulares las cuales, de otro modo, serían zonas perdidas.

Para establecer la heterogeneidad, es necesario conocer las dimensiones, la dirección y la ocurrencia de la anomalía. Sin embargo, los efectos de la heterogeneidad en los pozos verticales son muy diferentes que en pozos horizontales. Dependiendo del tipo de heterogeneidad, los pozos horizontales pueden o no ser particularmente viables. De algunos estudios de la Elf Aquitaine's, se encontraron los siguientes casos de heterogeneidad.

a) Yacimientos fracturados.

En general, se sabe que las fracturas son subverticales y que la mejor forma de interceptar un gran número de ellas, es perforar horizontalmente. Esto ofrece grandes ventajas. Por ejemplo, el índice de productividad se incrementa sustancialmente, aún cuando la cantidad de fracturas sean pocas. Desafortunadamente, esto también puede acelerar el movimiento de gas y agua hasta alcanzar el pozo. También pueden ser desarrollados ciertos yacimientos compactos (de muy baja permeabilidad) y aquellos no tan compactos. Cuando la matriz de la roca es pequeña (fracturas densas), la productividad es baja pero, aún así, siguen siendo aprovechables y se comportan de una forma similar a un yacimiento homogéneo.

b) Yacimientos estratificados.

Para entender este tipo de heterogeneidad, se analiza el proyecto de la perforación de un pozo horizontal por la ELF-IFP*, en un yacimiento de gas estratificado de baja permeabilidad. El yacimiento no está fracturado y abarca un espesor de 262 pies arriba del contacto agua-gas. Como se muestra en la Figura 1.1, la permeabilidad está concentrada en un espesor de 131 pies. En la parte superior existen dos zonas permeables separadas por lutita. El perfil del pozo, el cual no es exactamente horizontal, se diseñó para dos objetivos. El primero era asegurar una mayor distribución de la producción en los dos niveles superiores. El segundo, pasar a través de las zonas de interés.

La sección más baja puede ser cementada, si la producción disminuye repentinamente por la invasión excesiva de agua. Para determinar la posición del pozo en relación de la lutita, se emplea el registro MWD-rayos gama. La simulación a 15 años, muestra que un pozo horizontal reemplaza a dos verticales. A pesar de la complejidad de flujo de este medio heterogéneo, el riesgo de falla es pequeño, en términos de productividad.

c) Efecto del echado (Buzamiento).

La Figura I.2, muestra un yacimiento estratificado con una zona de aceite de 98 pies, limitada por gas y agua. En promedio, un pozo vertical interceptará tres estratos de arena, separados por lutita, en la zona de aceite. Las limitaciones de operación y la

* Instituto Francés del Petróleo

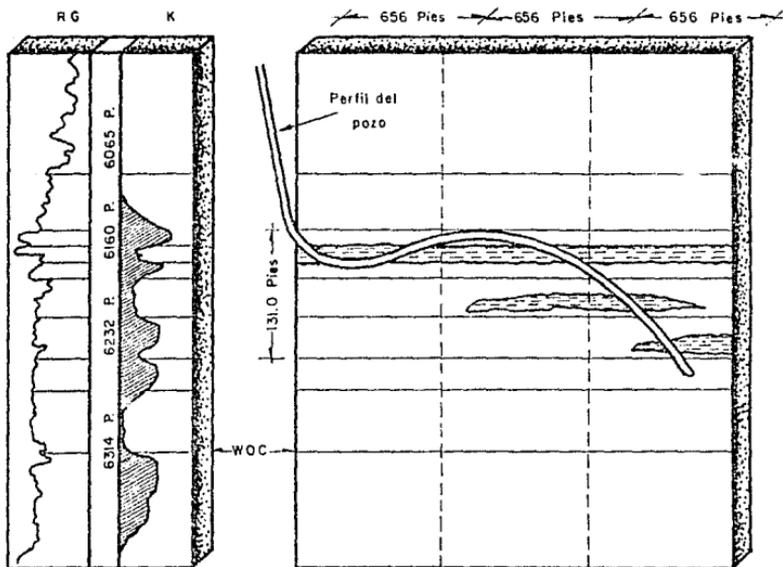


FIGURA I.1 DISEÑO DE LA TRAYECTORIA DE UN POZO EN UN YACIMIENTO ESTRATIFICADO.

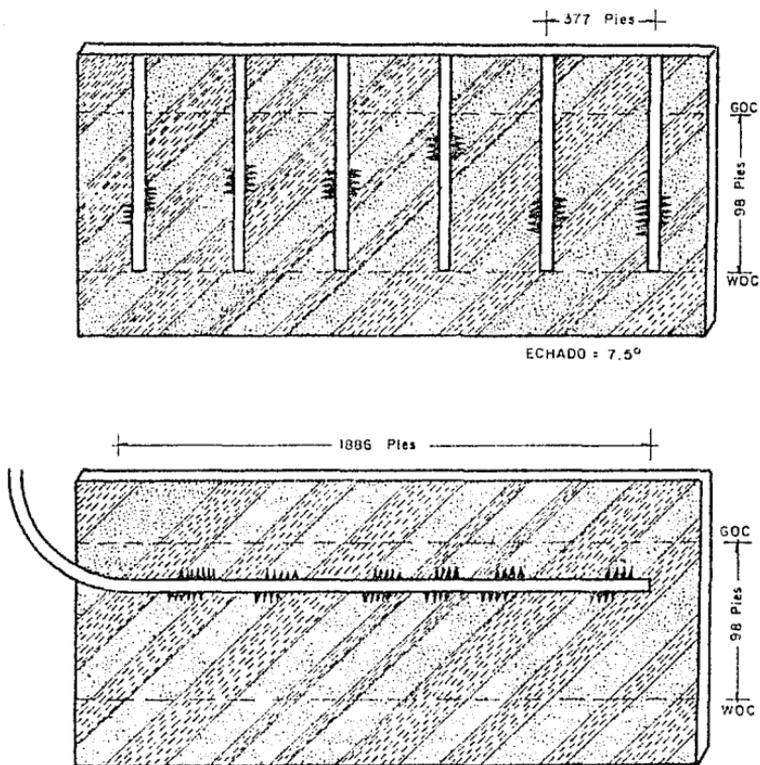


FIGURA I.2 EFECTO DEL ECHADO EN POZOS VERTICALES Y HORIZONTALES.

estrategia de producción requiere un buen barrido de aceite por el agua, y al mismo tiempo debe evitarse la conificación de gas. De esta forma, sólo el estrato intermedio encontrado por el pozo puede ser producido, ya que disparar los estratos superior o inferior, ocasionará inmediatamente la conificación.

Si se supone que el echado de las capas es de aproximadamente 7.5° , una línea de pozos verticales espaciados a 377 pies serán capaces de producir los estratos de arena. Un pozo horizontal de una longitud de 1886 pies, será mucho más eficiente que cinco pozos verticales debido a que éste estará en una mejor posición para drenar todos los estratos. Además, el pozo horizontal evitará la conificación del gas y agua.

El sistema de drene es notablemente eficiente, si la permeabilidad de las arenas no varía mucho de un estrato a otro y si la movilidad del agua, es lenta comparada con la del aceite. Por otro lado, existe el riesgo de una rápida invasión de agua, en uno u otro de los estratos y por lo tanto, la terminación selectiva debe ser prevista.

I.1.2 CONIFICACION.

La conificación se define como la superficie en forma de cono que toma el contacto agua-aceite o gas-aceite, alrededor de un pozo productor. La conificación de agua, se desarrolla por el predominio del gradiente de presión hacia el pozo, sobre el gradiente gravitacional. A mayor rapidez de extracción del aceite, mayor será el gradiente de presiones, permaneciendo constante los gradientes gravitacionales y de capilaridad.

Las fuerzas gravitacionales tienden a mantener estáticos a los fluidos no deseados (agua, gas), mientras que las fuerzas de viscosidad, tienden a causar el ascenso del agua o el descenso del gas, hacia el intervalo perforado.

Debido a la gran área de contacto del yacimiento de un pozo horizontal, la producción de aceite por unidad de longitud, normalmente es mas lenta que la obtenida en un pozo vertical. Por lo tanto, como muestra la Figura I.3, un pozo horizontal induce gradientes de presiones mucho mas pequeños que un pozo vertical, cuando ambos estan produciendo al mismo gasto. Esto da como resultado un ascenso nivelado del agua en el pozo horizontal. Algunos yacimientos de aceite deben de ser producidos a un gasto menor que el llamado gasto crítico (máximo). Por encima de este gasto los fluidos no deseados (agua-gas) aparecerán en la producción.

Los pozos horizontales, por lo tanto, permiten obtener dos ventajas importantes. La primera, es que el pozo está a una distancia máxima de los contactos aceite-agua y aceite-gas. La segunda, logra mejorar la productividad y el incremento de ésta da como resultado la disminución de las fuerzas de viscosidad y en consecuencia, el gasto crítico será mucho mayor. Por último, aunque la predicción del ascenso del contacto agua-aceite o la conificación del gas es relativamente fácil de predecir en un pozo convencional este fenómeno se dificulta en un pozo horizontal, debido a que éste puede ocurrir en cualquier punto a lo largo del pozo.

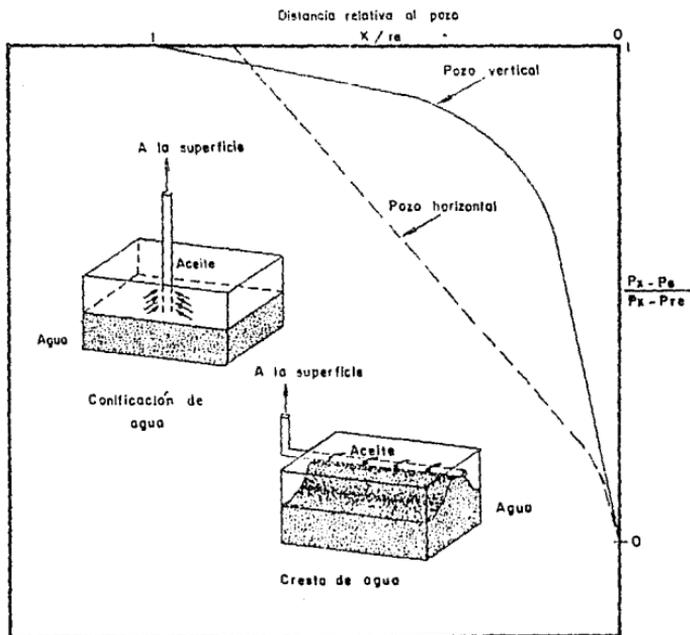


FIGURA I.3 COMPARACION DE LOS GRADIENTES DE PRESION PARA POZOS HORIZONTALES Y VERTICALES.

1.2 ESQUEMAS DE TERMINACIONES.

La formación en que se perfora un pozo horizontal, dictará el método de terminación mas apropiado. Hay dos tipos de terminación de un pozo horizontal, no-cementada (drainhole) y cementada (para poderla estimular).

En formaciones con buenas características de flujo natural, la terminación utilizada será la no-cementada. En formaciones que comunmente tienden a ser estimuladas, se deberá de emplear la terminación cementada. Las formaciones que caen dentro de este criterio, deben de ser examinadas cuidadosamente para seleccionar la mejor terminación.

En terminaciones no cementadas (sección horizontal) una tubería de revestimiento de protección se cementa desde la cima de la zona de interés, hacia la superficie para poder aislarla. Por lo tanto, el agujero no cementado expone una superficie mayor de la formación. El flujo de la matriz y de fracturas naturales entra al pozo con un mínimo de caída de presión y por ésto los problemas de conificación de agua o gas pueden ser controlados o eliminados.

En las terminaciones cementadas, la tubería de revestimiento intermedia, se cementa dentro de la sección vertical y posteriormente la T.R. de producción se cementa en la sección horizontal, ya sea como liner o cementada hasta la superficie con esta terminación se puede realizar tratamientos de fracturamiento.

Estas terminaciones tienen varios esquemas que incluyen:

- a) Agujero abierto.
- b) Liner ranurado o pre-perforado.

c) Tubería de revestimiento con empacador.

d) Liner/tubería de revestimiento cementada.

Las tres primeras para la no-cementada y la última para la cementada.

I.2.1 AGUJERO ABIERTO.

Un agujero abierto es la configuración más simple y puede ser únicamente efectiva, donde la roca del yacimiento tenga la suficiente cementación natural para prevenir el colapso del pozo; es decir, que la resistencia geomecánica sea suficiente para mantener intacto el agujero. En yacimientos conectados hidráulicamente, las superficies isobáricas iniciales están en un plano horizontal. Por lo tanto, no hay razón para restringir el flujo de alguna sección particular del drenaje, lo que permite dejar el agujero abierto y facilitar algunas operaciones subsecuentes dentro de él. El éxito de esta terminación depende también de la existencia de las fracturas naturales y de la permeabilidad del yacimiento.

La producción puede ser generada por la energía del yacimiento o bien utilizando una bomba de fondo. La limpieza del agujero puede realizarse por la circulación de fluidos a través de la tubería de producción convencional o tubería flexible. La estimulación en agujero abierto no es efectiva, debido a los problemas de aislar los intervalos a tratar. Sin embargo, se han acidificado algunos pozos intentando corregir el daño cercano al agujero aún cuando se corre el riesgo de ocasionar una caverna o el derrumbe de las paredes del pozo. Esta configuración de terminación se aplica en pozos perforados a radios cortos, medios y largos. La Figura I.4 muestra el esquema de configuración.

1.2.2 LINER RANURADOS O PRE-PERFORADOS.

En formaciones suaves el agujero deberá terminarse con un liner ranurado o pre-perforado (Figura. 1.5). Las ventajas son la simplicidad y el bajo costo y sus desventajas, la dificultad de correr registros de producción y el aislamiento de secciones del agujero durante su vida productiva. Cuando se corren registros de producción, con herramientas convencionales, el fluido tenderá a desviarse hacia el espacio anular, formación-liner por la restricción creada por la herramienta dentro del liner. Para aislar una sección, será necesario sacar el liner y/o correr uno nuevo con empacadores externos. Esta operación puede resultar difícil y riesgosa.

La Figura I.6 muestra una terminación con liner ranurado centrado. La combinación de una herramienta de cementación con empacador inflable, arriba del liner, permitirá cementar la tubería de revestimiento de producción, sin cementar el liner ranurado.

El liner puede también ser anclado, cementando para ello una sección corta dentro de la tubería de revestimiento de producción. El liner deberá ser combinado con una tubería lavadora interna, de modo que los desechos y el lodo puedan ser eliminados del espacio anular.

Un fluido reactivo o agua se puede bombear para desarrollar un tipo de tratamiento a la matriz, con el fin de minimizar o eliminar el daño a la formación cerca del pozo. Finalmente, este tipo de terminación se puede emplear en pozos perforados con radios de desviación cortos, medios y largos.

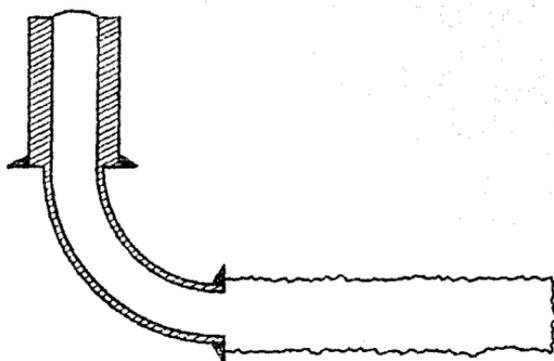


FIGURA I.4 TERMINACION EN AGUJERO ABIERTO.

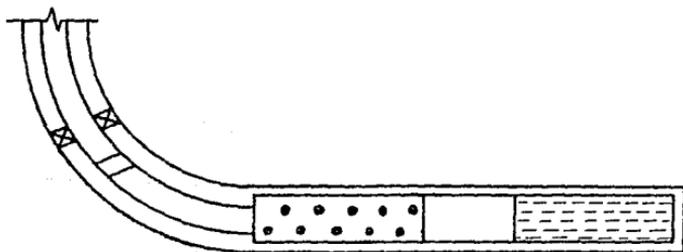


FIGURA I.5 TERMINACION CON LINER RANURADO O PRE-PERFORADO.

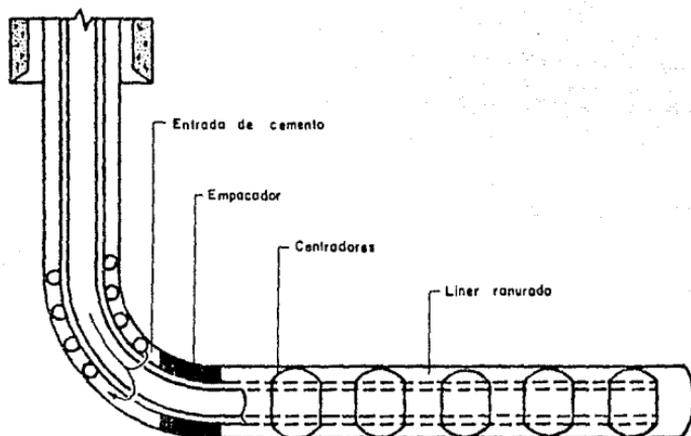


FIGURA I. 6 TERMINACION CON LINER RANURADO CENTRADO.

I.2.3 TERMINACION SELECTIVA.

Este tipo de terminación se requiere donde el pozo encuentra heterogeneidades, facies diferentes, fallas y cuando pasa a través de varios yacimientos y capas de gas. La terminación permite aislar zonas y prevenir el influjo de fluidos no deseados.

Existen dos técnicas para realizar este tipo de terminación:

- Empacadores inflables para T.R. (empacadores externos) y
- Cementación de T.R./liner.

a) Empacadores inflables para T.R.

En un pozo horizontal es muy probable que el agujero esté mal calibrado u ovalado, por lo que, el empacador no logra sellar adecuadamente. Para contrarrestar esta dificultad, se debe de utilizar empacadores largos para asegurar un buen contacto con la pared del pozo. Desafortunadamente, en pruebas realizadas, este tipo de empacadores fallaron probablemente debido al daño de los sellos causados con la fricción con la pared del pozo. Para evitar tal fricción, el empacador deberá de ser centrado apropiadamente, lo cual es imposible debido a la longitud de la sarta.

En pruebas realizadas con empacadores cortos, los cuales son más fáciles de proteger por el centrado y tienen la capacidad de tomar la forma de la sección transversal del agujero, mostraron que aún con sellos cortos, la adhesión a la pared puede ser obtenida fácilmente y la resistencia a la presión diferencial, es compatible con las condiciones esperadas en el fondo del agujero. Los empacadores que pueden ser utilizados son modelos estandares, varios de los cuales

pueden ser corregidos con la misma T.R. y el procedimiento de inflado es el mismo que para los pozos convencionales.

Como se mencionó anteriormente, el propósito del empacador, es dividir el agujero en varias secciones, (Figura. I.7a). Esto permite estimular zonas selectivas e independientes y pueden aislarse zonas intermedias, que producen agua de una falla o gas de un casquete, (Figs. I.7b y I.7c). El empacamiento

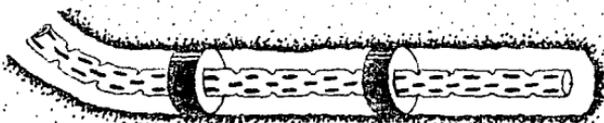
también puede ser empleado como liner cementado, (Figs. I.7d y I.7e). Este tipo de terminación proporciona un mayor control de la zona de desechos y lodo, y está limitada a pozos perforados con radios de desviación medios y largos.

b) Cementación de T.R./liner.

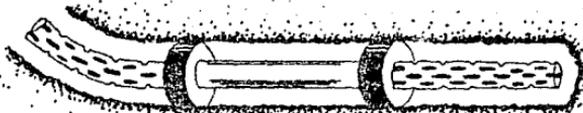
Mientras que un buen trabajo de cementación primaria, es uno de los factores más importantes en un pozo convencional, es absolutamente crítico para el caso de un pozo horizontal, en donde se realizará una terminación cementada y la conificación es característica del yacimiento.

Los liner son cementados para aislar puntos de entrada, ya sea debido a regímenes de flujo diferentes, para proporcionar una entrada limitada para el fracturamiento o para aislar la parte superior del yacimiento, en casos donde la producción de la capa de gas no se desea. Para el primer caso, la separación de la sarta de producción será necesaria para producir individualmente las secciones, y en consecuencia la cementación no sería necesaria. Esto restringe el número de las secciones aisladas a dos o tres como máximo y por lo tanto, sería más eficiente rediseñar la terminación del agujero en vez de realizar terminaciones complicadas. En el segundo caso, es necesario aislar los puntos de entrada durante el proceso de tratamiento, (Figura. I.8).

a) Liner ranurado y empacador.



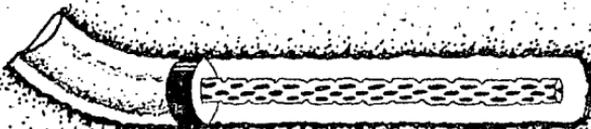
b) Liner ranurado, tubería y empacador.



c) Medio liner ranurado con empacador.



d) Medio liner cementado y medio ranurado.



e) Liners concéntricos.



FIGURA I.7 TERMINACION SELECTIVA CON EMPACADOR INFLABLE.

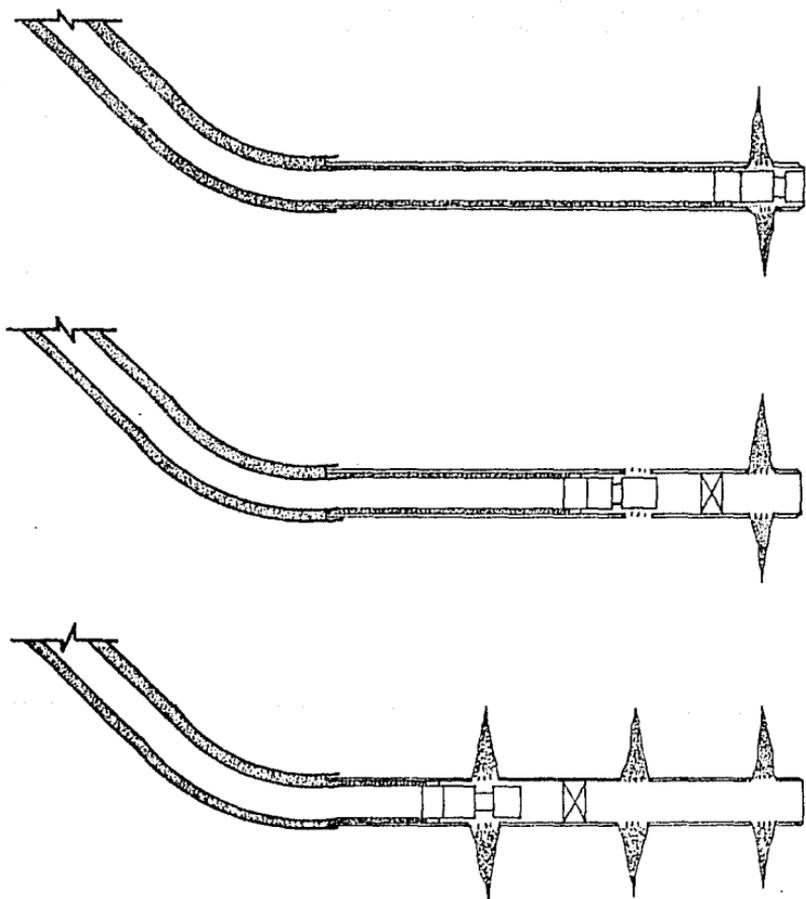


FIGURA I.8 TERMINACION CON LINER CEMENTADO, MOSTRANDO LA SECUENCIA DE UN FRACTURAMIENTO HIDRAULICO.

SELECCION DE LA TERMINACION SELECTIVA.

La terminación de un pozo horizontal, deberá seleccionarse en base a la evolución futura de los fluidos y a la necesidad de una producción selectiva. Se pueden considerar dos posibilidades, dependiendo de que la terminación temporal sea factible o no.

• Terminación definitiva.

La terminación de seccionamiento del agujero y el arreglo de liner deberá ser hecha en el menor tiempo posible. La decisión se puede basar en datos de estudios geológicos y de registros (MWD o de línea de acero). Otra opción consiste en seccionar el agujero, independientemente de las características del yacimiento. Sin embargo, esta selección, la cual técnicamente no es ideal, puede llevar en muchos casos, a costos de terminación muy altos.

• Terminación temporal.

Para formaciones consolidadas, donde es posible producir en agujero abierto, se puede posponer la terminación definitiva y tomar la decisión más tarde, de acuerdo a los datos de producción. Es posible también correr un liner ranurado o pre-perforado, no-cementado y después reemplazarlo por una terminación selectiva.

Mientras que la terminación temporal es preferible, ésta no siempre es factible. La diferencia entre las dos posibilidades está en los datos disponibles para la selección del tipo de terminación, y el tiempo entre la adquisición de éstas y el corrimiento del liner.

En cualquier caso, la solución adoptada consistirá en seleccionar un tipo de terminación que se adapte a las características geológicas encontradas y a las condiciones óptimas para la producción selectiva. Por lo tanto, es necesario contar con técnicas para describir un yacimiento con un pozo horizontal y estimar los incrementos de producción que pueden obtenerse como resultado de la producción selectiva.

I.2.4 OTRAS CONFIGURACIONES.

Estas se pueden considerar como terminaciones para el control de arena, entre las cuales se encuentran:

a) Liner pre-empacado.

Este tipo de terminación se emplea donde la zona de producción está pobremente consolidada, se realiza en pozos perforados con radios de desviación medios y largos. Es necesario colocar una sarta de lavado internamente en el liner pre-empacado para eliminar los desechos y el lodo del espacio anular. El agujero se colapsa hacia él y toda la producción es a través del liner pre-empacado de arena, (Figura. I.9).

b) Empacamiento de grava con cedazo.

A la fecha no hay reporte de pozos horizontales que hayan sido terminados con empacamiento de grava. Sin embargo, se han realizado varios estudios al respecto. Por lo que se supone que el empacamiento de grava puede efectuarse fácilmente y su aplicación se puede efectuar a pozos perforados con radios de desviación medios y largos.

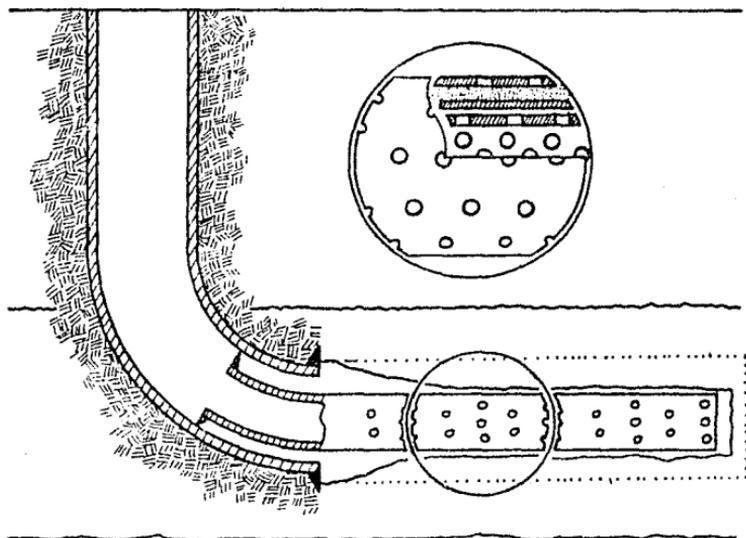


FIGURA I. 9 TERMINACION CON LINER PRE-EMPACADO.

CAPITULO II

CEMENTACION

Una gran cantidad de experimentos de laboratorio y experiencia de campo muestran que en pozos horizontales o altamente desviados, los canales residuales de lodo causados por el asentamiento de los sólidos del fluido de perforación, en la parte baja del agujero, afectan adversamente el correcto desplazamiento del lodo mientras se realizan los trabajos de cementación primaria.

Otras pruebas indican también, que el exceso de agua en la lechada de cemento puede causar serios problemas de canalización, en la parte superior del espacio anular cementado.

II.1 PRINCIPALES PROBLEMAS DE CEMENTACION.

El desplazamiento incompleto del lodo en la parte baja del espacio anular del agujero, puede llevar a problemas tales como:

- Migración de los fluidos del pozo.
- Colapso o corrosión de la tubería de revestimiento.
- Pérdida del control del pozo.
- Altos costos de reparación por recementación.

Estos tipos de problemas deben ser analizados cuidadosamente para obtener una buena calidad en los trabajos de cementación primaria.

II.1.1 FORMACION DE CANALES RESIDUALES DEL LODO.

Con base a pruebas de laboratorio efectuadas se comprobó la formación de canales residuales de lodo en pozos altamente desviados y horizontales. La Figura II.1 muestra un diagrama esquemático del equipo utilizado en la prueba. El equipo fue diseñado para simular una sección de tamaño natural de un pozo altamente desviado u horizontal de aceite o gas.

El equipo consiste básicamente de: (1) una camisa de calentamiento, (2) los materiales que simulan el agujero y la tubería de revestimiento y (3) el ensamble de cabezal del pozo.

La camisa de calentamiento es representada por una sección de tubería de revestimiento de 20 pies de largo y 12 pulgadas de diametro interior, con una conexión de brida en un extremo y sellada en el extremo opuesto. Esta parte del equipo es construida de tal forma que, la circulación de agua caliente es posible, permitiendo con ésto, aplicar temperaturas tanto de circulación como estática durante la secuencia de prueba, la T.R. cementada es de 5 pulgadas y 18 pies de logitud.

Para simular la formación impermeable, se emplea un tramo de T.R. de 18 pies de longitud y 8.5 pulgadas de D.I., y para la parte permeable se utiliza un cilindro de arena consolidada. Las secciones de formación son equipadas con una brida en un extremo y selladas en el extremo opuesto. La T.R. fue roscada para acoplar el ensamble del cabezal (Figura. II.2).

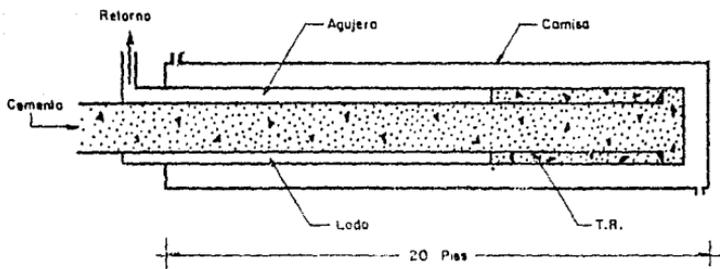


FIGURA II.1 DIAGRAMA ESQUEMATICO DE UN POZO SIMULADO.

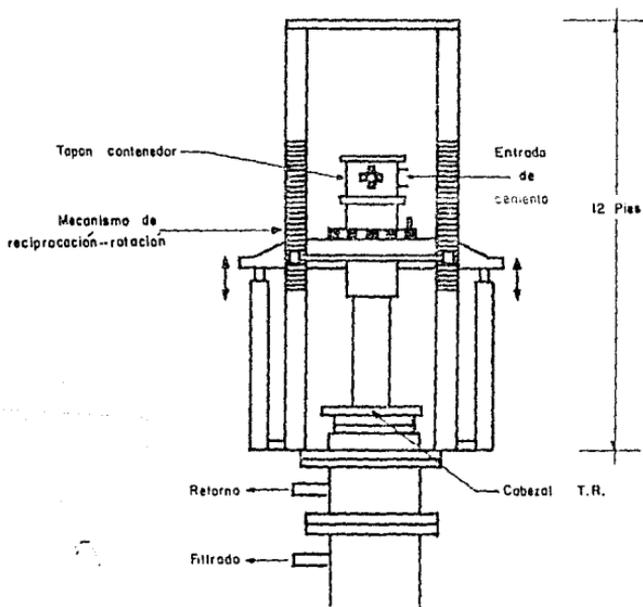


FIGURA II.2 DIAGRAMA ESQUEMATICO DEL EQUIPO RECIPROCANTE, DE ROTACION Y ENSAMBLE EN EL CABEZAL DEL POZO.

El diseño del procedimiento de prueba permite simular la sección horizontal, desde el inicio de la perforación, hasta que la T.R. se cementa. La secuencia es como sigue:

- 1). Se circula el fluido de perforación, a temperatura de circulación en el fondo del agujero (BHCT) de 140 °F durante una hora a 3 BPM. En la tabla II.1a se muestran las características del lodo.
- 2). Se detiene la circulación del lodo por 24 horas, mientras se incrementa la temperatura del modelo hasta la condición de temperatura estática en el fondo del agujero (BHST).
- 3). Se reinicia la circulación del fluido de perforación, durante una hora a 3 BPM bajo condiciones BHCT.
- 4). Se bombea el volumen y tipo de espaciador deseado.
- 5). Se circula la lechada de cemento diseñada, (Tabla II.1b).
- 6). Se bombea el tapón limpiador hasta asentarlos sobre el perno en el extremo final de la T.R., para permitir el fraguado del cemento durante 24 horas, bajo condiciones BHST.
- 7). El modelo se corta en 9 ó 10 secciones. Se mide la eficiencia de desplazamiento y el centrado (standoff) real de la T.R. para cada sección, (Figura. II.3a), y también se mide la adherencia hidráulica del cemento a la T.R. en la mayor área cementada a lo largo de la circunferencia de cada región.

TABLA II.1 COMPOSICION DE LOS FLUIDOS.

(a)

Lodo 16 lb/gal.
Por 1 barril.

29.80 gal. de agua.
15.00 lb. de bentonita.
0.25 lb. de CMC.
409.00 lb. de barita.
4.00 lb. de lignosulfonato
hidróxido de sodio.

(b)

Cemento de 16.8 lb/gal.
Por 1 saco de cemento.

94.00 lb. de cemento clase H.
3.91 gal. de agua.
0.50 % de retardador.
0.50 % de dispersante.

Este procedimiento simula todos los aspectos de un pozo. El período inicial de circulación representa la perforación del pozo y, durante este período, el fluido está en movimiento creando un proceso de depositación/erosión de sólidos.

El período de cierre de 24 horas a BHST es para simular el período en el cual: (1) la sarta de perforación se saca del agujero, (2) se toma un registro de calibración, (3) se corre la T.R.

El acondicionamiento se lleva a cabo durante el segundo período de circulación del lodo, donde la T.R. se ha colocado y el agujero es preparado para cementarlo; después que el cemento fragua, el cabezal del pozo se desmonta y el trabajo de cementación se evalúa.

La tabla II.2 presenta un resumen de los resultados de las pruebas llevadas a cabo con el procedimiento y equipo antes mencionado, dos pruebas se realizaron verticalmente, cuatro a una desviación de 60° y catorce a una desviación de 85° de la vertical. Para esto, ningún fluido espaciador se utilizó.

En las pruebas verticales en espacio anular impermeable (1 y 2), prácticamente todo el lodo es desplazado por el cemento, indicando una alta eficiencia de desplazamiento para estas dos pruebas.

Los resultados de las pruebas desviadas fueron significativamente diferentes de las pruebas verticales y casi en todos los resultados, un canal de lodo se presenta a lo largo de la parte baja del espacio anular cementado. Los datos muestran que en la mayoría de las pruebas, la eficiencia de desplazamiento en la parte media inferior del espacio anular, es sustancialmente más baja que la parte media superior.

TABLA II.2 RESUMEN DE LOS RESULTADOS DE PRUEBAS DE DESPLAZAMIENTO.

PRUEBA N ^o	ANGULO [°]	FORMACION	FLUIDO DE PERFORACION					CEMENTO			EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO. [SUP/INF]	
			DENSIDAD	SOLIDOS	RELACION	GELATI	PERDIDA DE	DENSIDAD	RELACION	VOLUMEN		GASTO
			[lb/gal]	[%]	PV/YP A 72 °F.	NOSIDAD [10s/10m] ^A	FLUIDO. ^B [LT/HT]	[lb/gal]	[PV/YP] [A 180°F]	[BI]		[BPM]
1	0	IMPERM.	12.2	20	34/9	2/2	13/14	16.8	16/32	10	1	98/98
2	0	IMPERM.	12.1	18	31/7	2/2	14/28	16.8	18/30	10	7	98/98
3	60	IMPERM.	16.0	30	36/4	3/5	10/13	16.8	23/29	10	4	99/97
4	60	IMPERM.	15.9	29	91/15	3/5	8/11	16.8	23/29	10	7	88/80
5	60	IMPERM.	16.2	30	83/24	6/10	7/10	16.8	21/33	10	7	93/87
6	60	IMPERM.	15.9	26	61/11	3/13	11/11	16.8	20/30	10	4	99/92
7	85	IMPERM.	15.8	22	29/2	2/2	12/25	16.8	16/8	10	1	96/31
8	85	PERM.	15.7	29	53/6	2/3	11/13	16.8	24/29	10	7	95/45
9	85	PERM.	15.8	27	55/8	2/4	9/15	16.8	25/30	10	4	74/48
10	85	IMPERM.	15.7	28	66/14	4/5	8/14	16.8	15/30	10	4	99/51
11	85	IMPERM.	15.8	28	55/11	4/4	9/26	16.8	17/29	10	4	99/55
12	85	IMPERM.	15.9	31	72/19	5/7	7/13	16.8	20/30	10	1	97/68
13	85	IMPERM.	15.8	26	56/19	5/9	6/13	16.8	18/29	10	7	98/80
14 ^C	85	IMPERM.	11.8	12	31/6	2/3	9/34	16.8	20/30	10	4	92/14
15	85	IMPERM.	12.3	13	34/4	2/3	9/12	16.8	21/29	10	4	99/23
16	85	IMPERM.	11.9	14	44/9	2/3	8/12	16.8	15/29	10	4	93/50
17	85	IMPERM.	11.5	20	65/23	9/10	6/11	16.8	19/31	10	4	99/59
18	85	IMPERM.	11.6	12	72/25	5/5	8/10	16.8	14/29	10	4	99/67
19	85	IMPERM.	12.0	16	78/47	19/26	5/10	16.8	20/28	10	4	99/99
20 ^D	85	IMPERM.	12.2	20	36/12	2/4	14/29	16.8	16/30	10	4	91/37

A A 72 °F.

B BAJA TEMPERATURA (LT) A 72 °F Y 100 PSI
ALTA TEMPERATURA (HT) A 180 °F Y 500 PSI.

C LODO CIRCULADO A 1 BPM.

D NO HUBO PERIODO ESTatico DE 24 Hrs.

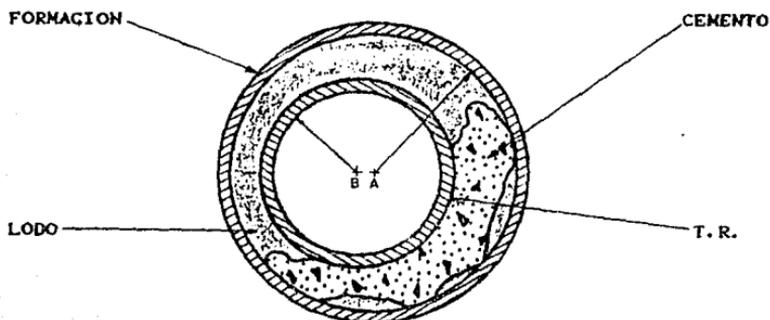
Por otro lado, para medir la adherencia hidráulica del cemento a la T.R. las secciones cortadas se perforan bombeando agua a la interfase en el mejor punto de contacto de cada sección, utilizando para ello un sistema presurizado a través de una combinación niple/epóxico como muestra la Figura II.3b.

La presión para romper la adherencia se registra como la prueba hidráulica de adhesión, estos valores se emplean para evaluar las características de remoción de la película de aceite, de los diversos sistemas de espaciadores o surfactantes.

Para determinar la causa de los canales de lodo se toman muestras de material de éstos. La densidad del material, alrededor de 25 lb/gal corresponde a la densidad de un colchón de partículas de barita con agua en el espacio intersticial. Además, el análisis del laboratorio por tamaños de fragmentos y difracción de rayos x, muestra que cerca del 98% de sólidos (en peso) en el material del canal de lodo es de barita. Como la concentración de barita en el material del canal es mayor que en el lodo original, se confirma que el asentamiento de barita tiene lugar durante las pruebas.

Aparentemente el asentamiento de barita del lodo en la parte baja del espacio anular es más difícil de desplazar, la alta concentración de partículas lleva a incrementar la viscosidad y la densidad del lodo en esta parte. En un pozo, el asentamiento de recortes de perforación, también pueden contribuir al desplazamiento ineficiente del lodo en la parte baja del espacio anular.

El asentamiento también forma un canal de barita en la parte baja del interior de la T.R. En un pozo, esto es indeseable debido a la pérdida de la potencia que hay delante del tapón limpiador de cementación, además, este canal puede contaminar al cemento antes de desplazar el tapón limpiador superior.



$$\text{CENTRADO (STANDOFF)} = \frac{C}{A - B}$$

$$\text{EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO} = \frac{\text{AREA CEMENTADA}}{\text{AREA ANULAR}}$$

FIGURA II.3a CENTRADO DE T.R. Y EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO.

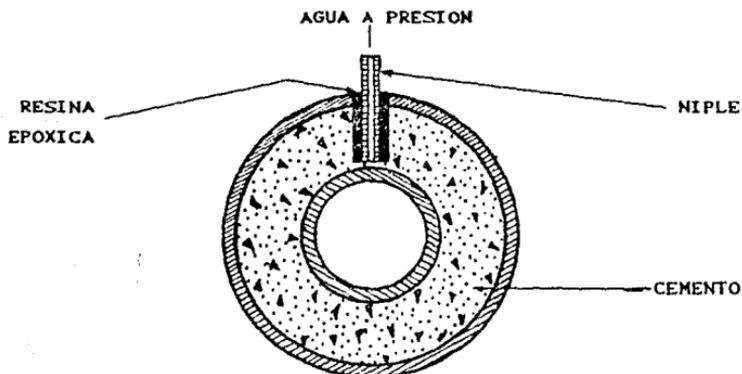


FIGURA II.3b PRUEBA DE ADHERENCIA HIDRAULICA.

La propiedad del fluido de perforación para suspender barita bajo condiciones estáticas, está generalmente asociada con la gelatinosidad del lodo. Para los lodos empleados, las pruebas pilotos indican que la barita será suspendida bajo condiciones estáticas, si la gelatinosidad a 10 minutos y a 72 °F es de 3 lb/100 pies² o mayor. En la mayoría de las pruebas la gelatinosidad es de 4 minutos o menor, cuando se prueba a 72 °F. Esto indica que en algunas pruebas la barita se asienta durante uno o ambos periodos de circulación de lodo de una hora.

Más evidencia del efecto de la gelatinosidad es dado por la prueba 20; en ésta, el período estático de 24 horas, fue deliberadamente omitido. Es decir, el lodo se circula continuamente a través del equipo de prueba. Sin embargo, un canal residual de lodo permanece en la parte inferior del espacio anular cementado.

La barita en esta prueba debe de haberse asentado durante las dos horas que el lodo fue circulado. A pesar de la importancia de este problema en los pozos altamente desviados y horizontales; en la literatura no existe una investigación completa sobre la propiedad del fluido de perforación para evitar el asentamiento de barita en un espacio anular altamente desviado u horizontal durante la circulación del lodo a temperaturas elevadas.

II.1.2 FORMACION DE AGUA LIBRE EN LA PARTE SUPERIOR DE DRENE (ESPACIO ANULAR).

De acuerdo a las pruebas llevadas a cabo anteriormente (II.1.1), también se observa la formación de canales de agua en la parte superior del espacio anular, en las pruebas de tipo impermeable. El tamaño de los canales es mayor en las pruebas de mayor desviación, estos canales se originan

probablemente por la pérdida de agua de la lechada de cemento o bien por un exceso de agua en la misma.

Los canales de agua no se presentan en muchas de las pruebas impermeables, esto se debe a las pequeñas variaciones en la densidad de la lechada, pulverización del cemento o la concentración de aditivo. La ausencia de los canales de agua en varias de las pruebas desviadas indican que este problema se puede controlar con un diseño y mezclado apropiado de la lechada.

II.2 POSIBLES SOLUCIONES.

Una vez conocidos los principales problemas presentados durante la cementación de pozos altamente desviados y horizontales, es indispensable buscar las posibles soluciones para prevenir dichos problemas.

Para ésto es necesario recurrir a una gran cantidad de pruebas de laboratorio, que deben simular la cementación del pozo. Los resultados muestran diversos efectos favorables para la solución de los problemas antes mencionados.

II.2.1 SOLUCION AL PROBLEMA DE CANALES RESIDUALES DE LODO.

Para dar soluciones preventivas al problema de canalización de lodo, es esencial recurrir al equipo y procedimiento mencionados previamente (II.1.1). Esto permite determinar una serie de factores convenientes para el control de la canalización. Los factores son: Los efectos de la variación del punto de cedencia, lavadores, centradores, movimiento de tubería y limpiadores de pared, surfactantes-volumenes espaciadores, gastos de flujo y relación T.R.-agujero.

II.2.1.1 VARIACION DEL PUNTO DE CEDENCIA.

Una serie de pruebas de laboratorio de punto de cedencia del lodo, permiten determinar el efecto que tiene la reología del lodo de perforación, en la eficiencia de desplazamiento en un espacio anular impermeable, cuando se desplaza sólo con cemento.

Los resultados de estas pruebas se muestran en la tabla II.3., de acuerdo al incremento del punto de cedencia a una desviación de 60° y 85° de la vertical.

Diez de estas pruebas son realizadas a una desviación de 85°. En las primeras siete pruebas, se presenta un canal continuo de sólidos a lo largo de la parte baja del espacio anular. Sin embargo, cuando el punto de cedencia del lodo es lo suficientemente alto, el canal ya no aparece. Este fenómeno ocurre en las pruebas 8, 9 y 10, donde el punto de cedencia es mayor o igual a 28 lb/100 pies², a una temperatura de 72°F.

La misma tendencia se observa en las cinco pruebas realizadas a una desviación de 60° de la vertical. En la prueba 11, se forma un canal continuo en la parte baja. Nuevamente como el punto de cedencia se incrementa lo suficiente (pruebas 13-15), este canal ya no aparece.

El valor mínimo de punto de cedencia para prevenir este canal a 60° de desviación es alrededor de 20 lb/100 pies² a 72 °F. Los resultados de estas pruebas han llevado a dos conclusiones importantes. La primera es que existe un valor de punto de cedencia abajo del cual ocurrirá la formación de un canal de sólido. La segunda, indica que el valor requerido de punto de cedencia para prevenir la formación de este canal decrece, cuando se reduce el ángulo de desviación. Los valores de punto de cedencia, arriba del valor mínimo, son mostrados en la tabla II.4.

TABLA II.3 VARIACION DEL PUNTO DE CEDENCIA BAJO CONDICIONES DESVIADAS.

PRUEBA N ^o	ANGULO DE DESVIACION [GRADOS]	CEMENTO DE 16.8 lb/gal ^A A 80 °F.			FLUIDO DE PERF. ^B A 72 °F.		EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO ^C [%]		
		VOLUMEN	PV	YP	PV	YP	D	T	B
		[B1]	[CP]	[lb/100 Ft ²]	[CP]	[lb/100 PIES ²]			
1	85	10	18	30	34	4	65	96	23
2	85	10	20	30	31	6	51	92	14
3	85	10	15	29	31	9	80	92	50
4	85	20	32	22	63	17	92	100	79
5	85	20	25	27	83	23	86	100	58
6	85	10	19	31	65	23	80	92	59
7	85	10	14	29	72	25	84	96	67
8	85	20	35	33	85	28	99	97	99
9	85	20	27	34	104	36	100	100	100
10	85	10	20	28	78	47	99	98	100
11	60	20	25	31	73	15	83	94	70
12	60	20	63	37	47	17	95	100	90
13	60	20	18	37	61	20	100	100	99
14	60	20	55	42	48	24	99	100	97
15	60	20	22	30	62	29	100	100	100

A GASTO DE DESPLAZAMIENTO, 4 BPM.

B LODO BASE AGUA, 12 lb/gal.

C REPORTADO COMO:

TOTAL (D)

DE LA CIMA A LA PARTE MEDIA (T)

DEL FONDO A LA PARTE MEDIA (B)

Tabla II.4 Angulo de desviación contra punto de cedencia

<u>Angulo [Grados]</u>	<u>Punto de cedencia [lb/100 Ft²]</u>
45	15
60	20
85	28
90	30

Dichos valores prevendrán el asentamiento de los sólidos de fluidos de perforación, recortes y/o materiales pesados durante el bombeo del lodo, particularmente en régimen de flujo laminar. Estos valores pertenecen a ambos sistemas de lodo, base agua y base aceite. Sin asentamiento de sólidos forma un canal, éste será extremadamente difícil de remover.

II.2.1.2 EFECTO DE LAVADORES.

Una serie de pruebas de laboratorio de fluidos lavadores, permiten determinar el efecto de estos ya sean ligeros o viscosos, que tienen sobre la eficiencia de desplazamiento del fluido de perforación, en un agujero desviado a 80° de la vertical. El volumen del lavador, también se investiga con estas pruebas. La investigación se realiza, bajo ambas condiciones de formación, permeable e impermeable. La primer área de investigación involucrada permite determinar, si los lavadores remueven el canal de sólidos que se forma cuando se utiliza un diseño de lodo, tal que el asentamiento ocurra durante los períodos de circulación, bajo condiciones impermeables. Las pruebas 16, 23, y 24 no emplean lavadores, las pruebas 17, 19 emplean agua, las pruebas 20 y 21 utilizan un lavador químico viscoso (A), y la prueba 22 emplea un lavador químico poco viscoso (B).

Los resultados obtenidos y listados en la tabla II.5, indican que ni el fluido lavador viscoso (A), ni los fluidos lavadores poco viscosos (agua y B), fueron capaces de remover completamente el canal de sólidos. Sin embargo, los resultados de la prueba 19 indican, que cuando se emplea un lodo en el cual hay posibilidades de asentamiento, el bombeo de una gran cantidad de lavadores de baja viscosidad, incrementan el porcentaje del lodo removido.

TABLA II.5 EFECTO DE LOS FLUIDOS LAVADORES SOBRE EL DESPLAZAMIENTO DE UN LODO QUE ORIGINA ASENTAMIENTO DE SOLIDOS BAJO CONDICIONES IMPERMEABLES Y DESVIADAS A 80°.

PRUEBA N°	CEMENTO DE 16.8 lb/gal ^A A 180 °F.			FLUIDO LAVADOR	FLUIDO DE PERF. ^B A 72 °F.			EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO ^C [%]			
	VOLUMEN	PV	YP		TIPO	VOLUMEN	PV	YP	O	T	B
	[BI]	[CP]	[lb/100 Ft. ²]			[BI]	[CP]	[lb/100 pies ²]			
16	20	32	29	--	--	30	4	74	59	87	
17	20	31	34	AGUA	10	34	3	78	99	36	
18	20	28	14	AGUA	10	45	9	84	97	69	
19	20	25	34	AGUA	40	48	18	77	57	94	
20	20	27	56	A ^D	10	50	21	76	93	34	
21	20	29	31	A ^D	40	43	4	71	54	66	
22	20	23	29	B ^E	40	31	12	77	83	74	
23	20	26	30	--	--	50	15	73	91	25	
24	20	24	31	--	--	51	8	91	99	83	

A GASTO DE DESPLAZAMIENTO, 4 BPM.

B LODO BASE AGUA, 12 lb/gal.

C REPORTADO COMO:

TOTAL (O)

DE LA CIMA A LA PARTE MEDIA (T)

DEL FONDO A LA PARTE MEDIA (B)

D ESPACIADOR VISCOSO, BASE AGUA.

E LODO BASE AGUA, ESPACIADOR VISCOSO EN FLUJO TURBULENTO.

La segunda área de investigación involucrada, determina, si los lavadores pueden o no, mejorar la eficiencia de desplazamiento de un lodo de perforación no asentable, bajo condiciones permeables. Un total de cinco pruebas son analizadas, la prueba 25 no utiliza lavador las pruebas 26 y 27 emplean agua, las pruebas 28 y 29 emplean un lavador viscoso (A).

Los resultados observados en la tabla II.6., indican valores similares a los logrados cuando se bombea un lodo asentable. Ninguno de los lavadores son capaces de incrementar la eficiencia de desplazamiento arriba del alcanzado, sin lavadores, sin embargo, en este caso los problemas encontrados fueron debido a la formación de enjarre, en lugar de asentamiento de sólidos.

II.2.1.3 EFECTO DE CENTRADORES.

El centrado de la T.R. es más difícil de llevar a cabo cuando tenemos un alto grado de desviación y aún más crítica, en un pozo horizontal, debido al incremento de la carga en los centradores.

Una serie de pruebas de laboratorio a una desviación de 80° de la vertical y bajo condiciones impermeables, permiten estudiar el efecto que tienen los centradores convencionales en la eficiencia de desplazamiento. Para estas pruebas, la reología del lodo es diseñada de tal manera que se debe formar un canal de sólidos en la parte baja del espacio anular, el cemento en estas pruebas, es precedido de un lavador. En la prueba 30 se coloca un centrador en la parte media de la tubería, en la prueba 31, se colocan centradores a $1/3$ y $2/3$ de la tubería; en las pruebas 32, 33 y 34 se coloca un centrador a $1/3$ de la parte inferior hacia la parte superior de la T.R., de los resultados de estas pruebas

**TABLA II.6 EFECTO DE LOS FLUIDOS LAVADORES EN EL DESPLAZAMIENTO
 DE UN LODO QUE NO ORIGINA ASENTAMIENTO DE SOLIDOS
 BAJO CONDICIONES PERMEABLES Y DESVIACION DE 80°.**

PRUEBA [N°]	CEMENTO DE 16.8 lb/gal. ^A A 180 °F.			TIPO	FLUIDO LAVADOR			FLUIDO DE PERF. ^B A 72 °F.			EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO ^C [%]
	VOLUMEN	PV	YP		VOLUMEN			PV	YP		
	[B1]	[CP]	[lb/100 Ft ²]		[B1]	[CP]	[lb/100 Ft ²]	[CP]	[lb/100 Ft ²]		
25	30	74	12	--	--	61	30	82			
26	30	44	41	GUA	10	66	34	67			
27	30	50	39	AGUA	40	74	39	78			
28	30	51	64	A ^C	10	67	36	80			
29	30	55	61	A ^C	40	72	34	68			

A GASTO DE DESPLAZAMIENTO, 4 BPM.

B LODO BASE AGUA, 12 lb/gal.

C LODO BASE AGUA, ESPACIADOR VISCOZO.

(Tabla II.7.), se puede ver que la eficiencia de desplazamiento en la parte inferior es mayor, en estas pruebas que en las mencionadas anteriormente, en las cuales, se tienen condiciones similares de lodo y no se utilizan centradores.

En los segmentos analizados individualmente para cada prueba, se determina que los centradores contribuyen muy poco en el proceso de remoción del lodo. En todos los casos, la remoción del lodo se mejora en los extremos de los centradores.

Las Figuras II.4a y II.4b, muestran gráficamente estas tendencias. Los arcos de los centradores perturban el patrón de flujo y en este punto se logra la mejor remoción del lodo. Por lo tanto, para secciones horizontales, las tuberías no son totalmente centradas, resultando un desplazamiento parcial de lodo. El centrado de la T.R., es aún más crítica con carga en los centradores (lechada de cemento en la T.R.). Así, el centrado de la T.R. se incrementa, cuando la lechada de cemento más pesada que el lodo está fluyendo dentro de la T.R. y retornando por el espacio anular.

Por otro lado, el centrado de la T.R. disminuye por la reducción de la densidad diferencial entre cemento, espaciador, lodo de perforación y por el uso de desplazante ligero. Entonces, es deseable para el centrado de la T.R. utilizar fluido desplazante, teniendo cuidado de mantener el control del pozo. Sin embargo, empleando fluidos de densidades decrecientes puede ser perjudicial para el desplazamiento del lodo en la parte superior del espacio anular, donde la desviación del pozo sea por debajo de 90° . En consecuencia, es mejor el uso de densidades iguales para lodo, espaciador, cemento y si es posible, bajar la densidad del fluido desplazante.

TABLA II.7 EFECTO DE CENTRADORES CONVENCIONALES EN EL
DESPLAZAMIENTO DE UN LODO ASENTABLE BAJO
CONDICIONES DESVIADAS A 80°.

PRUEBA N ^o	CEMENTO DE 16.8 lb/gal ^A A 180 °F.			ESPACIADOR TIPO	FLUIDO DE PERF. ^B A 72 °F.			EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO ^C [%]		
	VOLUMEN	PV	YP		VOLUMEN	PV	YP	O	T	B
	[bi]	[CP]	[lb/100 PIES ²]		[bi]	[CP]	[lb/100 Ft ²]			
30	20	23	30	AGUA	10	54	30	92	82	97
31	20	32	28	AGUA	10	45	34	97	67	91
32	20	22	24	AGUA	10	54	39	96	78	94
33	20	63	37	AGUA	40	44	36	93	80	86
34	20	53	58	B ^D	5/10/5 ^E	44	34	96	68	98

A GASTO DE DESPLAZAMIENTO, 4 BPM.

B LODO BASE AGUA, 12 lb/bi.

C REPORTADO COMO:

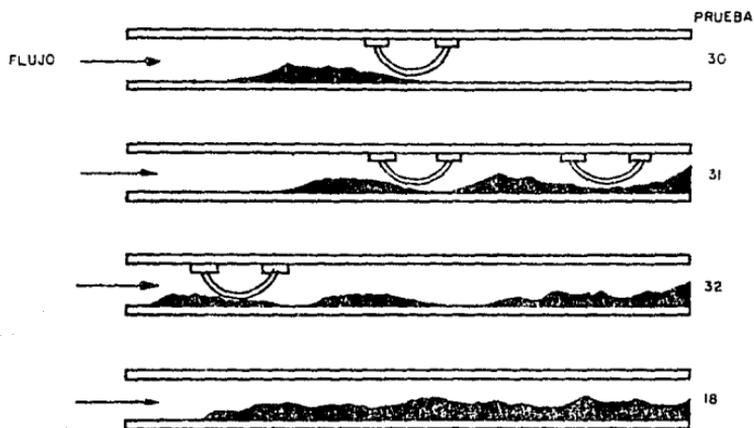
TOTAL (O)

DE LA CIMA A LA PARTI MEDIA (T)

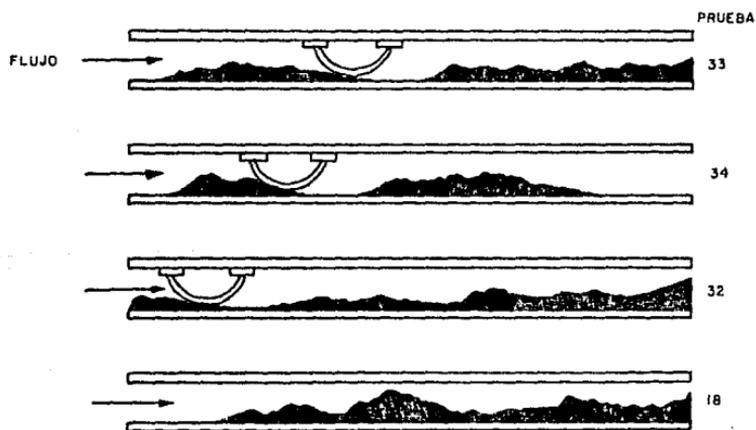
DEL FONDO A LA PARTI MEDIA (B)

D LODO BASE AGUA, ESPACIADOR VISCOSO EN FLUJO TURBULENTO.

E 5 BI DE AGUA / 10 BI DE B / 5 BI DE AGUA.



(a)



(b)

FIGURA II.4 EFECTO DE CENTRADORES EN PRUEBAS DE POZOS DESVIADOS.

Una vez que las fuerzas hidrostáticas ya no contribuyen en el proceso de desplazamiento en la sección horizontal, el lodo gelificado en la parte estrecha del espacio anular, es más difícil de desplazar. Un valor mínimo de centrado de la T.R. de 60% es recomendable, pero es mucho más preferible un valor mínimo de 70%. De acuerdo a los resultados de las pruebas de laboratorio mostrados en la tabla II.11, se confirma que en valores abajo del 60 % de centrado, se observa contaminación del cemento y canalización de lodo.

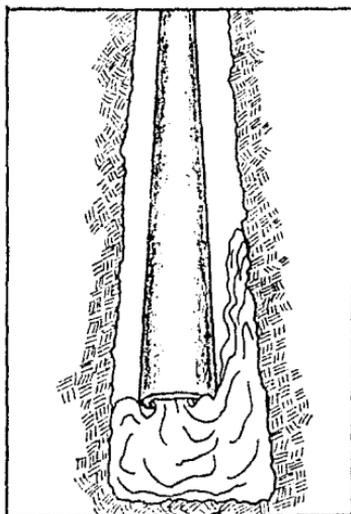
Los centradores mejoran el centrado de la tubería, igualando así la distribución de fuerzas ejercidas por la lechada de cemento en el flujo superior del espacio anular; de otro modo, tenderá a seguir la trayectoria de menor resistencia, localizada en la parte más amplia del espacio anular (Figura. II.5).

II.2.1.4 EFECTO DE MOVIMIENTO DE TUBERIA Y LIMPIADORES DE PARED.

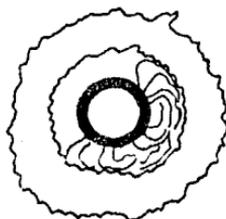
El movimiento de tubería, ya sea recíprocante o de rotación, es una mejor fuerza de conducción para remover el lodo. El movimiento de tubería ayuda a romper las concentraciones de lodo gelificado y separa los recortes que se pueden acumular en esas concentraciones.

Los limpiadores de cable para pared colocados en la T.R., ayudan a los efectos de movimientos de tubería a remover, aún más, el lodo.

Pruebas de laboratorio de movimiento de tubería y limpiadores se llevaron a cabo a una desviación de 80° de la vertical. En estas pruebas se utilizan dos tipos de formación, "permeable e impermeable" y tiene dos objetivos:



TUBERIA CENTRADA.



SECCION TRANSVERSAL DEL AGUJERO.

FIGURA II.5 TUBERIA CENTRADA.

1. Determinar si el movimiento recíprocante y/o de rotación de la tubería bajo condiciones impermeables, incrementan la remoción del canal de sólidos, formado cuando se circula un lodo de perforación que origina el asentamiento de sólidos.
2. Determinar, bajo condiciones permeables, el efecto que tiene el movimiento de la tubería, con o sin raspadores de pared colocados en la T.R., en la remoción del enjarre formado, que se genera cuando se emplea lodo que no origina asentamiento de sólidos.

En todos los casos, el movimiento de tubería comienza al iniciar el segundo período de circulación del lodo y continúa hasta que el cemento desplaza totalmente al fluido de perforación. Cuatro pruebas permiten determinar la efectividad del movimiento de tubería en la remoción del canal de sólidos, de un lodo que se asienta en la parte inferior del espacio anular impermeable.

En la prueba 35 no se emplea movimiento de tubería, en la prueba 36 se rota a 40 rpm., durante la prueba 37 se da movimiento recíprocante a la tubería a 10 ciclos/minuto, con una carrera de 20 pg., (lo cual crea velocidades lineales de la tubería, típica del movimiento recíprocante durante la operación de cementación). En la prueba 38 la tubería se giró y se movió recíprocamente. Un volumen lavador de agua de 10 bl., se emplea en cada una de estas pruebas, los resultados mostrados en la tabla II.8, indican que el movimiento de la tubería ayuda a mejorar la remoción del lodo en estas pruebas. Sin embargo, no se observa una diferencia significativa entre la rotación y el movimiento recíprocante, ya sea individualmente o en combinación.

TABLA 11.8 EFECTO DEL MOVIMIENTO DE TUBERIA EN EL DESPLAZAMIENTO DE UN LODO QUE ORIGINA ASIENTAMIENTO DE SOLIDOS BAJO CONDICIONES DE DESVIACION DE 80°.

PRUEBA N°	TIPO DE MOVIMIENTO	CEMENTO DE 16.8 lb/gal ^a A 189 °F.			FLUIDO DE PERF. ^b A 72 °F.			EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO (%)		
		VOLUMEN [Gal]	PV [CP]	YP [lb/100 ft ²]	ESPACIADOR VOLUMEN [CP]	PV [CP]	YP [lb/100 ft ²]	O	T	B
35	MINGUINO	38	48	32	AGUA 10	44	29	89	99	81
36	ROTACION	38	68	15	AGUA 10	43	8	96	93	100
37	RECIPROC.	38	48	14	AGUA 10	33	9	97	98	99
38	REC. Y ROT.	38	52	28	AGUA 10	46	11	99	99	100

A GASTO DE DESPLAZAMIENTO, 4 BPM.

B LODO BASE AGUA, 12 lb/gal.

C REPORTADO COMO:

TOTAL (O)

DE LA CIMA A LA PARTE MEDIA (T)

DEL FONDO A LA PARTE MEDIA (B)

**TABLA II.9 EFECTO DEL MOVIMIENTO DE TUBERIA EN EL DESPLAZAMIENTO
 DE UN LODO QUE NO ORIGINA ASENTAMIENTO DE SOLIDOS
 BAJO CONDICIONES PERMEABLES Y DESVIACION DE 80°.**

PRUEBA N°	TIPO DE MOVIMIENTO	CEMENTO DE 16.8 lb/gal ^A A 180 °F.			FLUIDO DE PERF. ^B A 72 °F.			EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO ^C [X]			
		VOLUMEN	PV	YP	ESPACIADOR	PV	YP	O	T	B	
		[B1]	[CP]	[lb/100 Ft ²]	TIPO	[B1]	[CP]				[lb/100 Ft ²]
39	NINGUNO	30	50	55	AGUA	20	76	38	77	67	63
40	ROTACION	30	55	22	AGUA	20	63	29	83	70	72
41	RECIPROC.	30	47	56	AGUA	20	64	29	74	81	43
42	REC. Y ROT.	30	59	40	AGUA	20	68	34	84	75	80
43	REC. LIMPIAD.	30	62	46	AGUA	20	77	41	85	69	86
44	ROT. LIMPIAD.	30	44	41	AGUA	20	69	32	88	67	98
45	REC. ROT. Y LIMP.	30	60	48	AGUA	20	75	35	97	92	99

A GASTO DE DESPLAZAMIENTO, 4 BPM.

B LODO BASE AGUA, 12 lb/gal.

C REPORTADO COMO:

TOTAL (O)

DE LA CIMA A LA PARTE MEDIA (T)

DEL FONDO A LA PARTE MEDIA (B)

Una comparación de las pruebas 1, 2 y 3 de la tabla II.3 contra las pruebas 36, 37 y 38 de la tabla II.8 demuestran los efectos del movimiento de tubería. En la tabla II.3, se observan las eficiencias de desplazamiento en el fondo del espacio anular de 23, 14 y 50% a un ángulo de desviación de 85° sin emplear movimiento de tubería. Estos valores son comparados con los de la tabla II.8, donde se obtuvieron eficiencias de desplazamiento de 100, 99 y 100% (pruebas 36, 37 y 38) a una desviación de 80°, para lodos de perforación con puntos de cedencia comparables. Tomando en consideración el posible efecto de la pequeña diferencia en el ángulo de desviación y el punto de cedencia, hay sin embargo evidencia en creer que el movimiento de tubería, es un factor en la diferencia de la eficiencia de desplazamiento observada en estas pruebas.

Siete pruebas de laboratorio se analizan para determinar, si el movimiento de tubería, sólo o en combinación con un limpiador de cable para pared, aumenta la remoción del enjarre formado cuando se circula un lodo que no origina el asentamiento de sólidos, bajo condiciones permeables. Durante la prueba 39 no se emplea movimiento de tubería; en la prueba 40 la tubería se rota a 20 rpm.; la tubería en la prueba 41 es recíprocada a 10 ciclos/min.; en la prueba 42 la tubería es rotada y recíprocada simultáneamente; en las pruebas 43-45, se toman condiciones iguales de movimiento, que en las pruebas 40-42, excepto que en las primeras, se colocan limpiadores de cable para pared. Un volumen de 20 bl de agua se emplea en cada una de estas pruebas, los resultados son mostrados en la tabla II.9.

Las pruebas 39-42, indican que el sólo movimiento de tubería no incrementa significativamente la remoción del lodo, cuando se cementa a través de zonas permeables, sin embargo, un mejoramiento notable se observa cuando se utilizan limpiadores de cable para pared. Lo más importante en éstas

pruebas se observa en la prueba número 44, donde el lodo fue removido casi completamente en el área del limpiador (98%). Mientras que en una sección con un limpiador no mecánico, sólo se obtiene el 67% de remoción.

Si la T.R. es centrada correctamente, el movimiento de tubería puede llevarse a cabo, aún en pozos horizontales. Adicionalmente, si el sistema de lodo está estático, el movimiento de la tubería puede eliminar los canales de sólidos asentados.

II.2.1.5 EFECTOS DE SURFACTANTES Y VOLUMENES ESPACIADORES.

Para llevar a cabo un desplazamiento máximo de lodo y proporcionar una separación entre fluidos los espaciadores y lavadores son importantes, especialmente en pozos horizontales. Para un desplazamiento máximo, los espaciadores ligeros a flujo turbulento, ayudan a remover el lodo gelificado y los canales asentados, mejor que otros fluidos.

Cuando se utilizan lodos pesados base agua, los lavadores reactivos y espaciadores pueden ser utilizados para ayudar a controlar brotes de gas, problemas de pegadura de tubería y pérdida de circulación. Cuando se consideran espaciadores y lavadores, para lodos base aceite, deben considerarse otros parámetros:

- a) La compatibilidad es esencial para un buen desplazamiento. Sin considerar un régimen de flujo, el máximo volumen de lodo es removido cuando la compatibilidad entre la interfase fluido de perforación-espaciador-cemento se lleva a cabo.

- b) Los surfactantes proporcionan compatibilidad y una superficie mojada. A fin de proporcionar adherencia del cemento a la tubería y a la superficie de la formación, éstas deberán estar limpias de aceite.

• Diseño del espaciador.

Los lodos de emulsión inversa y base aceite inherentemente poseen dos características, las cuales determinan el éxito de la cementación.

1. Estos fluidos se diseñan de tal forma que ocurra una mínima pérdida de fluido donde haya permeabilidad. Esto crea características para una mejor remoción de lodo, esto es, la no deshidratación en el espacio anular o la formación de enjarre en la pared del agujero.
2. La fase externa del fluido de perforación, permite la estabilidad del agujero y una excelente lubricación durante las operaciones de perforación. Sin embargo, cuando se consideran las operaciones de cementación, esta impregnación de aceite en el medio ocasiona que la lechada no se adhiera a la superficie con la que está en contacto.

Por lo tanto, la prueba se realiza para determinar los mejores sistemas a emplearse antes de la lechada, en un esfuerzo por crear en el medio una impregnación de agua necesaria para permitir la adhesión de cemento y así, el aislamiento de la zona requerida para obtener una buena terminación.

Para la remoción de lodos de emulsión inversa, se requieren tres condiciones cuando se diseñan sistemas de espaciadores. Estas incluyen:

1. Evaluación de fluidos base, para estos sistemas.
2. Selección del surfactante(s) óptimo(os) agregado(s) a los fluidos base, para llevar a cabo la impregnación del medio.
3. Determinación de los volúmenes y gastos de estos sistemas, para bombearse en el campo, a fin de obtener una máxima limpieza.

La primera está solucionada parcialmente, en la mayoría de los casos. Generalmente los programas de espaciadores, bajo estas condiciones, se llevan a cabo en dos etapas. La primera consiste, típicamente, de una mezcla de fluido base aceite utilizado como el fluido de perforación y un surfactante removedor de emulsión. Esto genera una circunstancia donde no existen problemas de compatibilidad entre espaciador y lodo, permitiendo que la mayor parte de lodo sea removido del espacio anular. La segunda etapa, utiliza una mezcla de agua dulce y un surfactante, para la remoción final de la película de aceite de la superficie de la tubería y la formación.

EFECTO DE SURFACTANTES.

En la tabla II.10 se muestran siete pruebas realizadas para evaluar la efectividad de los sistemas surfactantes, la secuencia del espaciador es de 10 barriles de base aceite, conteniendo 1% de surfactante A, seguido por 10 barriles de agua dulce, a la cual se le agrega 1.0% de surfactante B; el surfactante A es un sistema aniónico soluble al aceite, mientras que el surfactante B es un surfactante aniónico soluble al agua.

La tabla II.11, muestra los resultados de las pruebas mencionadas. Los surfactantes empleados A y B (1-7), demuestran ser inadecuados, no obstante tener un valor de 93% o más de lodo removido en cada caso. En las pruebas 3 a 7 se observa una canalización de lodo y/o contaminación de cemento. Las pruebas 3, 4 y 5 demuestran no adhesión, las pruebas 6 y 7 aunque presentaron áreas de adhesión, también contienen zonas de canalización de lodo y/o contaminación de cemento.

VOLUMENES ESPACIADORES.

Para la realización de las pruebas 8-13, (Tabla II.10) se hicieron alteraciones a los volúmenes espaciadores y a los sistemas surfactantes, los cuales fueron:

- a) Incremento de las concentraciones de surfactantes.
- b) Incremento de los volúmenes espaciadores, con la condición de que el volumen de espaciador de agua, sea el doble que el del espaciador de aceite.
- c) Incremento en el uso de componentes múltiples, para el sistema surfactante de aceite.

Se investigaron dos sistemas de surfactantes alternados, dentro de esta serie de seis pruebas. El surfactante C consiste de un emulsificador de agua externa y el surfactante D, es un sistema solvente mutuo (misible de ambos, aceite y agua). Como se observa en la prueba 13, un volumen espaciador de 20 barriles de aceite y 40 barriles de agua, cada uno combinado con 1.0% de surfactante C, el emulsificador de agua externa, logra mejores resultados.

TABLA II.10 PARAMETROS DE PRUEBA.

PRUEBA N ^o	GASTO DE TAMANO		PROPIEDADES DE FLUIDO DE PERFORACION ¹ A 72 ^o F.						PROPIEDADES DE ESPACIADOR			PROPIEDADES DE LA LECHADA		
	BOMBEO ²	DE T. R.	DENSIDAD	PV	YP	GELATINOSIDAD		TIPO	VOLUMEN [BJ]	DENSIDAD [lb/gal]	DENSIDAD [lb/gal]	PV [CP]	YP [lb/100 PIES ²]	
	[SPW]	[FO]	[lb/gal]	[CP]	[lb/100 PIES ²]	10 SEC.	10 MIN							
1	2	5	13.2	63	49	20	20	ACEITE+1X A ³	10	6.6	15.8	29	107	
								H ₂ O+1X B ⁴	10	6.3				
2	2	7	13.2	67	60	25	25	ACEITE+1X A	10	6.6	15.8	35	49	
								H ₂ O+1X B	10	6.3				
3	2	5	13.2	69	54	23	26	ACEITE+1X A	10	6.6	15.8	27	40	
								H ₂ O+1X B	10	6.3				
4	2	7	13.2	59	52	23	27	ACEITE+1X A	10	6.6	15.8	25	35	
								H ₂ O+1X B	10	6.3				
5	7	5	12.6	63	100	47	53	ACEITE+1X A	10	6.6	15.8	30	34	
								H ₂ O+1X B	10	6.3				
6	7	7	12.6	76	08	36	41	ACEITE+1X A	10	6.6	15.8	29	45	
								H ₂ O+1X B	10	6.3				
7	7	7	13.0	64	62	27	32	ACEITE+1X A	10	6.6	15.8	23	41	
								H ₂ O+1X B	10	6.3				
8	2	5	13.1	63	53	24	25	ACEITE+1X C ⁵	5	6.6	15.8	15	46	
								H ₂ O+1X C	10	6.3				
9	2	5	13.1	62	61	26	31	ACEITE+1X C	10	6.6	15.8	10	76	
								H ₂ O+1X C	20	6.3				
10	7	7	13.0	65	59	27	32	ACEITE+10X D ⁶	20	6.9	15.8	30	100	
								H ₂ O+10X C	40	6.3				
11	2	5	13.0	64	59	26	29	ACEITE+10XC+10XD	20	7.0	15.8	26	66	
								H ₂ O+10X C	40	6.3				
12	2	5	13.0	65	62	26	62	ACEITE+10XC+10XD	20	7.0	15.8	NR ⁷	NR	
								H ₂ O+10X C	40	6.3				
13	7	7	13.0	64	63	26	32	ACEITE+1X C	20	6.6	15.8	21	65	
								H ₂ O+1X C	10	6.3				

- 1 Lodos base aceite y de emulsion inversa.
- 2 GASTO DE BOMBEO DE ESPACIADOR Y LECHADA.
- 3 SURFACTANTE ANIONICO SOLUBLE EN ACEITE.
- 4 SURFACTANTE ANIONICO SOLUBLE AL AGUA.
- 5 EMULSIFICADOR DE AGUA EXTERNA.
- 6 SOLVENTE MUTUO
- 7 NO REGISTRADO

La tendencia de un buen desplazamiento de lodo base aceite, queda completamente manifestada después de estudiar los resultados de la tabla II.11. Las eficiencias de desplazamientos de estas pruebas se encuentran en el rango de 93 a 100%. Sin embargo, en 10 de un total de 13 pruebas, el cemento se contamina y/o presenta una deficiente adherencia.

II.2.1.6 GASTOS.

En pruebas realizadas en laboratorio, se observa que altas eficiencias de desplazamiento, frecuentemente ocurren a los más altos gastos, sin considerar el régimen de flujo de la lechada de cemento, aunque a condiciones de flujo turbulento se obtienen mejores eficiencias de desplazamiento. Si éste no se logra alcanzar, el desplazamiento será mejor a los gastos más altos.

La colocación de una lechada menos densa, bajo condiciones de flujo turbulento, muestra en pruebas de laboratorio, mayores eficiencias de desplazamiento de lodo, que en una lechada más densa. Frecuentemente, el flujo turbulento no es una opción viable, debido a que las condiciones de agujero y formación, crean presiones por fricción que pueden exceder el gradiente de fractura de la formación y con ésto, la invasión del cemento hacia la misma durante el bombeo.

El gasto también es un factor importante en la adhesión del cemento. Las tablas II.10 y II.11 muestran los parámetros y resultados de las pruebas. Se puede observar que seis de estas, en las cuales hubo adhesión, cuatro fueron bombeadas a 7 BPM y dos de estas a 2 BPM. De las tablas, se observa que las pruebas 10 y 13 difieren gradualmente en composición de un surfactante, pero en ambas, se obtiene una buena adhesión a altos gastos de bombeo.

TABLA II.11 RESULTADOS DE LA PRUEBA HORIZONTAL.

PRUEBA	CENTRADO (STANDOF) [X]	EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO [X]	ADHESION HIDRAULICA [PSI]	OBSERVACIONES
1	100	100	967	NINGUNA
2	100	98	388	NINGUNA
3	57	98	0	SEVERA CONTAMINACION DEL CEMENTO, MODERADA CANALIZACION DE LODO.
4	32	93	0	SEVERA CONTAMINACION DEL CEMENTO, SEVERA CANALIZACION DE LODO.
5	49	98	0	LIGERA CONTAMINACION DEL CEMENTO, LIGERA CANALIZACION DE LODO.
6	84	98	1167	MODERADA CONTAMINACION DEL CEMENTO.
7	37	98	950	LIGERA CONTAMINACION DEL CEMENTO, MODERADA CANALIZACION DE LODO.
8	37	95	0	SEVERA CONTAMINACION DEL CEMENTO, SEVERA CANALIZACION DE LODO.
9	100	99	0	MODERADA CONTAMINACION DEL CEMENTO, LIGERA CANALIZACION DEL CEMENTO.
10	40	95	542	LIGERA CONTAMINACION DEL CEMENTO, SEVERA CANALIZACION DE LODO.
11	100	99	0	MODERADA CANALIZACION DEL LODO.
12	46	97	0	SEVERA CONTAMINACION DEL CEMENTO, SEVERA CANALIZACION DE LODO.
13	39	97	517	NINGUNA.

En el caso de emulsificador de agua externa de la prueba 13 (1.0% de surfactante C). El gasto de bombeo incrementa 7 BPM, generando una mejor emulsión durante el proceso de remoción de la película de aceite, que la de 2 BPM en las pruebas 11 y 12, donde se utiliza un 10% de surfactante C, el resultado es una impregnación total de agua en el medio, la cual permite una mayor adhesión del cemento en la zona de aislamiento.

II.2.1.7 RELACION T.R.-AGUJERO.

Los tamaños de agujero y tubería, influyen gradualmente en la eficiencia de desplazamiento. Los resultados de las pruebas de laboratorio ilustrados en las Figuras II.6 y II.7, muestran la ventaja de usar T.R. de 5 pg. Está generalmente reconocido en la industria que el rango de tamaños óptimos de espacio anular es de un mínimo de 3/4 de pg., bajo el cual, el centrado es difícil y las fuerzas de fricción pueden llegar a ser excesivamente críticas, limitando así, la velocidad anular, a un máximo de 1 1/2 pg., arriba del cual son necesarios altos gastos de flujo para crear una alta energía, debido a los volúmenes anulares involucrados. Estos criterios deben de ser alternados debido a que las fuerzas actúan sobre la T.R. forzándola hacia la parte baja del agujero.

La T.R. de 7 pg. en agujero de 8 1/2 pg., crea mayor energía anular en un gasto de bombeo equivalente que una T.R. de 5 pulgadas en un mismo tamaño de agujero. Sin embargo, en un centrado (standoff) menor de 60% como en los casos de las pruebas 8 y 10, es más probable que quede una capa de lodo en el fondo del espacio anular debido al menor espacio.

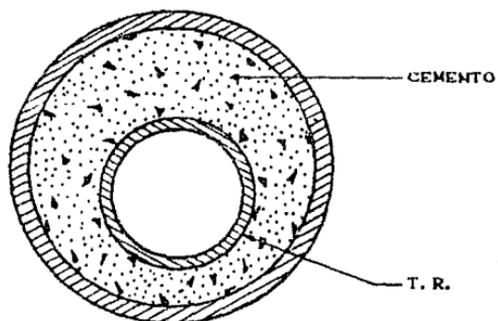


FIGURA II.6 CANAL DE LODO ELIMINADO CON T. R. DE DE 5 PG. CENTRADO (STANDOFF) 60%.

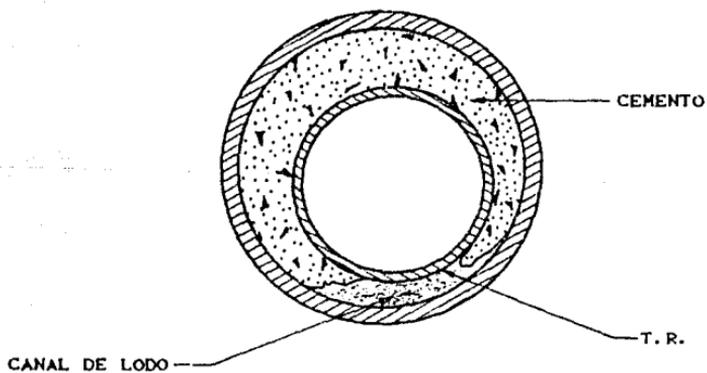


FIGURA II.7 FORMACION DE UN CANAL DE LODO CON T. R. DE 7 PG. CENTRADO (STANDOFF) 60%.

II.2.2 SOLUCION AL PROBLEMA DE AGUA LIBRE EN LA PARTE SUPERIOR DE DRENE (ESPACIO ANULAR).

Para contrarrestar el problema de formación de agua libre en la parte superior del espacio anular del pozo horizontal, se deberá diseñar adecuadamente la lechada, de tal manera, que sus propiedades no desarrollen agua libre, posean un bajo esfuerzo de cedencia y tengan un buen control de pérdida de fluido, considerando además ciertas propiedades mecánicas del cemento ya fraguado.

II.2.2.1 DISEÑO DE LA LECHADA.

El criterio más importante a ser tomado es mantener el contenido de agua libre de la lechada de cemento tan cerca como sea posible a cero. Esto deberá minimizar las concentraciones de agua a lo largo de la parte superior del espacio anular, estas concentraciones se originan por el agua que se libera de la lechada y el asentamiento de la estructura de la misma. Los pozos horizontales serán generalmente cementados con lechadas más ligeras que las usuales, excepto cuando se utilizan lodos de perforación de alta densidad. Para una colocación correcta del cemento en un espacio anular posiblemente con excentricidad, el esfuerzo de cedencia debe de ser tan bajo como sea posible.

Idealmente la mejor lechada para la colocación óptima, deberá de tener un esfuerzo de cedencia de cero, facilitando así, el flujo en restricciones anulares. Sin embargo éste valor es difícil de alcanzar.

La lechada de cemento no deberá desarrollar agua libre después de la colocación. Recientemente se han desarrollado los inhibidores de agua libre, que también actúan como dispersantes de cemento. El uso de éste agente químico,

permite diseñar lechadas de cemento más ligeras con un mismo esfuerzo de cedencia y el no desarrollo de agua libre. Este es alcanzado a través de la doble acción del aditivo. Las partículas de cemento se dispersan por medio de un proceso de absorción, originando una estructura pequeña dentro del agua intersticial, que previene el asentamiento del cemento dispersado.

Las bajas densidades y los bajos esfuerzos de cedencia de la lechada, generalmente terminan con un gran volumen de agua libre, asentamiento y bajas propiedades mecánicas cuando el cemento fragua. El uso de lechadas tixotrópicas podrán prevenir el desarrollo de agua libre. Sin embargo, éstas muestran parcialmente altos esfuerzos de cedencia. El problema de control de la pérdida de fluido para la cementación de pozos horizontales, no ha sido investigado a fondo pero el esfuerzo de cedencia de la lechada es extremadamente sensitivo a la relación agua-cemento.

Un buen control de pérdida de fluido es necesario para conservar un nivel bajo de punto de cedencia, desde el inicio hasta el final de la colocación de la lechada. No hay un valor API definido para la pérdida de fluido a condiciones horizontales. Sin embargo si se aplican las reglas empíricas de las sartas críticas, entonces éste valor será menor de 50 ml/min.

El control de la pérdida de fluido no se obtiene a expensas de otra propiedades de la lechada; por lo que debe ser usado un agente de pérdida de fluido no viscosificante. A la diferencia de los derivados celulíticos que pueden viscosificar excesivamente la lechada y los que inducen un excesivo desarrollo de agua libre; los agentes de pérdida de fluido, tienen la peculiaridad de ser floculantes a bajas concentraciones y dispersante a altas concentraciones. La concentración inicial depende de su peso molecular.

Así, se pueden usar a alta concentración, proveyendo simultáneamente a la lechada con un buen control de pérdida de fluido y bajo punto de cedencia para una fácil colocación dependiendo del tipo de cemento utilizado, el asentamiento también puede minimizarse como en el caso de los cementos con una gran superficie de distribución de las fases.

En cementos cuya características sea un área superficial, el uso combinado de un dispersante de cero agua libre y de un agente de pérdida de fluido, proporciona a la lechada propiedades óptimas. Otra alternativa para obtener un nivel muy bajo de pérdida de fluido, sin viscosidad y desarrollo de agua libre, es utilizar un agente de control de pérdida de fluido, pudiendo lograrse si es diseñado adecuadamente.

Cuando se diseñan lechadas para cementar pozos altamente desviados, el agua libre y el asentamiento se deben medir a un ángulo igual al máximo de desviación del pozo. Aunque hoy en día no hay normas API para ésta medición, el agua libre y el asentamiento depende más del ángulo de desviación. El agua libre se mide después de un período de tiempo dado, generalmente dos horas.

Sin embargo, en un cilindro totalmente horizontal el agua libre después de dos horas puede ser difícil de recolectar. En este caso al cemento se le permitirá asentarse antes de la medición de agua libre. Pero como el agua libre es consumida durante la hidratación del cemento a través de la contracción química, entonces el único medio para determinar el contenido de agua libre, es medir el cambio de volumen de masa de cemento.

• PROPIEDADES DEL CEMENTO.

Las propiedades mecánicas, del cemento, tales como: resistencia a la compresión y al corte, *módulo de Young*, relación de *Poisson* y otras, se consideran de segunda importancia con respecto a las de la lechada. La influencia de cemento en la mecánica del agujero cuando ocurren esfuerzos internos e hidráulicos o termales no han sido estudiados en detalle.

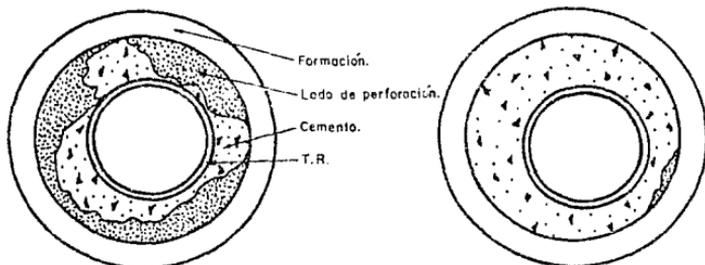
La resistencia a la compresión es una de las propiedades que influyen más en un pozo horizontal, que en uno vertical, debido a que el esfuerzo compresivo sobre el agujero horizontal es mayor. Otra propiedad importante es un alto módulo de *Young*, debido a que el agujero horizontal, tiende a cerrarse más fácilmente que un convencional. Entonces, para una densidad de lechada de cemento dada, se tratará de obtener la más alta resistencia compresiva posible; por otra parte, en lechadas de baja viscosidad los cementos espumosos o microsferos proporcionan estas resistencias.

Finalmente no se debe olvidar que el cemento debe adaptarse a las características de la formación, por ejemplo, deberán utilizarse sistemas especiales cuando se atraviezan zonas de gas o de sal. Estos sistemas serán diseñados para proporcionar también las otras propiedades requeridas, tales como: Adecuada densidad, bajo punto de cedencia y baja pérdida de fluido.

A continuación se presenta una guía básica para mejorar los resultados de la cementación en pozos con alto grado de desviación y horizontales.

GUIA BASICA PARA MEJORAR LOS RESULTADOS DE CEMENTACION

1)

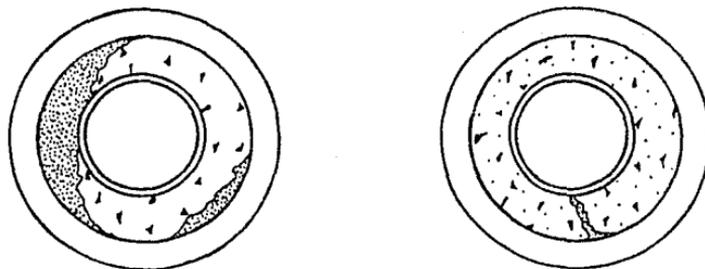


EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO
DE 50% LODO NO ACONDICIONADO.

EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO
DE 95% LODO NO ACONDICIONADO.

Se debe acondicionar el lodo de perforación para romper la estructura del gel, reduciendo su viscosidad, mejorando su movilidad

2)

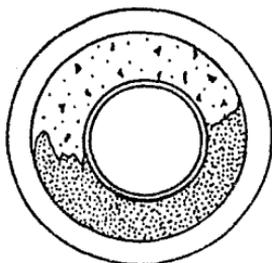


EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO
DE 65% LODO NO ACONDICIONADO.

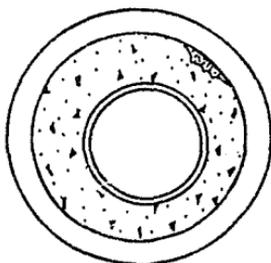
EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO
DE 97% LODO NO ACONDICIONADO.

El empleo de movimiento de tubería ayuda al lodo inmóvil o gelificado.

3)



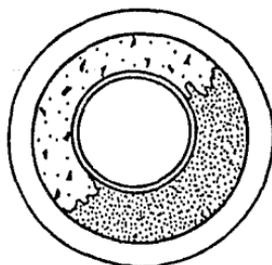
EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO
DE 44% (STANDOFF DE 17%).



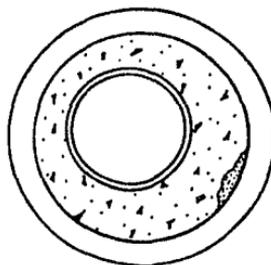
EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO
DE 97% (STANDOFF DE 72%).

El centrado (Standoff) de tubería elimina el lodo, de ese modo las fuerzas se igualan alrededor de la T.R., y durante el flujo del cemento en el espacio anular.

4)



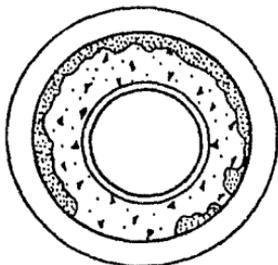
EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO
DE 50% (1 BPH).



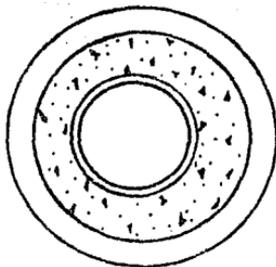
EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO
DE 98% (7 BPH).

El máximo gasto de bombeo, logra una mayor eficiencia de desplazamiento.

5)



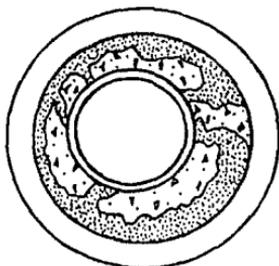
EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO
DE 54% (SIN ESPACIADOR).



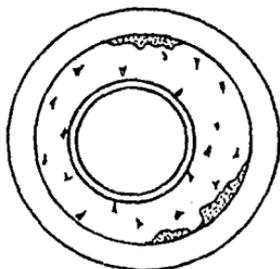
EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO
DE 100% (CON ESPACIADOR).

Usar lavadores y espaciadores para aislar fluidos diferentes y ayuda a prevenir problemas de contaminación. Además, los lavadores y espaciadores proporcionan otras propiedades para incrementar la eficiencia de desplazamiento y la adherencia del cemento.

6)



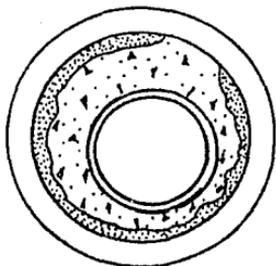
EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO
DE 82% (ESPACIADOR AGUA,
VOLUMEN 10 BIS)



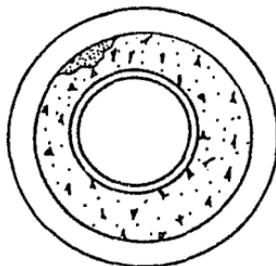
EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO
DE 82% (ESPACIADOR AGUA,
VOLUMEN 10 BIS)

El volumen de fluido (espaciador) debe permitir un tiempo de contacto razonable, para aumentar la eficiencia del fluido.

7)



EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO
DE 57X (SIN RASPADORES).



EFICIENCIA DE DESPLAZAMIENTO
DE 98X (C/LIMPIADORES DE PARED).

Los raspadores mecánicos y los limpiadores de pared maximizan la efectividad del movimiento de la tubería por el raspado de enjarre del fluido de perforación.

CAPITULO III

DISPAROS

La operación de disparar se considera muy importante dentro de todas las actividades involucradas en la terminación de pozos con tubería de revestimiento. El objetivo de los disparos es maximizar la productividad del pozo, así como minimizar el deterioro de flujo de éste, ya sea debido al daño causado por la perforación o al proceso mismo del disparo. Por lo tanto, es de gran importancia conocer las técnicas de disparo, puesto que la productividad y rendimiento del pozo son función de la adoptada para terminación.

Un análisis de las técnicas existentes, empleadas en pozos verticales, determinará si es posible utilizar algunas de éstas en pozos horizontales por lo tanto, a continuación se presenta un resumen de dichas técnicas.

III.1 TECNICAS DE DISPARO EN POZOS VERTICALES.

Básicamente se pueden clasificar en:

- Técnicas de disparo bajo condiciones de presión diferencial negativa (underbalanced).
- Técnicas de disparo bajo condiciones de presión diferencial positiva (overbalanced).

III.1.1 TECNICAS DE DISPARO BAJO CONDICIONES DE PRESION DIFERENCIAL NEGATIVA.

Esta técnica consiste en disparar las pistolas con una presión en el interior del pozo, menor que la presión de formación. Esto conduce, en la mayoría de los casos, a tener las siguientes ventajas:

- a) Asegura una máxima densidad efectiva de disparos.
- b) Mayor flujo de la formación al pozo.
- c) Facilita el movimiento de fluidos al pozo, limpiando los agujeros hechos por el disparo y evita poner en contacto a la formación productora con fluidos extraños que pudieran dañarla.

III.1.1.1 PISTOLAS BAJADAS CON CABLE A TRAVES DE TUBERIA DE PRODUCCION.

Los disparos a través de la tubería de producción fué la primer técnica para disparar en condiciones de presión diferencial negativa y es comunmente la que más se utiliza. Como se muestra en la Figura III.1, la técnica emplea pistolas de diámetro pequeño, para poder pasar a través de los tamaños normales de tubería de producción y disparar en diámetros grandes de tuberías de revestimiento.

Se requiere para ello de un equipo de control de presión en la superficie para bajar y sacar herramientas del pozo, ya que de este modo se puede manejar la presión comunmente asociada a los disparos en condiciones de presión diferencial negativa. Los sellos del equipo se mantienen alrededor de la línea todo el tiempo. La altura del intervalo limita la longitud del ensamble de la pistola que se corre en el pozo.

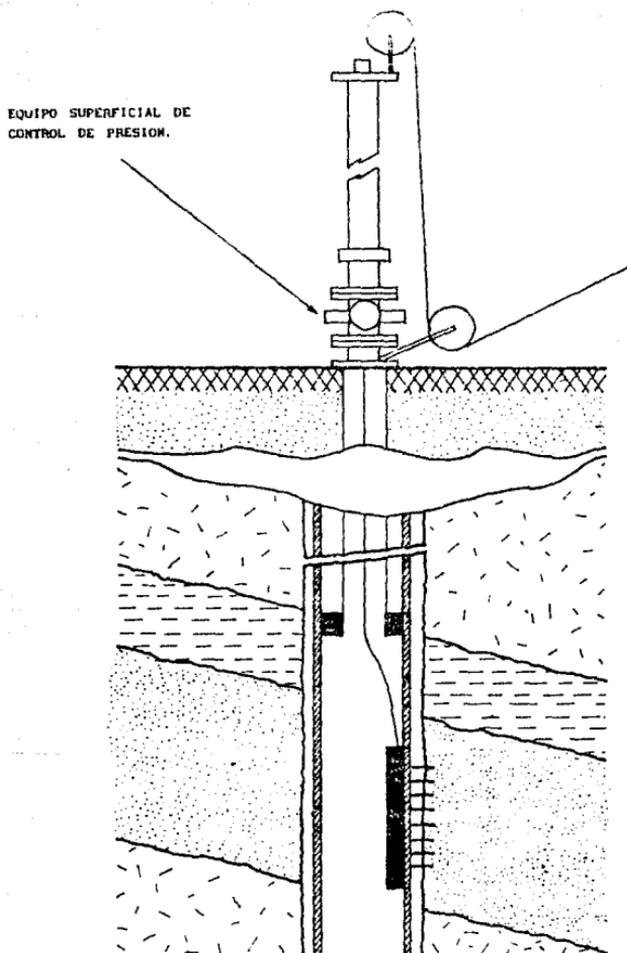


FIGURA III.1 PISTOLA BAJADA CON CABLE A TRAVES DE T.P.

La presión diferencial negativa se obtiene por el ajuste de la presión en el fondo del agujero, ejercida por la columna del fluido en la tubería de producción y T.R. La pistola se corre y se dispara. Los fluidos del yacimiento fluyen hacia la tubería de producción y a la superficie (dependiendo de la presión de yacimiento). Una vez que la pistola es utilizada, se recupera.

La técnica se recomienda más para disparar en intervalos pequeños (20-50 pies), donde se requiere ajustar sólo una vez la presión diferencial y se corre solamente una pistola. Para intervalos mayores será necesario correr más de una pistola y establecer una presión diferencial negativa apropiada, después de haber corrido la primera.

Sin embargo, algunas veces bajar al pozo no es factible debido a la baja presión de los fluidos producidos. Cuando ésto sucede la presión se equilibra, lo cual no asegura la limpieza de los disparos, por lo que no es recomendable. Es factible disparar aquellos intervalos de menor permeabilidad y enseguida los de mayor, ésto para asegurar la limpieza de los disparos.

TIPOS DE PISTOLAS.

Son de tres tipos:

- Recuperables.
- Semi-expandibles.
- Totalmente expandibles.

El rango común de diámetros de éstas pistolas es de 1 3/8 a 2 7/8 de pg., ajustándose a los diámetros normales de tubería de producción. Las características y eficiencia varían con el tipo de pistola. Las pistolas recuperables comunmente utilizadas, ofrecen mayor rango de presión-temperatura, son resistentes, generan menos desechos y no producen deformación en la T.R.

VENTAJAS Y DESVENTAJAS

La técnica de bajar la pistola a través de la tubería de producción es más económica, particularmente para operaciones de reparación, se evitan los costos de matar el pozo y de sacar tubería de producción y empacador.

Las desventajas incluyen:

- a) Las pistolas por ser pequeñas son de poco poder, particularmente donde está dañado el agujero y en formaciones compactas (alto esfuerzo-alta resistencia a la compresión). El rendimiento de la pistola se reduce cuando la fase es de 0°.
- b) Las pistolas de diámetro pequeño aún no son aplicables a operaciones en donde se requiere mayor densidad de disparos (6 disparos/pie).
- c) La longitud de la pistola está limitada por la capacidad del equipo de control en la superficie. Es necesario ajustar el nivel de presión diferencial negativa cuando se corren varias pistolas y en algunas veces, no es factible.
- d) A pesar de una buena penetración de las pistolas semi-expandibles, se observan ciertas desventajas:

- Generan desechos.

- Producen deformación a la T.R., están limitadas por su resistencia a la presión-temperatura y no son tan resistentes y confiables como las pistolas recuperables.

e) A altos niveles de presión diferencial negativa se pueden presentar operaciones de pesca, debido a la ruptura del cable, por lo que se ha optado por seleccionar niveles bajos de presión diferencial, lo cual afecta la eficiencia del pozo.

III.1.1.2 PISTOLAS BAJADAS A TRAVES DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO.

En pozos productores de líquido con baja presión de yacimiento, no se presenta presión en la cabeza después del disparo. En tales casos, se utilizan pistolas para T.R., multifasadas, de diámetros grandes y penetración más profunda, (Figura. III.2a). Los diámetros de pistolas normalmente utilizados son: 3 3/8" ó 4". Estas pistolas proporcionan mayor eficiencia que aquellas versiones más pequeñas, bajadas a través de tubería de producción.

Las operaciones son simples, efectivas y el pozo puede ser acondicionado de tal manera que se establezca la presión diferencial negativa deseada. Cuando se dispara la pistola, el fluido del yacimiento fluye hacia la T.R., comunmente no llega a la superficie. Una variación de la técnica, consiste en disparar con la presión en el pozo un poco mayor a la de formación con un fluido compatible seleccionado para controlar el pozo y prevenir el daño a la formación y a las perforaciones del disparo.

Cuando la pistola se recupera, la tubería de producción con el empacador se corren con un disco sellado, instalado como se muestra en la Figura III.2b.

El disco sellado permite que la tubería se corra vacía o con un bache de fluido. Se ancla el empacador, invirtiendo las condiciones de presión en el pozo. Enseguida se deja caer una barra pesada para eliminar el disco, resultando la condición de presión diferencial negativa, que permite el flujo del yacimiento y limpia a la vez los disparos.

Esta técnica favorece la productividad del pozo aproximándose a la obtenida por la técnica de pistolas bajadas con tuberías de producción.

Las ventajas comparadas con la técnica de bajar pistolas a través de tuberías de producción son:

- a) Proporciona la mayor eficiencia de la pistola, cuando la presión del yacimiento es limitada.
- b) Es menos costosa, porque el control de la presión en la superficie es simple.
- c) La longitud máxima de la pistola es de alrededor de 40 pies.
- d) Se pueden utilizar mayores presiones diferenciales, sin riesgo de rompimiento del cable.
- e) El tiempo necesario para bajar al agujero es equivalente o menor.

Deberá tenerse precaución al seleccionar apropiadamente la eliminación del disco. Para ello, se pueden utilizar diferentes discos dependiendo de la presión hidrostatática,

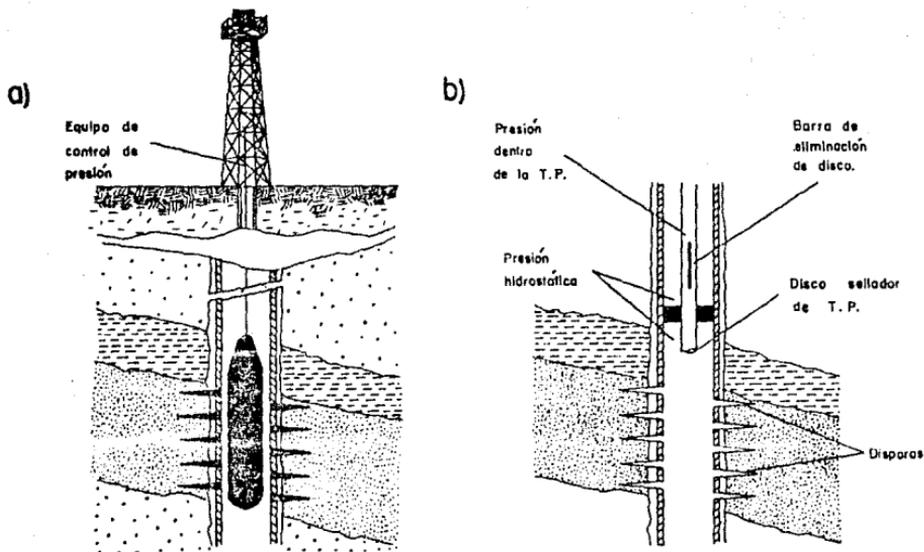


FIGURA III.2 PISTOLA BAJADA A TRAVES DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO CON LINEA DE ACERO.

otra es correr la tubería de producción tapada inmediatamente encima del disco; una vez colocado el empacador, se recupera el tapón y se procede con la operación.

III.1.1.3 PISTOLAS BAJADAS CON TUBERIA DE PRODUCCION.

En esta técnica, las pistolas se instalan al final de la sarta de tubería de producción (Figura. III.3). A pesar de ser una técnica vieja de disparo, considerada en otro tiempo fuera de lo común e insegura, actualmente con versiones mejoradas se ha tenido excelentes resultados. En los años de 1970, la técnica se aplicó exitosamente en terminaciones difíciles, en yacimientos de gas de baja permeabilidad, en donde las técnicas de bajar pistolas con cable, a través de tubería de producción o T.R., resultaron inadecuados. Los resultados fueron buenos, por lo que la técnica ahora se emplea mundialmente y su aplicación es mayor que otras en condiciones de presión diferencial negativa.

Para utilizar esta técnica, se deben tener una serie de condiciones tanto del personal como del pozo, de lo contrario, fracasaría la operación.

PROCEDIMIENTO BASICO.

La técnica consiste en correr la(s) pistola(s), para disparar en T.R. de diámetro grande, con tubería de producción bajo un empacador, (Figura. III.3). La tubería se corre vacía o parcialmente llena, para establecer la presión diferencial negativa deseada. La pistola se coloca a la profundidad de interés, según la correlación de los registros CCL-Rayos Gama (CCL, Registro de coples de T.R.), o CCL-Neutrón. con la profundidad del niple radioactivo, de referencia de la sarta.

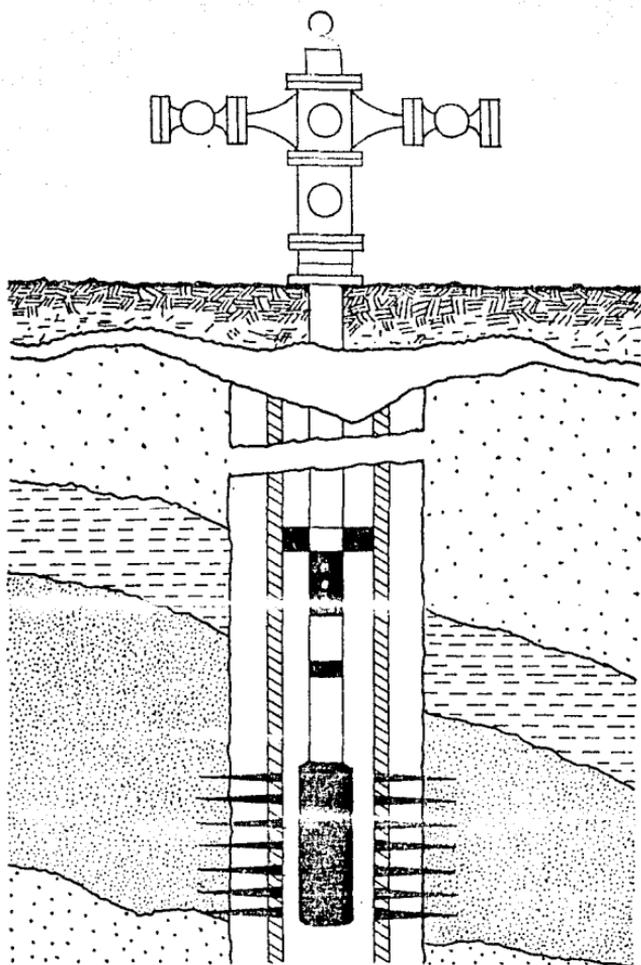


FIGURA III.3 PISTOLA BAJADA CON T.P.

Después si es necesario, se mueve la sarta a la distancia requerida y se ancla el empacador. Antes del disparo, se abre una válvula de ventana colocada abajo del empacador, para comunicar la T.R. con la tubería de producción (Figura. III.4a). La presión alrededor de la pistola se equilibra con la de la tubería de producción, estableciendo las condiciones de presión diferencial negativa.

La pistola se equipa con una cabeza de disparo en la parte superior, existiendo cuatro formas para detonar la cabeza:

- Caída de barra o percusión.
- Accionamiento hidráulico.
- Conector eléctrico por cable.
- Barra detonante con batería.

a) CAIDA DE BARRA O PERCUSION.

El disparo de la pistola se logra dejando caer una barra dentro de la tubería de producción, (Figura. III.4a). Se necesitan 30 lb/pg² de fuerza para detonar la cabeza.

Después del disparo, el fluido entra a la T.R. y fluye a la tubería de producción, a través de la válvula de ventana (Figura. III.4b).

La detonación de la pistola se monitorea en la superficie y puede ser liberada de la sarta y dejada caer al fondo, para permitir operaciones futuras con cable a través de la tubería de producción, (Figura. III.4c).

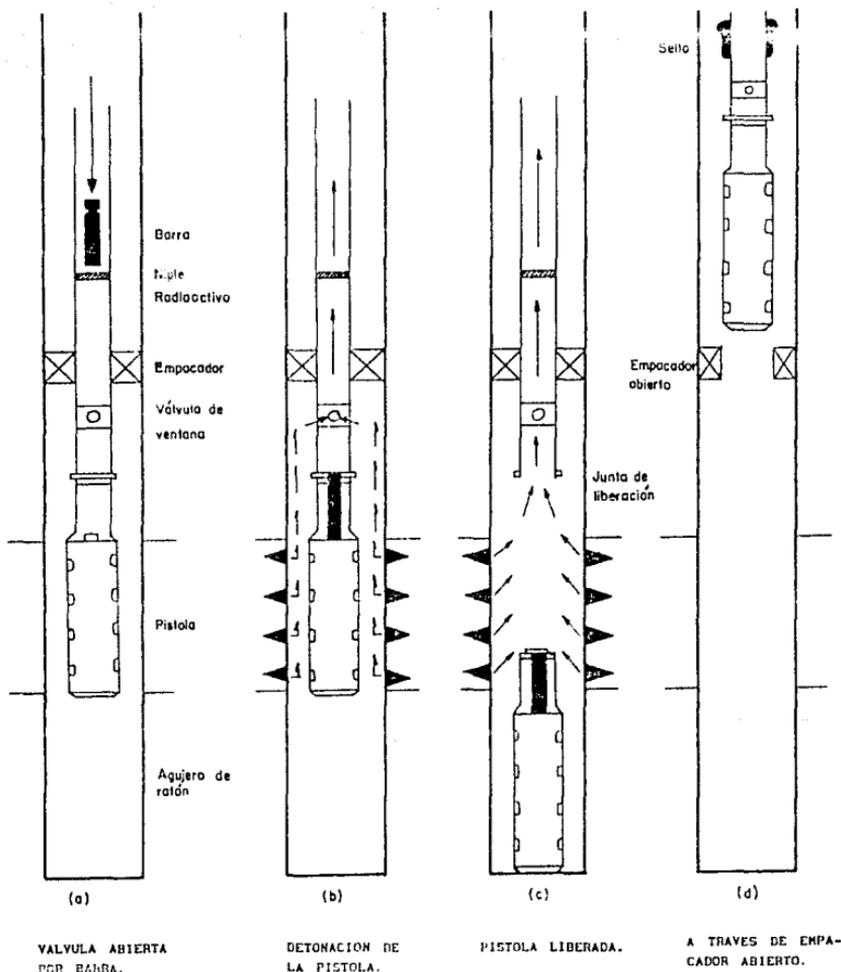


FIGURA III.4 TECNICA DE DISPAROS TCP.

b) ACCIONAMIENTO HIDRAULICO.

La detonación de la cabeza se logra por la acción de la diferencia de presión entre el espacio anular, tubería de producción-revestimiento, por encima del empacador y la presión hidrostática por abajo de éste.

Utilizando un adaptador especial, la presión se transmite a la cabeza de disparos liberando los seguros que sostienen al pistón de disparo, luego éste es impulsado por la presión hidrostática del pozo (Figura. III.5).

Este sistema es seguro, puesto que para disparar se necesitan dos condiciones:

- Que exista presión diferencial por encima y por abajo del empacador, que sólo puede darse si el empacador está correctamente anclado.
- Que exista suficiente presión hidrostática para impulsar el pistón de disparo contra el resorte de seguros, hasta el detonador.

Este es el único sistema que puede ser utilizado en pozos altamente desviados. Como ya se tiene la condición de presión diferencial negativa en la tubería de producción, una simple tubería ranurada se puede utilizar para hacer fluir el pozo.

c) CONECTOR ELECTRICO POR CABLE.

La cabeza de detonación de la pistola se adapta a un contacto eléctrico macho, con la cara hacia arriba. Una herramienta de conexión eléctrica, que incorpora un contacto hembra hacia abajo, se corre con cable.

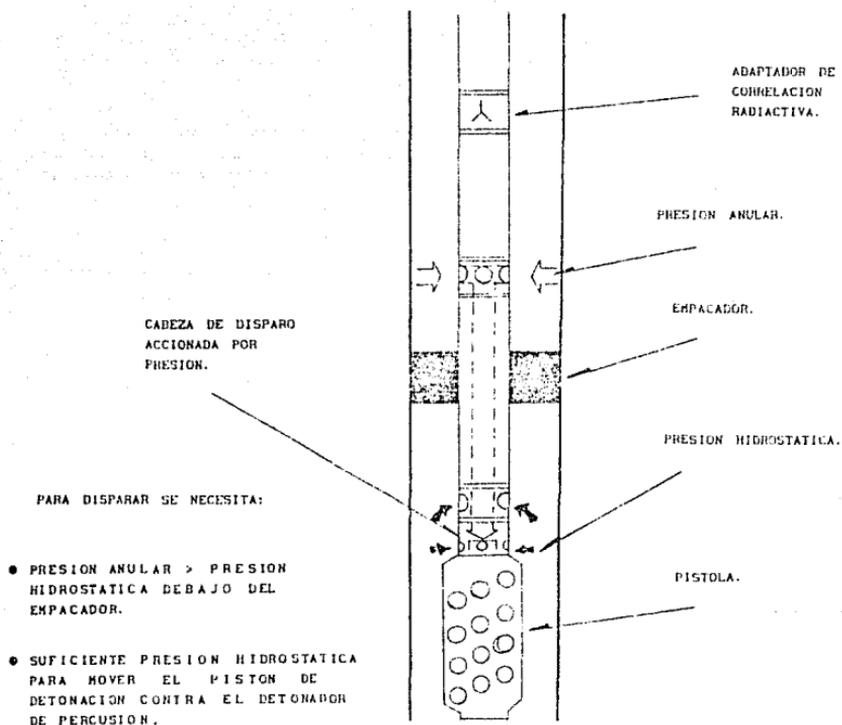


FIGURA III.5 PRINCIPIO DE LA CABEZA DE DISPARO ACCIONADA CON PRESION.

El contacto y acoplamiento se obtiene por un sistema de seguro "J". Una vez establecido el contacto se aplican aproximadamente 500 lb sobre tensión.

Ya acoplada la herramienta se pasa corriente al detonador eléctrico para disparar. Este sistema es más confiable que el de percusión, ya que se obtiene una indicación positiva del disparo (Figura. III.6).

La operación se puede hacer en un sólo viaje como sigue:

- Correlación con registro CCL-Rayos Gamma.
- Asentamiento del empacador.
- Verificación de la profundidad del empacador con Rayos Gamma.
- Accionamiento de la válvula de camisa.
- Acoplamiento de la conexión eléctrica y disparo de la pistola.

El acoplamiento de la cabeza se hace por la eliminación de la tensión.

d) BARRA DETONANTE CON BATERIA.

Consiste en un cartucho que contiene una batería que genera un voltaje suficiente para hacer explotar al detonador. Este cartucho tiene en su parte inferior un contacto hembra, que empalma con el contacto macho del sistema de conexión eléctrico previamente descrito. Junto a la barra se incorporan una herramienta para operar la válvula de presión diferencial de camisa corrediza, cuando se utiliza (Figura. III.7).

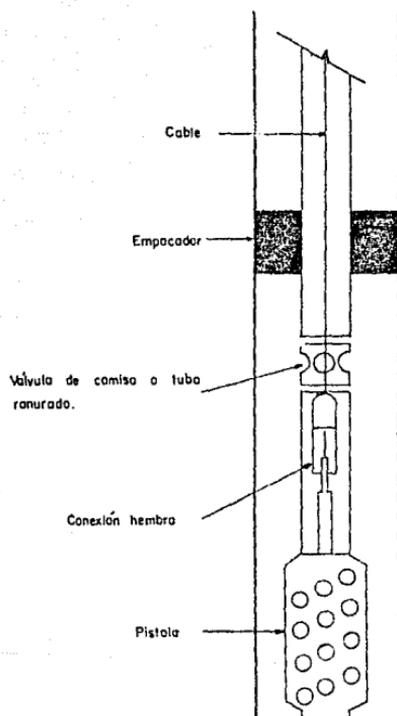


FIGURA III.6 SISTEMA DE DISPARO CON CABLE Y CONEXION HIDROELECTRICA.

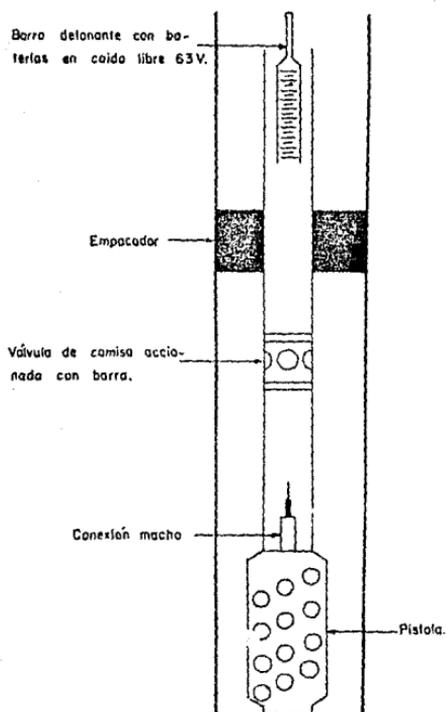


FIGURA III.7 SISTEMA DE DISPARO UTILIZANDO BARRA DETONANTE CON BATERIAS.

El disparo de la pistola se efectúa únicamente con la corriente eléctrica suministrada por la batería. En caso de haber una falla en el disparo, no es necesario pescar la barra, sino sólo esperar una hora y sacar la sarta ya que la batería, con ciertos mecanismos, se descargan y/o degradan con la temperatura del fondo.

Sobre la cabeza de detonación están instalados varios tramos de tuberías de producción y otros accesorios, lo que prevee la comunicación del fluido entre la T.R. y la tubería de producción. Todo el conjunto se baja al pozo al final del aparejo. El empacador en ocasiones se ancla con cable, permitiendo el control de éste, pero, condicionando el tamaño de la pistola.

Generalmente se utiliza una pistola de 3 3/8 de pg. A grandes rasgos el procedimiento de operación es como sigue:

- Colocar la pistola por correlación con CCL-Rayos Gama.
- Circular, antes de anclar el empacador, a través de la comunicación de las extensiones hacia el espacio anular; limpiando de residuos la tubería.
- Anclar empacador y establecer condiciones de presión diferencial negativa en la tubería y frente a la pistola.
- Disparar pistolas. Estas pueden ser abandonadas en el fondo del pozo o dejarlas colgadas en la tubería.

La técnica de bajar pistolas con tubería de producción tiene las siguientes ventajas y desventajas:

VENTAJAS:

- a) Se pueden utilizar pistolas multifasadas de mayor eficiencia, para desarrollar óptimamente al pozo bajo condiciones variadas de terminación.
- b) Se pueden aplicar mayores presiones diferenciales negativas.
- c) Se pueden disparar intervalos grandes o múltiples en un sólo viaje.
- d) Se pueden disparar pozos desviados (en donde el cable no descende).
- e) Las pistolas se consideran más seguras que en las técnicas bajadas con cable, para operaciones a alta presión y cuando se presenta H_2S .

DESVENTAJAS:

- a) El costo es de alrededor de 25% mayor que el de los métodos por cable, las fallas de las pistolas es tiempo consumido e incrementa el costo.
- b) El tiempo de equipo es más o menos el mismo que el de los disparos hechos por cable a través de tubería de producción. Sin embargo, el tiempo de exposición de la pistola en el fondo del agujero es más largo antes de la detonación (12-48 horas), requiriendose componentes explosivos resistentes a alta temperatura. Esto incrementa el costo y algunas veces reduce la eficiencia de la pistola.

- c) No existe forma de saber si la pistola detonó correctamente, siendo necesario un mecanismo detector de disparos, pero, se incrementa el costo. Debido a que es difícil recuperar las pistolas después de los disparos, se hace más difícil analizar pozos que resulten con baja productividad.

- c) Algunas veces son necesarios agujeros de ratón (rathole) largos, perforados abajo de la zona de interés, para dejar caer la pistola y limpiar el intervalo para permitir registros de producción futuros o corregir disparos a través de la tubería de producción.

Una variación del procedimiento de bajar la pistola con tubería de producción es anclar previamente el empacador, totalmente abierto, a la profundidad apropiada. Subsecuentemente, la pistola se corre acoplándose en el empacador y se sella herméticamente, (Figura. III.4d). En tal caso, el diámetro de la pistola usualmente es más pequeño.

III.1.2 TECNICAS DE DISPARO BAJO CONDICIONES DE PRESION DIFERENCIAL POSITIVA.

Se conoce así, a la técnica de disparar con una presión dentro del pozo mayor que la presión de formación. Esto es relativamente desventajoso, a pesar de ofrecer una buena penetración, ya que las perforaciones pueden resultar dañadas y/o taponadas al no haber una limpieza inmediata de éstas. Al inicio de la producción del pozo, solamente algunas perforaciones se limpian con el flujo, mientras que las demás quedan parcial o totalmente obstruidas, debido al fluido de perforación. Las pistolas para ésta técnica son las mismas que comunmente se corren a través de tubería de revestimiento. La técnica se practica poco y se utiliza en yacimientos de poca profundidad.

El fluido de perforación debe ser desplazado con otro para evitar el daño a la formación, si es posible, se circula salmuera y se coloca un fluido de terminación limpio y filtrado. Estas medidas de limpieza son muy importantes, debido a que cualquier sedimentación o restos en el sistema de fluidos, serán forzados dentro de la formación, afectando la permeabilidad. Se recomienda tener al pozo, al momento del disparo, lleno con diesel o agua salada para prevenir el daño. En caliza y dolomita se utiliza en el fluido de terminación, una proporción de ácido clorhídrico o acético para que, al contacto con la formación, reaccione eliminando el daño ocasionado.

III.2 TECNICA DE DISPAROS EN POZOS HORIZONTALES.

De acuerdo al análisis de las técnicas de disparo en pozos convencionales, se llega a la conclusión de que la única técnica disponible, que se adapta a pozos altamente desviados y horizontales; es aquella en que las pistolas son llevadas con tubería de producción (TCP); debido a que ésta permite a las pistolas ser empujadas a través de la configuración de los pozos antes mencionados.

Además, se tiene un fácil y rápido montaje de pistolas y posibilidad de disparar intervalos grandes en un sólo viaje, con un arreglo adecuado de pistolas y espaciadores; mayor seguridad en pozos de alta presión, donde el cabezal del pozo debe ser instalado previamente al disparo; óptima eficiencia y seguridad durante las pruebas de formación, en equipos flotantes de perforación. En esta técnica se aplica la condición de presión diferencial negativa (PDN), cuyas ventajas se verán más adelante.

III.2.1 PISTOLAS BAJADAS CON TUBERIA DE PRODUCCION EN CONDICIONES DE PRESION DIFERENCIAL NEGATIVA.

Como se indicó en la sección III.1.1., los disparos en condiciones de presión diferencial negativa (PDN), no es más que los disparos con la presión en el pozo menor que la presión de formación. Esta técnica es la más apropiada para realizar disparos sin daño.

Durante los pocos microsegundos que toma la forma de la carga de la pistola para generar una perforación, una onda de presión de choque enfocada, perfora un agujero a través de la T.R. y dentro de la formación. El material en la trayectoria de la onda de presión es empujada a los lados y la parte de la formación junto al disparo puede ser compactada. El resultado de la compactación de la formación junto al disparo puede reducir la permeabilidad inicial hasta 70% o más. Históricamente, el fracturamiento con ácido fué empleado comunmente para eliminar el daño o reducir su efecto. Los disparos a condiciones de presión diferencial negativa, ayudan a eliminar esta compactación en la formación, más exitosamente que los disparo lavados.

Las presiones diferenciales necesarias para eliminar el daño de un disparo depende de la presión y del flujo. La presión diferencial necesaria para limpiar los disparos se muestran en la tabla III.1.

Es importante optimizar la cantidad de presión diferencial negativa máxima a emplear, particularmente donde el cemento o la formación es frágil, ya que puede causar el colapso de la T.R. o la disgregación de la formación; esta optimización también ayudará al control de arena hacia el pozo.

TABLA III.1 RANGOS TÍPICOS DE PDN.

	<u>ACEITE</u>	<u>GAS</u>
ALTA PERMEABILIDAD (> 100 mD)	200 - 500 Psi	1000 - 2000 Psi
BAJA PERMEABILIDAD (< 100 mD)	1000 - 2000 Psi	2000 - 5000 Psi

Las formaciones que tienen gas son más susceptibles a dañarse por los disparos, que aquellas que contienen aceite. Esto puede estar relacionado con la compresión del gas en la zona compactada durante el disparo.

Un estudio, muestra la relación de las permeabilidades con la presión diferencial negativa en yacimientos de aceite y gas, para lograr una mayor exactitud de la presión diferencial negativa (PDN) utilizada. Los datos fueron examinados de pozos disparados con TCP. Las gráficas, (Figuras. I.8 y III.9), que muestran la relación de la permeabilidad con la PDN, fueron hechas basándose en datos de 90 pozos en estratos de areniscas. Cuando la acidificación mejoró la razón de producción en un 10% o más, era indicativo que las perforaciones estaban dañadas.

En las gráficas no se consideraron las formaciones tales como calizas y areniscas limosas, en las cuales el ácido, rutinariamente incrementa en un bajo porcentaje la permeabilidad no dañada. La PDN fué calculada como presión de yacimiento menos la columna de fluido en la tubería de producción. Las permeabilidades fueron tomadas de pruebas de núcleos o de pruebas de incremento de presión.

Cuando los datos de permeabilidad y PDN son graficados en papel log-log, (Figuras. III.8. para gas y III.9. para aceite), una PDN mínima para lograr las perforaciones limpias (donde la producción no mejoró con la acidificación) puede ser obtenida de la separación lineal de los grupos de puntos determinados. En los pozos de gas, la correlación entre PDN y la permeabilidad parecen ser válidas abajo de un valor, los disparos probados con éxito, fueron con mayor PDN. En bajas permeabilidades el flujo no es suficiente a través de la matriz de la formación para limpiar las perforaciones, sin tomar en cuenta la PDN.

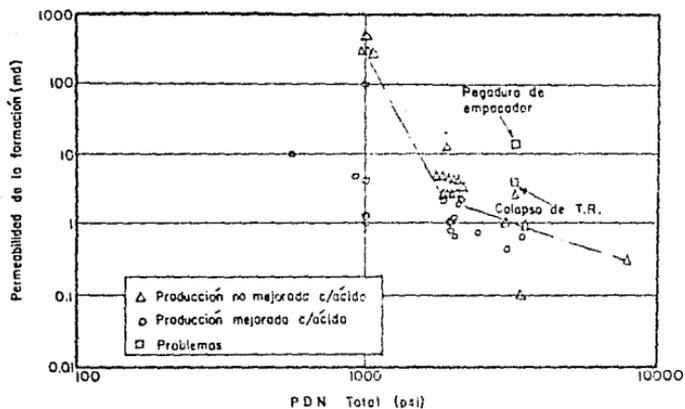


FIGURA III.8 PRESION DIFERENCIAL NEGATIVA (P.D.N.) UTILIZADA PARA TCP EN ARENISCAS CON ZONAS DE GAS.

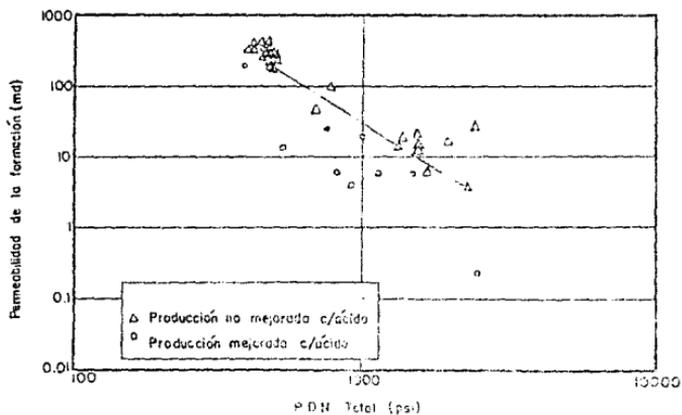


FIGURA III.9 PRESION DIFERENCIAL NEGATIVA (P.D.N.) UTILIZADA PARA TCP EN ARENISCAS CON ZONAS DE ACEITE.

Los puntos dispersos que están en ambos lados de la línea de las dos figuras es una indicación de que otras condiciones pueden estar afectando el desarrollo de los disparos. Estas condiciones involucran una gran cantidad de factores, incluyendo estimaciones erróneas de presión y permeabilidad. Los pozos en los cuales las pistolas no detonaron completamente o las cargas funcionaron mal; no fueron incluidas en la prueba.

III.2.2 MECANISMOS DE TCP.

Para demostrar los requerimientos especiales empleados en los disparos en pozos horizontales, un sistema de conexión básico será descrito, (Figura. III.10).

Aunque hay muchas formas para lograr un trabajo de disparos a condiciones de presión diferencial negativa, la simplicidad e integridad mecánica son de principal importancia y usualmente sirven para optimizar los costos. Para simplificar la descripción de las pistolas llevadas con tubería de producción (TCP) en condiciones de PDN, en pozos horizontales, el mecanismo de conexión puede ser dividido en cuatro grupos básicos, en orden de influencia decreciente:

- Mecanismo de detonación.
- Mecanismo para lograr la PDN.
- Empacador.
- Mecanismo de orientación de la pistola.

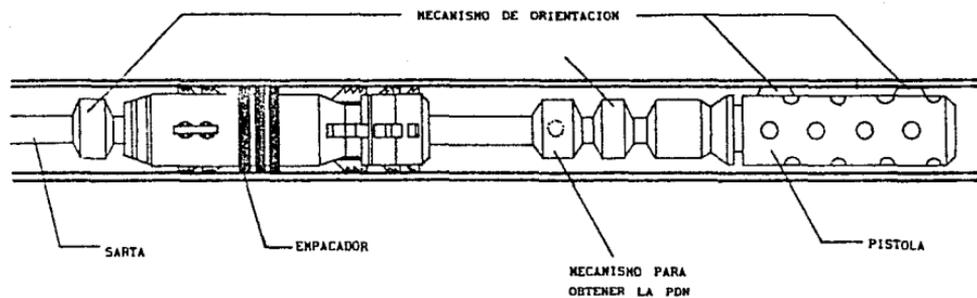


FIGURA III.10 MANEJO BASICO PARA DISPARO HORIZONTAL.

III.2.2.1 MECANISMO DE DETONACION.

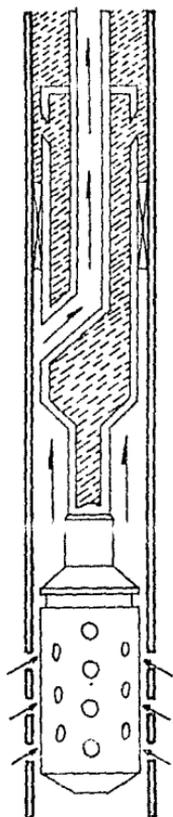
La mayoría de los mecanismos de detonación, son logrados por medio de impactación que hacen disparar a la pistola en forma de martilleo. Este es manejado por medios mecánicos, ya sea caída de barra o por aplicación de presión hidráulica.

En el sistema mecánico de caída de barra, la gravedad ayuda a acelerar la barra detonante hasta alcanzar una velocidad suficiente para detonar la cabeza.

En los pozos desviados y subsecuentemente pozos horizontales, los efectos de la gravedad son sustancialmente disminuidos, al grado que la barra es incapaz de llegar a la cabeza de detonación, o bien con una velocidad baja para poder accionar el mecanismo de detonación. Este problema se presenta frecuentemente en pozos desviados, terminados con fluidos de alto contenido de sólidos, tales como lodos de perforación, por lo que, el mecanismo más comunmente empleado para detonar a la cabeza de TCP en pozos horizontales es una aplicación de presión hidráulica.

Como se mencionó anteriormente, es más deseable disparar a condiciones de presión diferencial negativa (PDN) para proporcionar una remoción de la zona compactada y mejorar la productividad. Normalmente ésto es llevado a cabo con un juego especial en el empacador o válvula de paso hidráulica, (Figura. III.11a), para que la pistola sea detonada por aplicación de presión hidráulica del espacio anular (Figura. III.11b). La tubería puede ser entonces llenada parcialmente con fluido y la PDN será obtenida con nitrógeno o aire.

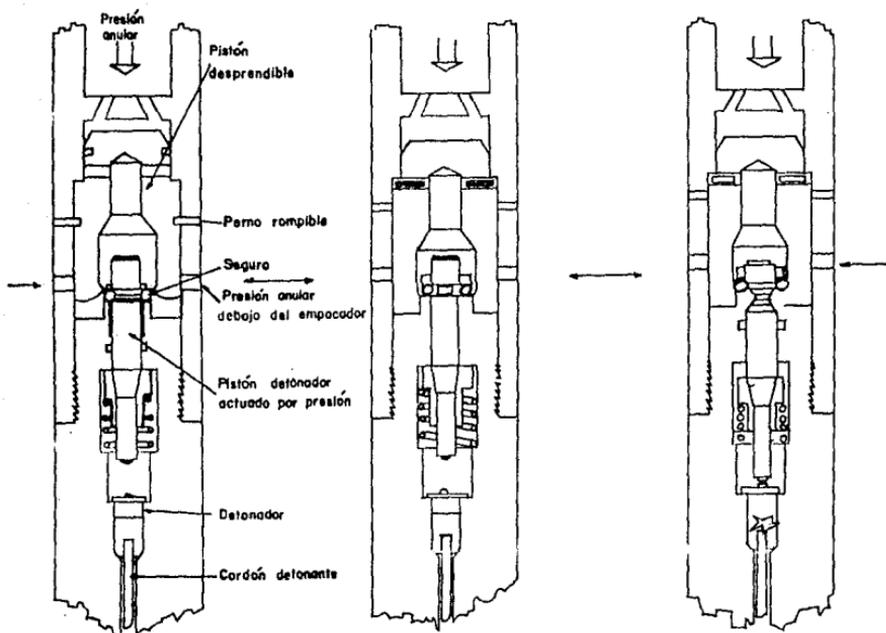
Los sistemas que son detonados con presión aplicada a la tubería son más difíciles de obtenerse correctamente. Estos sistemas son operados fácilmente en medios llenos de fluidos; sin embargo, con una carta de tubería parcialmente vacía, el



APLICACION DE
PRESION ANULAR.

(a)

FIGURA III.11a SISTEMA DE SEPARACION DE FLUJO.



EL SISTEMA MECANICO DE DETONACION ES ACTIVADO CUANDO LA DIFERENCIA DE PRESION A TRAVES DEL EMPACADOR ALCANZA LA PRESION PREVIAMENTE ESTABLECIDA AL DISEÑAR EL SISTEMA DE DETONACION.

LA DIFERENCIA DE PRESION SUELTA EL PISTON DESPRENDIBLE HACIA ABAJO, ROMPIENDO LOS PERNOS Y SOLTANDO LOS SEGUROS QUE SUJETAN AL PISTON DETONADOR.

LA PRESION DEBAJO DEL EMPACADOR HACE ENTRAR AL PISTON DETONADOR EN CONTACTO CON LA TAPA DE PERCUSION ENCENDIENDO EL CORDON DETONANTE Y DISPARANDO EL CANON.

FIGURA III.11b DIAGRAMAS ESQUEMATICOS DE LA CABEZA DE DETONACION Y SISTEMA DE SEPARACION DE FLUJO.

nitrógeno debe ser utilizado para obtener la presión de detonación. Entonces, la presión del nitrógeno debe ser rápidamente descargada para obtener las condiciones de PDN en los 5 ó 6 minutos antes del disparo de la pistola. Si bien, los sistemas de presión en la tubería pudieron ser rediseñados para tiempos de retraso mayores, se mantienen aún dos desventajas:

- 1). El nitrógeno es necesario para operar el sistema. Dependiendo de la localización, éste puede ser un costo adicional significativo.
- 2). La confiabilidad mecánica y la seguridad deben ser consideradas en el diseño del sistema, para minimizar la posibilidad de una detonación prematura mientras se asienta el empacador hidráulico, se corre la T.P., o se prueba la tubería y equipo superficial con presión.

Con sistemas de detonación hidráulicos, la posibilidad de disparar antes de ser obtenidas las condiciones de PDN, es remota, debido a que las pistolas están controladas con una trayectoria de flujo completamente separada. También, el nitrógeno puede ser enteramente separado si los accesorios del sistema son seleccionados adecuadamente.

Por lo tanto, las cabezas de detonación operadas hidráulicamente son comunmente los sistemas más apropiados y recomendables para disparar en pozos horizontales. El mecanismo de detonación hidráulico ofrece la mejor combinación de diseño, flexibilidad y fácil operación.

III.2.2.2 MECANISMO PARA LOGRAR LA CONDICION DE PRESION DIFERENCIAL NEGATIVA (PDN).

Condicionado por el requerimiento de una cabeza de detonación operada hidráulicamente, el mecanismo para la obtención de la presión diferencial negativa (PDN), deberá ser operado hidráulicamente.

Preferiblemente este mecanismo no expondrá el agujero; abajo del empacador, a la presión diferencial negativa hasta la detonación de la pistola. Esto permite redisparar intervalos ya disparados en condiciones de PDN, así como también aislar la parte superior del liner y disparos que no lograron hacer contacto con la formación. Si la T.P. se aísla del espacio anular, las condiciones deseadas de PDN, se pueden obtener corriendo el extremo final de la tubería vacía.

El mecanismo mencionado es una válvula, que controla la presión diferencial negativa y la presión de detonación de la pistola (Figura. III.12). Esta permite la posibilidad de disparar a condiciones de PDN, ya sea corriendo tubería parcialmente llena o completamente vacía, eliminando con ello la necesidad de utilizar nitrógeno para alcanzar la PDN. La válvula es operada por la aplicación de presión anular arriba del empacador asentado, exponiendo al agujero abajo del empacador a la PDN e instantáneamente dejando pasar la presión que accionará a la cabeza de detonación, disparando la pistola.

Debido a que la válvula y la cabeza de detonación son calibradas hidráulicamente cuando se corren, la presión confiable de operación es mantenida entre 2400 a 2900 psi. Esto garantiza la seguridad, operación confiable y elimina las detonaciones prematuras que podrían ocurrir con sistemas no calibrados.

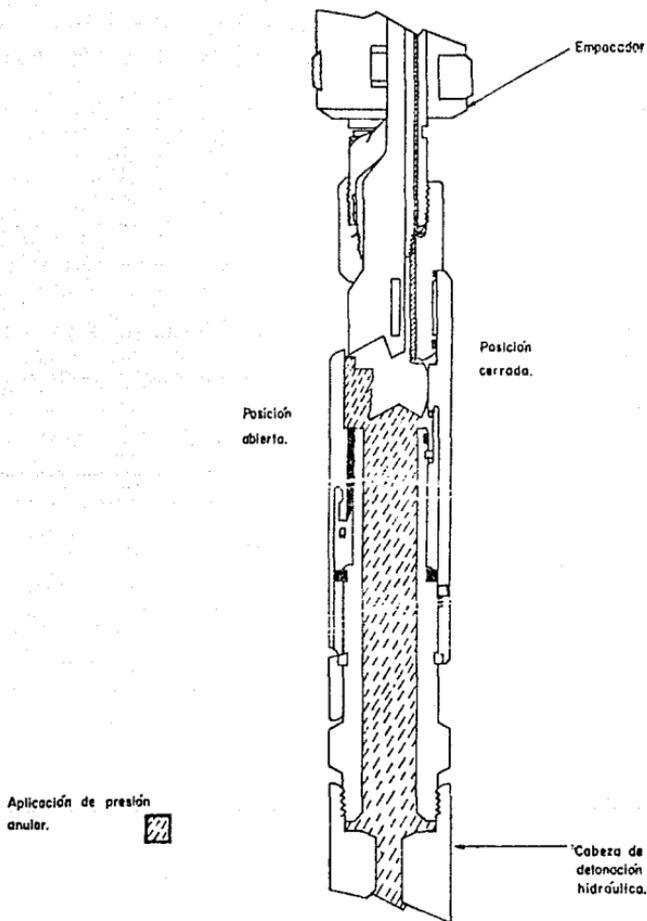


FIGURA III.12 VALVULA HIDRAULICA PARA OBTENER LA PRESION DIFERENCIAL NEGATIVA.

III.2.2.3 EMPACADOR.

Como la capacidad de transmitir torque al ensamble, en la parte baja del agujero decrece con el incremento del ángulo, profundidad, pata de perro (dogleg) severa y la trayectoria helicoidal del pozo; el ensamble del empacador, que es operado rotacionalmente llega a ser más difícil de anclar. La sarta con empacador recuperable accionado hidráulicamente encuentra su uso limitado, debido a que los mecanismos no están bien adaptados al sistema de conexiones de las pistolas que utilizan accesorios accionados hidráulicamente tales como la cabeza de detonación y válvula de circulación.

Estos empacadores que no llevan válvulas de circulación están mejor adaptados a terminaciones permanentes, donde la pistola será dejada en el agujero, teniéndose sólo un método para matar el pozo. Este es el de llenar la tubería con fluido (BULLHEDING); lo cual puede dañar a la formación.

En situaciones donde la presión diferencial negativa es lograda por el más favorable diseño de amortiguamiento de gas; las unidades de nitrógeno y de tubería flexible (Coil Tubing) pueden requerirse para desplazar el fluido de la tubería de producción, después de que el empacador es anclado o bien utilizan nitrógeno adicional, si se ancla el empacador con aplicación de presión de gas. Adicionalmente, los tapones (plugs) asentados con línea de acero o empacadores anclados con balín, pueden ser necesarios para permitir el incremento de presión en la tubería de producción.

Generalmente éstos mecanismos son problemáticos en pozos desviados y deben evitarse hasta donde sea posible en pozos horizontales. Las dificultades se disminuyen con empacadores que se anclan y desanclan por simple movimiento recíprocante alterno. Estos empacadores son capaces de ser anclados y desanclados varias veces en el agujero, facilitando así, la correcta colocación de la pistola; siendo fáciles de operar.

Para aplicaciones de pozos horizontales de radios cortos y medios, con construcciones de 20-75°/100 pies y 1.5°-3°/1 pie respectivamente; un espacio amplio especial o empacador flexible pueden ser, en última instancia, necesarios. Los diseños desarrollados están siendo considerados; pero es necesario pruebas adicionales antes de ser aplicados en el campo.

Hoy en día, los diseños comunes de pozos de radios largos, usualmente permiten el movimiento recíprocante y una mínima cantidad de rotación, sin dificultad en la superficie. Consecuentemente, las herramientas existentes de forzamiento y empacadores anclados con cuñas (hookwall), están siendo empleados exitosamente. Sin embargo, del puro movimiento recíprocante del empacador, incrementa la funcionalidad y no presenta desventajas.

Dentro de los empacadores comerciales para TCP, operadas por movimiento recíprocante, se tienen los siguientes:

- Empacadores RIB (Retrievable Integral Bypass).
- Empacador RCD (Retrievable Concentric Bypass).

Los cuales requieren de un cuarto de vuelta para anclarse. Estos han sido utilizados exitosamente en pozos altamente desviados y horizontales.

Las figuras III.13a, III.13b y III.13c, esquematizan a grandes rasgos, la aplicación de los empacadores para disparos y tratamientos de estimulación, combinados con empacadores perforables, para aislar zonas selectivamente. Primero, se selecciona el intervalo a tratar, se corre la sarta de tratamiento, se ancla empacador (PCB O RIB) en la parte desviada, se dispara y se realiza el tratamiento.

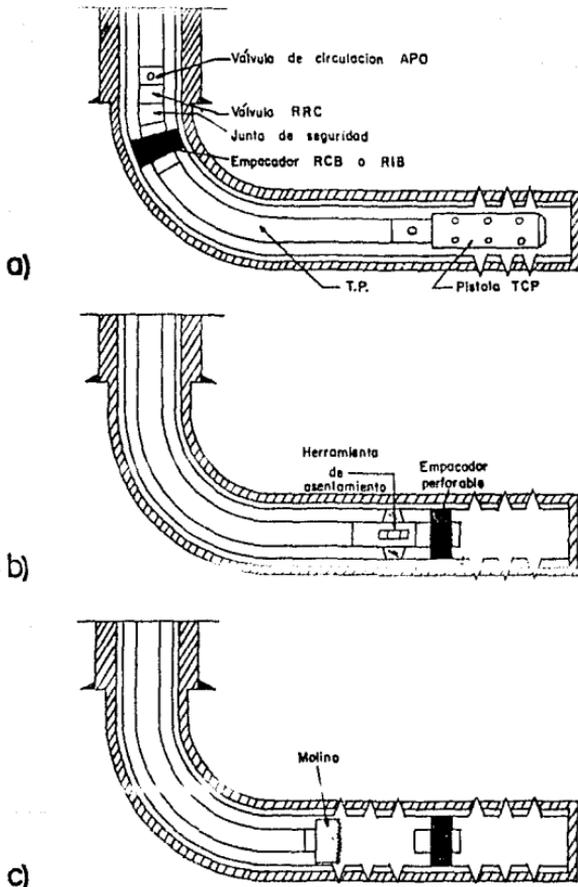


FIGURA III.13 APLICACION DEL EMPACADOR EN DISPAROS Y TRATAMIENTOS DE ESTIMULACION EN POZOS HORIZONTALES.

En la válvula RRC (Racheting Reclosable Circulating) se controla el fluido de tratamiento, así como también se establece la circulación después de la estimulación. La válvula de circulación APO (Annulus Pressure Operated), permite establecer la circulación por espacio anular. Posteriormente la sarta de trabajo es sacada.

En segundo término, para seleccionar otro intervalo, se asienta un empacador perforable arriba de la zona tratada (Figura. III.13b); lo anterior es para aislar durante el tratamiento la zona siguiente.

Una vez disparada y tratada la zona, se mueve el empacador (Figura. III.13c). Otro empacador perforable se asienta arriba del intervalo tratado, realizando la misma operación anterior. De ésta manera se realizan los tratamientos deseados.

III.2.2.4 MECANISMO DE ORIENTACION.

Cuando existen formaciones no consolidadas, es preferible disparar en la parte baja de la T.R., para evitar derrumbamientos de la formación y pegadura de la pistola. Para ésto, se emplea un mecanismo de orientación que consiste de un niple giratorio y un dispositivo de peso en forma de aletas (Figura. III.14) este por su mismo peso, tiende a girar hacia la parte baja, colocando a la pistola en la posición pre-establecida.

III.2.3 PROCEDIMIENTO DE DISPARO.

Corrimiento típico y procedimiento operacional:

1. Conectar y correr el siguiente ensamble de disparos:

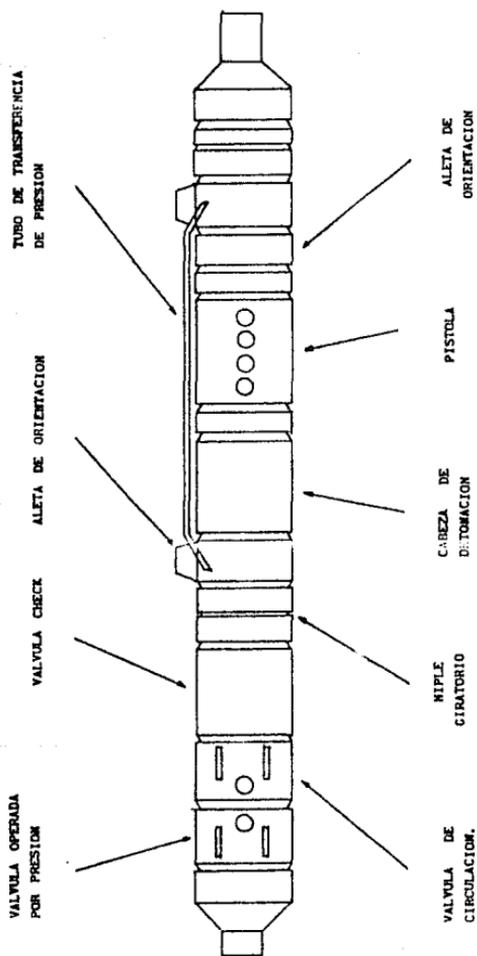


FIGURA III.14 MODULO ORIENTADO PARA DISPARO HORIZONTAL.

- a) Pistolas para TCP.
 - b) Cabeza de detonación hidráulica.
 - c) Tubería espaciadora si se desea.
 - d) Válvula especial hidráulica de presión diferencial negativa.
 - e) Empacador recuperable con ventana hidráulica y un sistema de disparo bypass.
 - f) Sarta de trabajo.
2. Correr en el agujero y llenar la tubería con fluido para alcanzar el nivel deseado de presión diferencial negativa.
 3. Colocar las pistolas a la profundidad establecida y anclar el empacador.
 4. Instalar el equipo superficial y probar con presión.
 5. Aplicar presión anular de 2400 a 2900 psi para detonar las pistolas.
 6. Dejar fluir el pozo como se desee.
 7. Jalar la sarta para abrir el bypass del empacador o matar el pozo por circulación inversa.
 8. Sacar la sarta, (Figura. III.15a y III.15b).

- a) Pistolas para TCP.
 - b) Cabeza de detonación hidráulica.
 - c) Tubería espaciadora si se desea.
 - d) Válvula especial hidráulica de presión diferencial negativa.
 - e) Empacador recuperable con ventana hidráulica y un sistema de disparo bypass.
 - f) Sarta de trabajo.
2. Correr en el agujero y llenar la tubería con fluido para alcanzar el nivel deseado de presión diferencial negativa.
 3. Colocar las pistolas a la profundidad establecida y anclar el empacador.
 4. Instalar el equipo superficial y probar con presión.
 5. Aplicar presión anular de 2400 a 2900 psi para detonar las pistolas.
 6. Dejar fluir el pozo como se desee.
 7. Jalar la sarta para abrir el bypass del empacador o matar el pozo por circulación inversa.
 8. Sacar la sarta, (Figura. III.15a y III.15b).

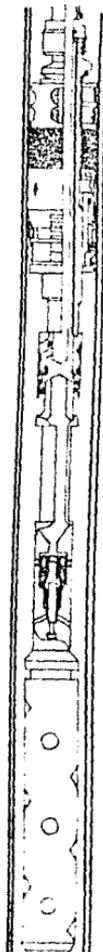


EMPACADOR
RECUPERABLE

VALVULA PARA LA
OBTENCION DE
LA PER.

CAREZA DE
DETONACION

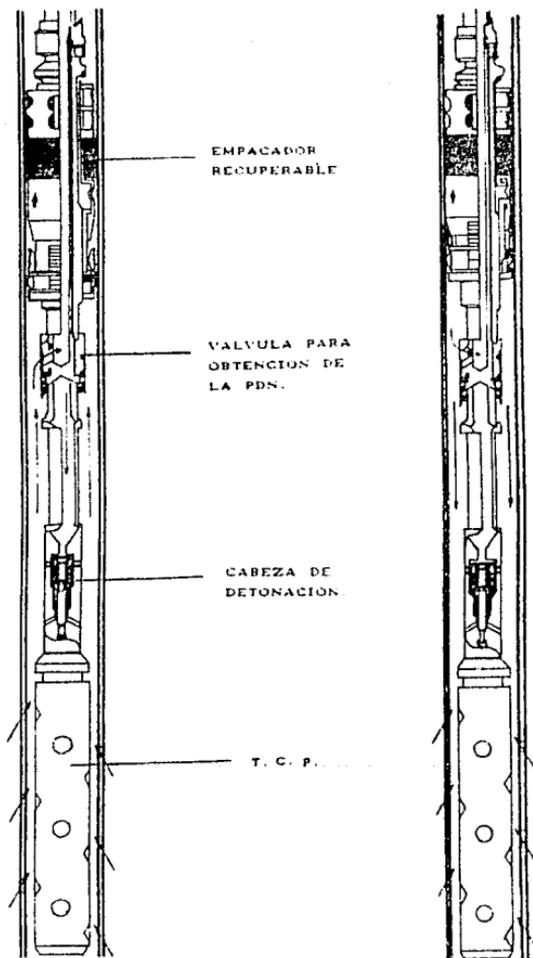
T.C.P.



1. CORRER PISTOLA
EN EL POZO.

2. COLOCAR LA PISTOLA A LA
PROFUNDIDAD DESEADA Y
ANCLAR EMPACADOR.

FIGURA III.15a PROCEDIMIENTO DE DISPARO.



3. APLICACION DE LA PRESION ANULAR Y DETONACION DE LA PISTOLA.

4. CONTROL DEL PUZO Y SACAR SARTA.

FIGURA III.15b

III.2.4 TIPOS DE PISTOLAS Y CARGAS PARA TCP.

III.2.4.1 PISTOLAS.

Las pistolas más apropiadas para disparar en pozos horizontales, son las de tipo Ultrajet y alta densidad, llevadas con tubería de producción, de las cuales sus características principales son:

a) PISTOLAS DE TIPO ULTRAJET.

Este tipo de pistolas se fabrica para proporcionar mejor penetración. La fase de 60° , es de reciente fabricación. Todas las pistolas son desechables, aún las recuperadas del pozo. los diámetros varían desde 2 7/8 a 7 1/4 de pg.

Las pistolas de 2 7/8, 3 3/8 y 4 1/2 de pg., proporcionan una densidad de 6 cargas por pie. en fase de 60° y la distancia vertical de las cargas es de 2 pg.

b) PISTOLAS DE ALTA DENSIDAD.

Estas pistolas pueden ser bajadas también con cable. Los diámetros varían de 5 a 7 1/4 de pg., y ofrecen una densidad de 12 cargas por pie. La distancia vertical entre las cargas es de 1 pg y la fase es de a 120° .

• VENTAJAS DE AMBOS TIPOS DE PISTOLAS BAJADAS CON TUBERIA DE PRODUCCION (TCP).

1. Se utiliza el máximo diámetro de pistola compatible con T.R., considerando que el espacio libre puede ser lavado en caso de un arenamiento de la pistola.

2. Opción de usar cargas para alta penetración o para gran diámetro de entrada.

3. Opción de densidad de tiro hasta 12 cargas por pie.

111.2.4.2 CARGAS PARA TCP.

Es necesario indicar la diferencia entre carga y pistola; esta última es esencialmente el transportador de la carga y la primera es el elemento explosivo. Algunas pistolas se denominan igual que sus cargas.

Las cargas tienen especificaciones API, como se muestra en la tabla III.2. En ella se presentan cargas de tipo Ultrajet, Hiperjet con mejores características en penetración, densidad y fase, así como un mejor rendimiento a altas temperaturas. Estas deben ser seleccionadas de acuerdo a las características convenientes y a las condiciones de fondo del pozo (Temperatura y Presión). Si las cargas que utilizan no fueran de su rango, pueden sufrir degradación o autodetonamiento antes de llegar a la zona de interés.

Existen dos tipos de cargas en el mercado: para altas o bajas temperaturas. Las de temperaturas altas utilizan explosivos conocidos como: "HMX" (Tetranitramina de ciclotrimetileno), "HNS" (Hexanitrostilbeno, octógono), que se fabrican especialmente para estas condiciones.

Las de temperaturas bajas, son las que comúnmente se utilizan y tienen como explosivo al "RDX" (ciclonita en polvo).

La Figura III.16, presenta el rango de autodetonamiento con respecto al tiempo de exposición a diferentes temperaturas.

TABLA III.2 ESPECIFICACIONES API PARA PISTOLAS Y CARGAS PARA TCP.

NOMBRE DE LA CARGA	DIAMETRO DE PISTOLA. (PG)	RANGO DE PRESION. (PSI)	CARGAS POR PIE.	PESO DEL EXPLOSIVO. (Gr)	TAMANO DE LA T. R. (PG)	DIAMETRO DEL AGUJERO DISPARADO. (PG)	PENETRACION TOTAL. (PG)
UltraJet*	2 7/8	15 000	6	16	4 1/2	0.33	16.66
Ultrapack**	2 7/8						
Hyper-Jet* II	3 3/8	22 000	6	22	4 1/2	0.42	19.73
Ultrapack	3 3/8	22 000	6	22	4 1/2	0.63	7.75
Hyper-Jet II	4 1/2	22 000	6	22	5 1/2	0.43	17.10
Ultrapack**	4 1/2	22 000	6	22	5 1/2		
Hyper-JetII**	5	15 000	5	37	7	0.46	25.80
Hyper-JetII	5	15 000	12	22	7	0.41	16.07
UltrapackII*	5	15 000	12	22	7	0.68	8.80
Hyper-JetII	5 1/2	15 000	12	22	7 5/8	0.40	19.06
Ultrapack II	5 1/2	15 000	12	22	7 5/8	0.66	11.60
Hyper-Jet II	6	15 000	12	22	9 5/8	0.38	21.07
Ultrapack I	6	15 000	12	32	9 5/8	0.83	6.65
Ultrapack II	6	15 000	12	32	9 5/8	0.76	8.40
Hyper-Jet**	7	15 000	12				
Ultrapack**	7	15 000	12				
Hyper-Jet II	7 1/4	15 000	12	37	9 5/8	0.47	27.86
Ultrapack II**	7 1/4	15 000	12	32	9 5/8	0.80	12.25

* Marca Schlumberger

** Pruebas de certificación de API.

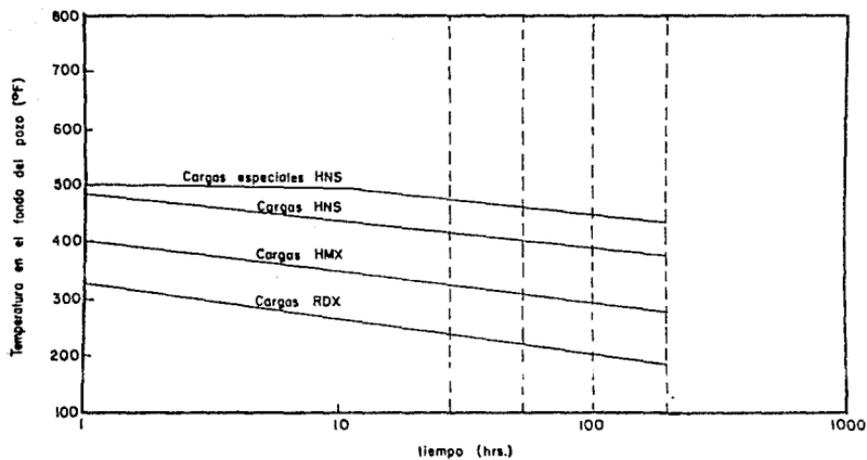


FIGURA III.16 RANGO DE AUTODETONAMIENTO DE LAS CARGAS.

Se recomienda no emplear las cargas para alta temperatura, en pozos de orden de 300° a 400°F, debido a la sensibilidad del disparo, la poca penetración, la escasez y el alto costo.

Como regla general se deben utilizar cargas para temperaturas bajas, aunque estén cerca del límite superior para pozos con temperaturas muy altas, no se puede tener otra alternativa, que correr el paquete completo (detonador, cordón explosivo, y la carga de alta temperatura).

• FASES DE LOS DISPAROS.

Las pistolas de alta densidad de disparo son caracterizadas por pistolas cuyas cargas son defasadas adecuadamente, lo cual permite distribuir los disparos alrededor de la circunferencia de la T.R. Lo anterior teóricamente es un drenado óptimo de fluidos del yacimiento, sin dañar la integridad estructural de la T.R. (Figura. III.17).

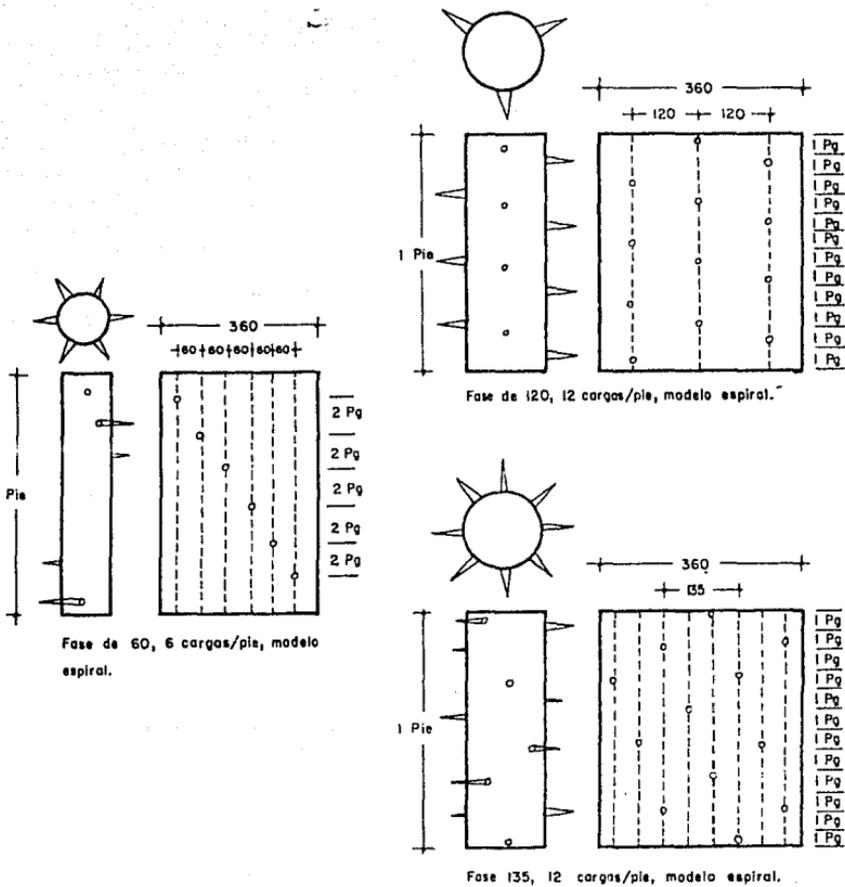


FIGURA 111.17 FASEAMIENTO Y DISTRIBUCION DE CARGAS PARA PISTOLAS BAJADAS CON TUBERIA DE PRODUCCION (TCP).

CAPITULO IV

CONTROL DE ARENA

El control de arena se puede definir como la tecnología para prevenir el flujo de ésta, de la formación al pozo. El objetivo es implementar un control efectivo sobre el movimiento de arena, la cual puede causar:

- Fallas en la T.R.
- Desgaste (abrazión) del agujero.
- Pérdida de producción.
- Control de la arena de formación producida en pozo costa afuera.
- Pérdida del pozo.

La combinación de los factores de costo y experiencia, normalmente gobiernan la decisión para instalar el control de arena. A pesar de los altos costos de instalación del sistema, existe el riesgo de reducir la productividad con algunos de los métodos disponibles. Por lo tanto, es necesario analizar los métodos existentes y determinar cuál es el más apropiado a las condiciones de un pozo altamente desviado u horizontal.

IV.1 CAUSAS DE LA PRODUCCION DE ARENA.

La producción de arena se lleva a cabo cuando los esfuerzos de la formación exceden su resistencia, el flujo de arena ocurre cuando los sólidos no consolidados que soportan cargas, se

producen con los fluidos del yacimiento. Esta es derivada principalmente, de la cementación natural del material que mantiene unidos a los granos de arena y éstos a su vez, se mantienen unidos por las fuerzas cohesivas derivadas y al agua inmóvil de la formación. El esfuerzo en los granos de arena, es debido a muchos factores, acciones tectónicas, presión de sobrecarga, presión de poro, cambios de esfuerzos de la perforación y fuerzas de arrastre en la producción de fluidos.

Las fuerzas debidas a la presión de sobrecarga, actúan diferente en los pozos horizontales que en los convencionales. Si la producción es únicamente de la parte superior del pozo horizontal, lo cuál puede ser parte de la estrategia de producción, en el caso de pozos perforados en la parte baja del yacimiento, las fuerzas gravitacionales son colineales con las fuerzas de inercia. Este efecto puede mejorar la estabilidad del arco en la parte superior del pozo horizontal.

Se sabe que la producción de arena es una razón sensitiva, sin embargo, en areniscas semi o no consolidadas se sabe que a alto gasto de producción aumenta también la producción de arena. Este comportamiento puede ser diferente para un pozo horizontal para el cuál, una alta presión de sobrecarga conduce a incrementar la estabilidad del agujero y un incremento en las fuerzas de inercia, aumentan el control de arena. La producción de arena frecuentemente está relacionada a la producción de agua. Las principales razones para esto son:

- El incremento de la producción de fluidos para mantener las relaciones de producción de aceite incrementa las fuerzas de arrastre a través de la arena.

- A medida que la fase de agua se mueve, las fuerzas cohesivas que mantienen unidas y los granos de arena se perturban.
- El incremento de las fuerzas de arrastre, debido al flujo de las fases y a la movilidad de la fase mojable.
- La disolución o reblandecimiento de los materiales naturales de cementación.

Únicamente la primera de éstas razones puede ser diferente para un pozo horizontal. Las otras, son probablemente las que incrementan la producción de arena. El término "Quicksand" a menudo se aplica a las arenas no consolidadas. Este tipo de arena no contiene un agente cementante efectivo y se mantienen unidas sólo por compactación y pequeñas fuerzas cohesivas. La producción de arena para estos yacimientos, comienza inmediatamente con la producción del fluido, así, la arena fluye fácilmente con el aceite, agua y gas.

IV.2 METODOS DE CONTROL DE ARENA.

Los métodos de control de arena, se clasifican como:

- Método químico.
- Método mecánico.

El método de control químico involucra la inyección de materiales consolidantes dentro de la formación, para cementar los granos de arena. El método mecánico prevee la producción de arena por la retención de la formación con un liner, cedazos o empaques de grava. Los granos de arena más grandes de la formación son atrapados y éstos retienen a su alrededor a los granos más pequeños.

IV.2.1 METODO QUIMICO.

De acuerdo a investigaciones, ninguno de los procesos químicos de consolidación de arena existentes, son adecuados para pozos horizontales, debido al procedimiento de colocación requerido o de la inyección de los productos tan homogéneos como sea posible a lo largo de la longitud total del drenaje. Sin embargo, se está investigando y desarrollando un proceso específico que sea costeable para pozos horizontales. Por lo tanto, sólo se mencionará de una forma general, el proceso químico de consolidación de arena para pozos convencionales.

IV.2.1.1 CONSOLIDACION DE LA FORMACION.

El control de arena por consolidación, involucra el proceso de inyectar químicos dentro de la formación naturalmente no consolidada y así proporcionar una cementación "in-situ" grano a grano.

El concepto general de la consolidación de arena, se ilustra en la Figura IV.1. El objetivo de la consolidación de la formación para cementar los granos de arena y mantenerlos unidos con la menor reducción de permeabilidad, se muestra esquemáticamente en la Figura IV.2. Los sistemas de consolidación, utilizan plástico solidificado para proveer la cementación. Los plásticos más comunes son resinas fenol, fenol formaldehído y epóxicos. Debido a que éstos y otros químicos de consolidación, son relativamente costosos, la consolidación es normalmente más costosa que un empaque de grava. También, el costo de la consolidación total está influenciado significativamente por la longitud del intervalo tratado. Sin embargo, se debe considerar el costo del equipo, dado que el empaque de grava requiere de éste y la consolidación no lo emplea.

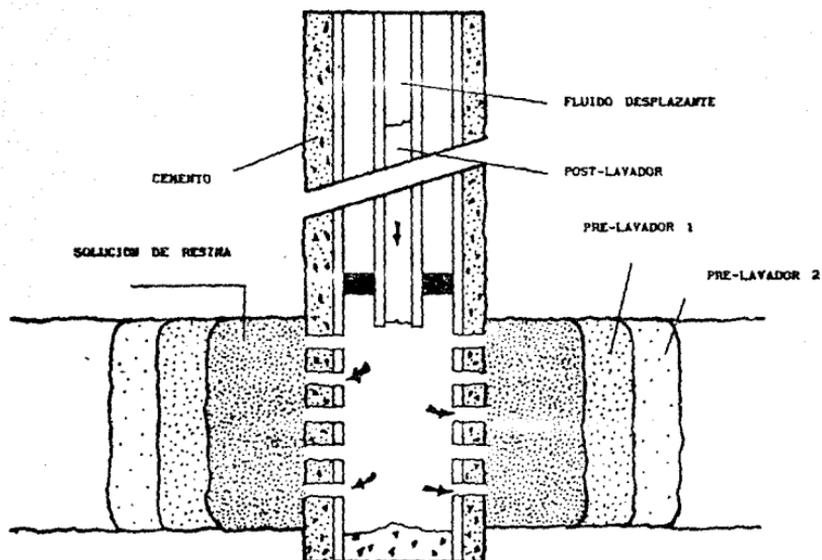


FIGURA IV.1 CONSOLIDACION DE ARENA POR EL METODO QUIMICO.

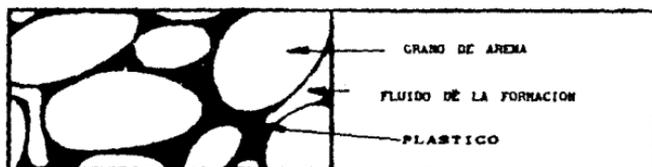


FIGURA IV.2 CONSOLIDACION PLASTICA DE LOS GRANOS.

En la consolidación de la formación se involucran tres factores:

- Condiciones de agujero.
- Resistencia compresiva.
- Fallas.

Condiciones de agujero.

Las condiciones de agujero bajo las cuales se realiza el proceso de consolidación son las siguientes:

- Un intervalo corto, menor o igual a 10 pies, a menos que se utilice una herramienta especial de colocación.
- No producción de arena, la distribución química uniforme es difícil cuando existen cavernas o formaciones sin esfuerzos.
- Zonas superiores de terminación múltiples, siempre y cuando no se deje equipo mecánico en el pozo.
- Zonas con tendencia a la producción limitada de arena.
- Alta presión del yacimiento.
- Buena calidad de arena con suficiente permeabilidad vertical.

Bajo estas condiciones y con el menor costo de equipo, la consolidación puede ser menos costosa, aún cuando el éxito, generalmente, no es tan bueno como el empaque de grava.

Resistencia compresiva.

La resistencia compresiva para prevenir la falla debido a los esfuerzos de la formación y flujo de fluidos, nunca se ha determinado. El objetivo es obtener mayor resistencia compresiva de los sistemas disponibles, sin excesiva restricción de la producción.

Los sistemas disponibles tienen una resistencia compresiva en el rango de 3000 a 7000 psi, manteniendo la permeabilidad de 50 - 90%. Por lo que, normalmente, para un plástico dado, ésto es una relación entre la resistencia compresiva y la permeabilidad retenida, es decir, a mayor resistencia compresiva, menor permeabilidad retenida.

La pérdida de la permeabilidad no deberá ser confundida con la pérdida de la productividad. Por ejemplo, un análisis de flujo radial muestra que una permeabilidad retenida de 70% permite alrededor de 90% de la productividad original.

Fallas de consolidación.

Las fallas son más frecuentemente atribuidas a químicos contaminados y colocado inapropiado en formaciones no consolidadas.

Se puede reducir la resistencia compresiva si los prelavadores no son aplicados apropiadamente o si se expone el sistema a ciertos fluidos. Cuando se tratan arenas sucias, su resistencia compresiva o la permeabilidad mantenida disminuye según pruebas de laboratorio. El contenido mineral diferente de arcilla, tal como feldespatos y calcita pueden ser perjudiciales. Así, la composición total de la formación a ser tratada, será importante para los resultados finales.

IV.2.1.2 FASES, CARACTERISTICAS Y ELEMENTOS DE LOS SISTEMAS DE CONSOLIDACION.

Proceso de separación de la fase.

Incluye el uso de una solución relativamente diluida de resina en un solvente hidrocarburo. Combinada con un activador (agente solidificador o catalizador), la fase líquida de la resina, se separa del solvente y después de un período de tiempo solidifica.

Posterior a la separación y aún en el estado líquido la resina es atraída por las fuerzas de capilaridad a los puntos de contacto grano-grano. Otros sistemas combinan la fase de separación con un bache post-lavador.

Pre-lavadores (preflushes).

Son usados para varios propósitos en los sistemas de consolidación. La concentración de la salmuera de la formación es disminuida por inyección de hidrocarburos. El agua congénita puede ser removida con alcohol, surfactantes o solventes mutuos.

Se demostró, en pruebas de laboratorio la baja resistencia compresiva (20-40%), cuando el agua no se remueve. Muchos sistemas de grano de arena mojados por aceite antes de la introducción de la solución de resina, mejoran la adherencia.

Post-lavadores (overflushes).

La fase de lavado posterior utiliza una solución de resina de alta cedencia. La permeabilidad se establece por el bombeo de

un fluido post-lavador dentro de la formación, desplazan totalmente la saturación residual a los puntos de contacto grano-grano. El post-lavador se diseña para el control del espesor de la película plástica y de éste modo, la resistencia compresiva y la permeabilidad. Son usualmente hidrocarburos, pero también pueden ser base agua y contener catalizador o acelerador, algunos son viscosos para mejorar la eficiencia del barrido.

Activadores, aceleradores.

Los sistemas pueden tener activador en la solución de resina, o en el post-lavador y en algunos casos se utiliza en dos etapas. El primero es un lavador para restablecer la permeabilidad y el segundo para introducir un activador o un acelerador.

Cuando el activador está en la solución de la resina, el post-lavador puede ser necesario para restablecer la permeabilidad, pero éste no se requiera para asegurar que el plástico solidifique eventualmente. Sin embargo, el tiempo de solidificación puede ser prolongado, debido al factor de seguridad que se le proporciona por el tiempo de colocación. Un acelerador en el post-lavador disminuirá el tiempo de solidificación, reduciendo los costos en el tiempo de espera.

El bache lavador debe ser optimizado de tal manera que pueda ser distribuido completamente en la zona deseada con la permeabilidad requerida.

Degradación de la resistencia.

La consolidación prematura del sistema sufrirá una significativa pérdida de resistencia, por un largo período de

exposición a una salmuera, debido aparentemente a la invasión de agua entre la resina solidificada y la superficie del grano de arena. Una arena consolidada expuesta por una semana pierde el 50% de su resistencia compresiva y de ahí en adelante, ocurre una reducción gradual de la resistencia.

Cantidades pequeñas de agente adherente, usualmente silane, se utiliza generalmente en todos los sistemas para crear una adherencia química entre la resina y la superficie de arena. Como resultado, la resistencia compresiva del sistema consolidante no es afectado significativamente por la salmuera.

Sin embargo, expuesto a ácido fluorhídrico (HF), inmóvil, puede causar la degradación significativa de la resistencia de la mayoría de los sistemas, una reducción del 50% o más. Por lo tanto, se tratará de evitar el lodo ácido en el tratamiento de intervalos consolidados. El HF se utiliza comunmente para estimular arenas sucias antes de la consolidación. Como éste ácido normalmente se consume antes de atravesar la zona consolidada, al estar produciendo, no ocurre una degradación de la resistencia compresiva.

La solución de resina.

Está compuesta de resina solvente, agente adherente y posiblemente, un agente de solidificación o catalizador y un acelerador. En arenas sucias se requieren soluciones de resina de alta cedencia, para acomodarla en la mayor área de superficie del arenamiento y de las partículas de arcilla. Algunos sistemas tienen cedencia inadecuada y son recomendados para su uso en arenas limpias. Una mayor viscosidad de los post-lavadores pueden remover mayor resina de la deseada.

IV.2.1.3 DISEÑO DE CONSOLIDACION.

Para un mayor éxito de la consolidación, se debe tener un especial cuidado en cada fase del proceso de terminación. Los siguientes puntos son importantes en el diseño y ejecución del proceso:

- Fluidos de perforación no perjudiciales.
- Cementación.
- Disparos.
- Fluidos de terminación limpios.
- Bombas, líneas y sarta de trabajo limpias.
- Presiones de inyección.

Tamaño del tratamiento.

Generalmente, para el diseño de un tratamiento radial a una distancia de 3 pies, a partir del agujero, se asume una porosidad del 30%. Un 50% de la porosidad asumida se agrega para justificar la migración de algunos fluidos, hacia arriba o hacia abajo del intervalo disparado. Otro tratamiento, considera una distancia radial de 4 pies, suponiendo una porosidad del 40%, sin agregar una cantidad adicional.

Fluidos de perforación no perjudiciales.

Los fluidos de perforación, no deberan dañar la región alrededor del pozo, con dispersión de arcillas de la formación o la invasión de partículas. Con un daño severo a

la formación, los fluidos de tratamiento pueden tender a desviarse hacia la zona dañada, dejando un collar de arena no consolidada próximo alrededor del pozo, también el plástico puede consolidar la zona dañada. Cuando ocurra el daño, es conveniente un tratamiento de limpieza con ácido antes del tratamiento de consolidación.

Cementación.

La colocación apropiada del tratamiento depende de la cementación primaria, de lo contrario, uno o más componentes del tratamiento como el pre-estimulador, el pre-lavador, la solución de resina o el post-lavador, se pueden desviar de la zona de interés.

Disparos.

La longitud del intervalo debe estar en el rango apropiado y debe tener una densidad de disparos adecuada. Los intervalos cortos se deben de evitar, 3 pies o menores. La longitud óptima es de 6 pies, o más grandes, la densidad de disparos deberá ser menor de 4 disparos/pie. Es importante remover los desechos de los disparos y las acumulaciones de lodo en la interfase cemento-formación, antes de iniciar el tratamiento.

Un agujero de ratón mínimo o un fluido seleccionado apropiado, serán necesarios para prevenir la pérdida de resina o la contaminación del tratamiento, debido a la segregación gravitacional hacia el agujero de ratón.

Fluido de terminación.

Un cuidado especial también se le da a la selección de los fluidos de terminación y tratamiento que están, hasta un límite práctico, completamente libre de sólidos. Los sistemas de salmuera deben ser filtrados para remover los sólidos atrapados y tratar de prevenir la precipitación de los componentes químicos, como óxido de hierro, a condiciones de temperatura de fondo. Aun desechos muy pequeños, pueden ocasionar taponamiento del área de los disparos y desviar el tratamiento o hacer que éste solidifique en la entrada de los túneles.

Bombas, líneas y sarta de trabajo.

Las bombas y líneas y sarta de trabajo deben estar libres de residuos de cemento y lodo. El exceso de grasa en la sarta de trabajo debe ser limpiado, ya que sus componentes pueden taponar la formación.

Presiones de inyección.

La presión de fractura debe ser evitada reduciendo los gastos de inyección, si se está tratando una zona de baja permeabilidad. Si se manifiesta alta presión de inyección, esto indicará la necesidad de lavar antes de realizar el tratamiento de solidificación.

Técnicas de colocación.

Las técnicas de colocación incluyen:

- Empacamiento forzado.

- A través de la tubería de producción.

- A través de tubería concéntrica.

Debido a que estas técnicas de colocación no son aplicables a pozos horizontales, sólo se nombran. Por lo que, para un conocimiento más amplio, se citan las siguientes referencias 62 y 63.

Ventajas:

1. Es aplicable a arenas muy finas, que son difíciles de controlar por empaques de grava.
2. Puede ser empleado en T.R. de diámetro pequeño y a través de tubería de producción.
3. El agujero se deja libre.
4. Puede aplicarse a terminaciones múltiples.
5. Se puede aplicar en presiones anormales de pozo.

Desventajas:

1. Puede ocurrir pérdida de permeabilidad.
2. La técnica de colocación requiere de un manejo cuidadoso de los fluidos empleados en el proceso secuencial de inyección.
3. Los fluidos deben ser seleccionados y formulados para las condiciones específicas de la formación.

4. Los fluidos empleados son fáciles de contaminar y su manejo es muy peligroso.

IV.2.1.4 PROCESO QUIMICO DE CONSOLIDACION, OXIGENO POLIMERIZABLE, (OXPOL).

Este proceso fué desarrollado por el Instituto Francés del Petróleo (IFP), con asesoramiento de la Asociación de Investigación sobre las Técnicas de Explotación del Petróleo (ARTEP).

El proceso involucra la inyección sucesiva de:

- a) Un material orgánico polimerizable y un catalizador.
- b) Un volumen de gas conteniendo oxígeno.

En algunos casos se recomienda, de antemano, una secuencia de pre-lavadores. El agente consolidante se forma por una reacción química entre el material orgánico y el oxígeno. La existencia de un flujo de gas en el volumen reactivo contribuye a preservar la permeabilidad de la roca.

Principio del proceso.

El proceso OXPOL aprovecha los átomos de oxígeno, la posibilidad de reticular ciertos componentes orgánicos no saturados, por rompimiento de la doble ligadura y creación de puentes de oxígeno entre diferentes moléculas.

El polímero obtenido actúa como un agente eficiente de adherencia entre las partículas de arena. Aceites secos, tales como el aceite Linseed, Tung, etc., o ciertos hidrocarburos polietilénicos posiblemente diluidos por un

solvente orgánico, son capaces de participar en tales reacciones de polimerización y oxidación, en presencia de un catalizador apropiado.

La consolidación de la formación de arena, se obtiene por la inyección de un gas que contiene oxígeno, a través de la formación permeable, parcialmente saturada con la mezcla orgánica polimerizable. El gas es aire o aire diluido por un gas no oxidable, cuando el gas de oxidación entra en contacto con la mezcla orgánica contenida en la arena, se efectúa la reacción exotérmica de la polimerización oxidativa.

El grado de reacción depende de:

- El contenido de oxígeno en el gas inyectado.
- La cantidad de oxígeno que entra en contacto con el material orgánico.
- La presión y temperatura normal del yacimiento.
- El sistema catalítico.

Debido a que la reacción es exotérmica, la temperatura en la formación permeable, se incrementa progresivamente durante la operación de consolidación. Cuando las condiciones de operación se optimizan, la reacción comienza a temperatura normal de yacimiento y no debe rebasar los 350 °C. Lo anterior es con el objetivo de evitar la degradación del agente consolidante. Comparando este proceso con los métodos de consolidación por resina, ofrece las siguientes ventajas:

- La aceleración de la reacción puede ser controlada por el ajuste de la composición de la mezcla orgánica y las características del gas de oxidación.

- La existencia de un flujo de gas a través del volumen usado en la reacción, elimina cualquier riesgo de taponamiento del volumen de poro, por el polímero formado.

La saturación excesiva de agua en el volumen de reacción, es perjudicial para el éxito de la operación, el agua puede ocasionar:

- Reducción del área de contacto entre la mezcla orgánica y la arena a consolidar.
- Limitación del incremento de temperatura en el volumen de reacción, debido a la alta capacidad de disipación del calor en el agua.

Por lo tanto, se recomienda una secuencia de pre-lavadores para eliminar el agua de la vecindad del pozo.

Programa operativo:

- a) Pre-acondicionamiento del volumen de formación a consolidar (si es necesario).
- b) Colocación de la mezcla orgánica.
- c) Inyección del gas conteniendo el oxígeno.

Para optimizar el proceso OXPOL se realizan, una serie de pruebas de laboratorio, de los cuales se obtienen los siguientes resultados:

- Presión del yacimiento, menores de 1450 psi.
- Temperatura de yacimiento, menor de 194 °F.

- Contenido de arcilla, menor de 20%.
- Una mezcla orgánica compuesta de aceite seco, catalizador y 20% de Xileno.
- Un gas conteniendo de 5 a 7% de oxígeno.

El proceso se probó en diferentes campos, la tabla IV.1 muestra las características del campo y el resultado obtenido después del tratamiento.

Para yacimientos de gas, se probó un procedimiento especial que permite obtener una distribución regular de la mezcla orgánica a lo largo del intervalo de producción, la técnica de pulverización a pozos de gas, utiliza una secuencia de pre-lavadores inyectados vía tubería de producción y espacio anular, para pozos de aceite.

El tratamiento es aplicable a pozos nuevos y apropiado para consolidación en pozos viejos que tienen terminaciones diferentes, para los cuales, los trabajos de limpieza son costosos.

Se debe tener en cuenta que no existe un procedimiento específico de consolidación química para pozos horizontales. Sin embargo, el método antes mencionado, para pozos convencionales, podría modificarse para ser adaptado a condiciones horizontales.

TABLA IV.1 PRUEBAS Y RESULTADOS DEL METODO OXPOL.

CAMPO	CARACTERISTICAS								RESULTADO PRODUCCION DE ARENA
	FLUIDO	$\phi(\%)$	K(D)	T($^{\circ}$ C)	ρ (API)	P(psi)	INTERVALO(m)	ARCILLA($\%$)	
Saint Illiers (Francia)	GAS	30	1	-	-	300	10	-	NO
Supleacu de Barau (Rumania)	ACEITE	32	1.7	-	-	-	-	-	POCA
Belridge (California)	ACEITE	35	3	68	13	90	8 Y 6	1 a 2	NO
Chateaurnard (Francia)	ACEITE	34	1	35	27	300	1.3	2	POCA
Balaria (Rumania)	ACEITE	30	0.5	45	20	600	4 Y 5	-	NO

IV.2.2 METODO MECANICO.

Como se mencionó previamente, el método mecánico de control de arena prevee su producción por la retención de la formación con empaques de grava, liners o cedazos.

Generalmente, un empaque de grava forma un filtro eficiente, cuando la grava se compacta lo suficiente. Sin embargo, la compactación no se logra fácilmente sin ayuda de la gravedad. La operación de colocación de grava en un pozo horizontal, en la longitud total de drene, se realiza por una sucesión de empaques parciales cada uno cubriendo una longitud corta. Se recomienda instalar previamente un liner pre-perforado, únicamente en la parte media inferior, para obligar al fluido a pasar a través del colchon de grava, compensando así una compactación inadecuada.

El empleo de cedazos que a menudo son menos eficientes que los empaques de grava, en pozos convencionales, son preferibles en pozos horizontales, debido a que estos cedazos mantienen su capacidad de filtración. La selección del cedazo deberá hacerse en base a las reglas convencionales. Aunque no existen problemas al colocar un cedazo directamente en agujero abierto, se recomienda instalar previamente un liner pre-perforado (ranurado). Esto facilitará no únicamente correr equipo, sino que también permitirá operaciones futuras de limpieza.

IV.2.2.1 EMPAQUE DE GRAVA.

Las investigaciones sobre empaques de grava en pozos horizontales, tienen como base los estudios, pruebas y experiencia de campo en pozos altamente desviados. En estos, es más difícil realizar el empaque que en pozos convencionales, debido simplemente a la gravedad.

La técnica comúnmente empleada para el control de arena, involucra la colocación de un cedazo en el agujero y un empaque de grava alrededor de él. El cedazo se selecciona para retener la grava y esta para retener la arena de la formación. Esta técnica ha probado ser efectiva, especialmente cuando las propiedades de la formación permiten terminaciones en agujero abierto.

Durante la colocación de la grava en pozos altamente desviados u horizontales, se forma una duna de grava cerca de la entrada del agujero (Figura. IV.3). La duna crece hasta que la velocidad del fluido en el canal abierto, es lo bastante alta para transportar la grava sobre la duna y depositarla hacia el fondo del agujero. A medida que la altura de la duna crece y desciende a través de agujero, el gradiente de presión de la lechada de grava sobre la duna puede llegar a ser bastante alto y forzar el fluido de transporte hacia el cedazo, en su parte superior.

Cuando esto sucede, la velocidad del fluido en el canal abierto disminuye, la grava se deposita y el canal se tapa completamente. Después de esto, la grava se deposita en la parte taponada, dejando la parte inferior del cedazo expuesto, y resultando un empaque de grava incompleto.

IV.2.2.2 DISEÑO Y PROCESO DE UN EMPAQUE DE GRAVA EN POZOS ALTAMENTE DESVIADOS.

Cuando se planea la terminación de algún pozo, se deben tener consideraciones especiales para el diseño de la terminación y el procedimiento que será utilizado en ella. Estas consideraciones son más importantes, cuando se empaqueta con grava una arena no consolidada en un pozo altamente desviado.

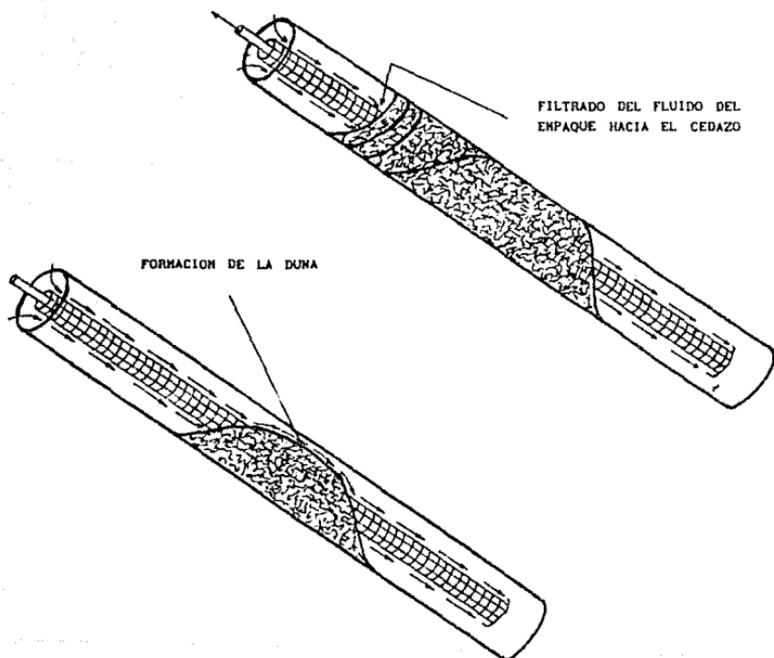


FIGURA IV.3 FORMACION DE UNA DUNA DE GRAVA DURANTE EL EMPACAMIENTO EN POZOS ALTAMENTE DESVIADOS.

Diseño y proceso:

- Parámetros de empacamiento de grava.
- Tamaño y calidad de la grava.
- Selección del tamaño del cedazo.
- Preparación del pozo.
- Disparos para la producción.
- Limpieza de los disparos.
- Procedimiento de empaque.

Parámetros de empacamiento de grava.

En este punto se concluye que la eficiencia del empacamiento se incrementa con:

- a) Una concentración baja de grava.
- b) Partículas de grava de diámetro pequeño y densidad baja.
- c) Fluido de densidad baja.
- d) Gastos de bombeo altos.
- e) Incremento de la resistencia al flujo de fluido en el espacio anular (liner-Tailpipe).

Las condiciones del pozo dictarán el diámetro de la partícula y la densidad del fluido requerido. Las condiciones óptimas de empaque se pueden obtener variando sólo la concentración de grava, el gasto de bombeo y la resistencia al flujo en el espacio anular, dejando constante, la densidad de la partícula.

La concentración se da en libras de grava por galon de fluido de transporte y puede variar de 1 a 5 lb_a/gal., dependiendo de la viscosidad del fluido. También se demuestra que el empaque se mejora con fluidos de transporte de viscosidad media (300-400 cp) y una concentración de grava de 4 lb_a/gal. Las mejores ventajas de esta combinación son, un asentamiento mínimo de partículas de la grava y poco transporte de partículas finas de la formación hacia el cedazo.

Algunos investigadores, discuten sobre cuáles serán los gastos de bombeo necesarios para obtener un empaque total. De pruebas realizadas, se concluye que los gastos máximos logran una mayor eficiencia en el empacamiento. Sin embargo, los gastos de bombeo altos generan más finos, debido al rompimiento de la grava durante el desplazamiento, los cuales pueden taponar las ranuras del cedazo. Considerando las ventajas y desventajas, se establece que 2 BPM es el gasto óptimo.

Se considera que la variable más importante, cuando se empaca un pozo desviado, es la resistencia al flujo en el espacio anular (liner-tailpipe). La eficiencia del empaque se incrementa cuando la relación diámetro exterior de tailpipe entre diámetro interior de liner es mayor de 0.6 (Figura. IV.4). El diámetro del tailpipe depende de la geometría del agujero, las propiedades de los sólidos, fluidos y el gasto. Con los parámetros determinados anteriormente, es posible empacar eficientemente pozos horizontales, con un diseño apropiado.

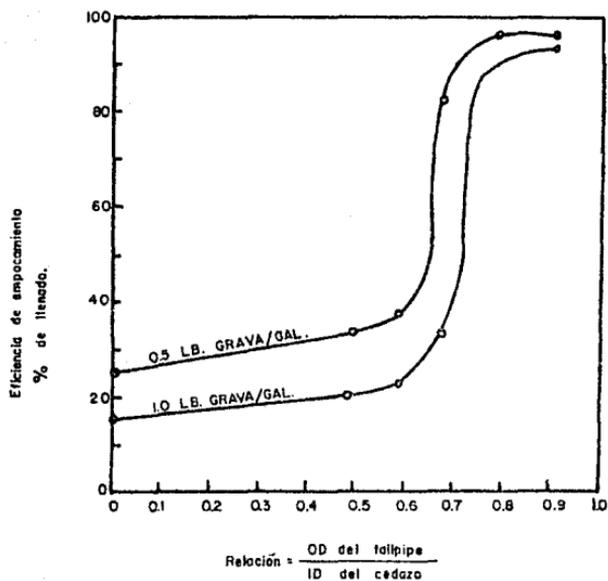


FIGURA IV.4 EFECTO DEL DIAMETRO DEL TAILPIPE SOBRE LA EFICIENCIA DE UN EMPAQUE DE GRAVA.

Tamaño y calidad de la grava.

Una de las primeras consideraciones para el diseño apropiado de un empaque de grava, es la selección del tamaño correcto de la grava, para retener eficientemente a la arena de la formación. Inicialmente, el criterio de selección, se basa en el puenteo de arena. Teóricamente, el puenteo permite la invasión de los finos de la formación en el empaque, la mezcla de la arena y la grava deben tener la misma permeabilidad que la formación, durante el transporte de finos hacia el cedazo, debido a la alta permeabilidad.

Sin embargo, se ha demostrado, que el puenteo no es satisfactorio para el control de arena bajo condiciones de flujo turbulento y que la invasión al empaque, reduce la permeabilidad efectiva de éste, afectando la productividad del pozo. Por lo que, basándose en el criterio de alta permeabilidad y obstrucción absoluta, se establece que la relación del tamaño medio del grano de la formación entre el tamaño medio de grava, debe ser entre 5 y 6.

Después del tamaño, probablemente, la calidad de la grava es el factor más importante a considerar. La calidad se caracteriza de acuerdo a los siguientes criterios:

- Solubilidad de la grava al ácido.
- Resistencia a la trituración: contenido de cuarzo, dureza y estructura cristalina.
- Redondez y esfericidad.
- Porcentaje de finos.

Estos criterios, si son tomados en cuenta, afectan el proceso de colocación, tienden a taponar las ranuras del cedazo y pueden generar finos. También afectan la permeabilidad, porosidad y pueden provocar la falla del empaque. La calidad de la grava seleccionada para la terminación debe reunir o exceder las especificaciones API-RP.

Selección del tamaño del cedazo.

El tamaño del cedazo depende principalmente, del tamaño de la grava empleada, para el control de la arena de la formación. Su selección está basada, en el criterio de obstrucción absoluta. Esto significa un número máximo de ranuras, con una amplitud menor que el tamaño de grava más pequeño utilizado.

Cuando sea seleccionado el diámetro del cedazo debería proporcionarse de 3/4 a 1 pulgada de espacio radial entre el cedazo y la T.R. Esto permite a la grava fluir libremente hasta un llenado completo, se debe dejar un espacio adecuado, si el cedazo ha de sacarse. El diámetro del cedazo se debe seleccionar de acuerdo a su tamaño, resistencia, durabilidad, efectividad en el intervalo productor y confiabilidad en el fondo del agujero.

Preparación del pozo.

Antes de realizar el empaque se debe correr un registro para identificar posibles zonas de canalización de agua y si las hay, realizar un trabajo de recementación. Posteriormente se corre una barrena con escariador para eliminar desechos en las paredes de la T.R. En este punto se desplaza al fluido de perforación con un bache lavador.

El sistema de circulación, bombas, líneas, presas, etc., debe estar totalmente limpios de lodo, óxidos, etc., antes de bombear el fluido de terminación. Este debe ser filtrado en las presas, antes del bombeo, para asegurar la limpieza cuando se desplace el bache lavador en el pozo.

Disparos para la producción.

Estudios realizados sobre efectos de los disparos, muestran que su densidad, tamaño del agujero creado, daño causado por el disparo y el flujo a través de él, repercuten en la productividad de una terminación para el control de arena. Las terminaciones con empaque de grava, en agujero revestido y disparado, se utilizan normalmente para el control de arena en:

- Donde es necesario el control de agua o gas.
- Donde el pozo tiene zonas múltiples para terminación.
- Donde existen estratos de lutitas poco consolidadas o deleznales.

Este tipo de terminación, usualmente es menos productiva, que el empaque de grava en agujero abierto. En la terminación con agujero revestido, los disparos deben abrir y penetrar la capa de cemento para poder inyectar la grava.

En pozos altamente desviados, es difícil bajar pistolas con cable. Por lo que, la única alternativa es emplear la técnica de pistolas bajadas con tubería de producción (TCP). Las pistolas se pueden cargar con varias densidades de disparo y fases.

Investigaciones han demostrado que los disparos en la parte superior del agujero, no son efectivos con empaques de grava, a menos que se encuentren ciertas condiciones. Por lo tanto, es preferible disparar en la parte baja del agujero por las razones siguientes:

- a) La mezcla de arena de la formación y la grava del empaque, reducen la permeabilidad y porosidad.
- b) Algunos canales que se pueden desarrollar, en la parte superior del empaque, pondrán en peligro el éxito del empaque de grava.
- c) Se elimina la posibilidad del llenado de la T.R. con arena de la formación por la acción de la gravedad.
- d) Los disparos en la parte baja se llenarán con grava durante y después del empaque.

Limpieza de los disparos.

Una vez que se realizan los disparos, el siguiente paso es lavar los túneles. Cuando la formación no está consolidada, no se recomienda emplear la técnica de disparos bajo condiciones de presión diferencial negativa.

El objetivo de lavar los túneles, es eliminar residuos de lodo y enjarre, así como los desechos de cemento y disparo, estos son acarreados cuando se circula el fluido. Cuando en la perforación se requieren presiones altas y existe alta pérdida de fluido hacia la formación, se elimina el lavado de los disparos. En este caso se corre la tubería de perforación para limpiar algunos restos de arena, lodo o desechos de los disparos dentro de la T.R., antes de correr el cedazo.

Procedimiento de empaque.

El siguiente procedimiento generalizado está basado en pruebas de laboratorio:

- a) Lavar el pozo.
- b) Desplazar el fluido lavador con un bache inicial de fluido.
- c) Bombear la lechada con grava hasta completar el empaque.
- d) Lavar el empaque con un bache final de fluido.

Si el empaque no alcanza el llenado total, será necesario bombear un segundo bache de lechada de grava. Este procedimiento debe apegarse a los parámetros de empaque de grava, mencionados anteriormente.

Se deben tener precauciones especiales durante todo el procedimiento, para asegurar el control de calidad y limpieza. El fluido de terminación se estará filtrando continuamente, así como también checando que el fluido acarreador lleve la viscosidad adecuada, la sarta de empacamiento generalmente se ensambla de acuerdo a las características de cada pozo.

IV.2.2.3 FUNCIONES DEL FLUIDO PARA EL CONTROL DE ARENA.

La selección de un fluido, para el empacamiento de grava en pozos altamente desviados y horizontales, no se basa solamente en sus propiedades, también influye el arreglo de la configuración mecánica y geometría del pozo, la formación y la temperatura. Básicamente, un fluido de empaque debe tener tres funciones:

1. Deberá servir como el vehículo de transporte de la grava, durante el empacamiento; los granos de grava sufren varios cambios de dirección y el fluido debe ser capaz de influir en ella, ya sea por su velocidad u otras propiedades. El cambio de dirección de los granos siempre es hacia abajo, si la presión y el gasto de bombeo es insuficiente, no se logrará la colocación total de la grava, formandose una aglomeración de granos (dunas), que pueden bloquear el avance de los granos restantes, necesarios para formar el empaque deseado un arenamiento prematuro, dejando vacíos.
2. Deberá permitir que los granos lleguen al lugar del empaque, deben ser depositados compactamente contra la formación. Esto se logra, cuando el fluido mismo, se separa de los granos y permite el contacto más cerrado entre ellos (pérdida de fluido). El fluido puede salir, ya sea por cedazo y tubería lavadora, retornando a la superficie o más comunmente filtrarse por la formación adyacente. El grado al cual esta separación ocurre, es crítica para el éxito del empaque, si ésta ocurre muy temprano o es demasiada, dará origen a un asentamiento prematuro de arena. Demasiado tarde o incompleta, dejará espacios vacíos cuando se coloquen los granos de empacamiento.
3. Deberá retornar el fluido de empaque perdido en la formación hacia el pozo, cuando el empaque de grava se coloca finalmente el pozo se pondrá a producción. Muchas veces, las propiedades que hacen a cierto fluido deseable para el transporte de grava, impiden su rápido retorno de la formación, por ejemplo alta viscosidad. Por lo tanto, es importante la tecnología de rompimiento del gel (breaker), para liberar el fluido de su viscosidad anterior y recuperarlo de la formación. Una vez en la formación, los fluidos tienen la oportunidad de reaccionar

con los granos de ésta. Esto contribuye a hacer más difícil la recuperación del fluido de empaque así como también lograr un flujo aceptable de hidrocarburos de la zona empacada. Por ejemplo, las arcillas expuestas a agua de baja salinidad sufren un hinchamiento.

Si el fluido contiene surfactantes, debe tomarse en cuenta su influencia sobre el agua y el flujo de hidrocarburos. Ciertos fluidos que emplean polímeros para crear viscosidad, se alteran con los residuos químicos dejados en la formación, cuando el gel es depolimerizado, esto es desestabilizado por un rompedor químico.

El agua connata de algunas formaciones productoras de aceite, en contacto con salmueras densas, como bromuro de zinc, que se usan para el empacamiento, pueden causar un cambio de P.H. el cual precipita hidróxido de zinc, taponando los poros de la formación. Así, lo importante de esta función de retornar el fluido de la formación intacto, tal vez no en la misma forma física, pero sin crear una reducción de permeabilidad en la zona tratada.

TIPOS DE FLUIDOS.

Los fluidos empleados en el empaque de grava, están comúnmente compuestos de agua, una sal para protección de la arcilla y un polímero para mantener la suspensión de los granos. Sin embargo, recientemente otros materiales han sido sustituidos por el polímero para darle viscosidad al fluido, obteniéndose un buen transporte de sólidos. Dentro de los principales fluidos de transporte de grava, se encuentran los siguientes:

- Fluido de transporte de emulsión de dos fases.

Un fluido transportador de este tipo, consiste de una emulsión externa de aceite, la cual se caracteriza por un transporte total de grava, buena pérdida de fluido y propiedades moderadas de calor. El agua constituye la fase de fluido predominante (65% en volumen).

En pruebas de laboratorio, se ha mostrado su superioridad a los tipos de fluidos de agua gelada, comprobándose también que mantiene una sustentación de 15 a 20 lb de grava por galón sin asentarse en varios días, lo que no ocurre con los del tipo de agua gelada. La característica de transporte total de grava de éste acarreador, hace que sea especialmente aplicable a grandes intervalos en pozos altamente desviados y horizontales.

La emulsión base, está diseñada para filtrarse en formaciones de baja permeabilidad, con mayor pérdida de fluido transportador hacia la formación, que favorece la eficiencia del empaque de grava. Contiene un rompedor, el cual permite separar los fluidos componentes (aceite diesel y agua), para una limpieza rápida del pozo. La emulsión que no rompe, es resistente al corte y mantiene una viscosidad excelente, a medida que la temperatura de tratamiento se incrementa hasta 150° F.

- Agua como fluido de transporte para el empaque de grava.

En años anteriores, se pensó que el agua como fluido de transporte de grava no era eficiente, debido a que permitía el intermezclado de la arena de la formación con la grava del empaque, resultando una reducción drástica en la capacidad de flujo, fragmentación de la grava, taponando las ranuras o el cedazo, y hasta la pérdida del pozo.

Considerando que el agua no suspendía a la grava se suponía entonces una mala selección para pozos verticales y aún más cuando se consideraba para pozos horizontales.

Actualmente, la tecnología del transporte de lechada por tubería, ha evolucionado hasta obtener empacamientos de grava exitosamente en pozos horizontales con agua o salmuera, para prevenir el hinchamiento de arcillas y arena sílica. La aplicación del agua como fluido de transporte se verá a continuación.

IV.2.2.4 PROCESO EXPERIMENTAL PARA POZOS HORIZONTALES.

La compañía Petrolphysics LTD, ha desarrollado un método de colocación de grava llamado Petrophasic Radial Placement (PRP), el cual ha demostrado un empacamiento de grava del 100% a nivel laboratorio, en modelos de pozos horizontales. El método utiliza agua como lechada de empaque en dos inyecciones. La primera da un 70 - 90% de llenado de grava y la segunda, en dirección inversa, alcanza el 100%, de llenado y consolidación, la desviación del pozo varía de 70° a 110° ($\pm 20^\circ$ de la horizontal).

HERRAMIENTAS EMPLEADAS:

1. Tubo radial ERW.

El tubo radial ERW, es un tubo de metal con resistencia eléctrica (acero A-606), el cual es propulsado horizontalmente, dentro de la formación y después permanece como una T.R. en el agujero, el sistema de fuerzas de propulsión para el tubo ERW es totalmente hidrodinámico.

2. Cabeza de perforación.

La cabeza de perforación consta de un sistema de toberas cónicas de chorro capaces de perforar rápidamente agujeros de varios diámetros a través de formaciones duras y suaves, utilizando fluidos a alta presión.

3. Desviador (WHIPSTOCK).

El desviador es un rodillo pequeño y erectable, el cual desvía al tubo vertical ERW. Contiene un asiento de rodillos de baja fricción y un deslizador.

Para la colocación radial, el desviador es bajado y erectado en la parte vertical del agujero, girando el tubo ERW de la vertical a la horizontal.

4. Tubo radial de disparo y corte.

Las técnicas de disparo y corte electroquímico utilizan corriente directa combinada con el bombeo de un electrolito (KCl).

PROCEDIMIENTO GENERAL DEL METODO.

1. Abrir una ventana moliendo una sección de la T.R. vertical.
2. Ampliar la formación en la ventana abierta.
3. Bajar el desviador en la zona ampliada con una sarta convencional de trabajo y colocarla en el azimut deseado con giroscopio.

4. Erectar el desviador.
5. Bajar el tubo ERW dentro de la sarta y el desviador, sellando a alta presión.
6. Presurizar la sarta y propulsar hidrodinámicamente al tubo ERW dentro de la formación, vía un agujero horizontal, perforado con un chorro de agua.
7. Colocar el registrador del tubo ERW.
8. Cortar la cabeza de perforación del tubo ERW, con electrolito.
9. Primera inyección de lechada de grava dentro del agujero horizontal.
10. Disparar el tubo ERW.
11. Colocar un filtro en el extremo final del tubo ERW que está dentro del agujero horizontal.
12. Cortar el tubo ERW con electrolito, a la salida del desviador.
13. Sacar la parte sobrante del tubo ERW y desereectar el desviador.
14. Colocar el desviador en otra posición y alinear su azimut con el giroscopio.
15. Repetir los pasos 4-14 para otras perforaciones radiales.
16. Sacar sarta de trabajo y desviador.
17. Colocar un liner ranurado vertical en la zona ampliada.

18. Empacar la zona vertical ampliada y realizar la segunda inyección de grava dentro de todo el agujero horizontal.

OBJETIVOS DEL METODO.

Los objetivos buscados en el desarrollo de este proceso de empacamiento horizontal incluyen:

1. Ser aplicable a un amplio rango de permeabilidad, de impermeable a 5 darcys.
2. Utilizar grava de malla 5 a 60.
3. Ser adaptable a agujeros no uniformes en el rango de 2 a 12 pg. de diámetro, desviaciones de 70° a 110° y orientación helicoidal o curvada.
4. Minimizar el levantamiento y la mezcla de finos de la formación, con la grava.
5. Realizar 100 o más disparos simultáneamente en términos de tamaño de 1/8-1/2 pg., espaciamiento 3-12 pg., patrón axial o helicoidal.

DESCRIPCION DEL PROCESO.

El método básico para el empacamiento horizontal, es un proceso de dos pasos, dos inyecciones. Se considera que uno o varios agujeros radiales (pozos horizontales) están colocados al mismo nivel en el pozo vertical. El sistema PRP da esta opción y cada agujero contiene un tubo ERW. La Figura IV.5 muestra un esquema del sistema PRP con uno de los agujeros radiales.

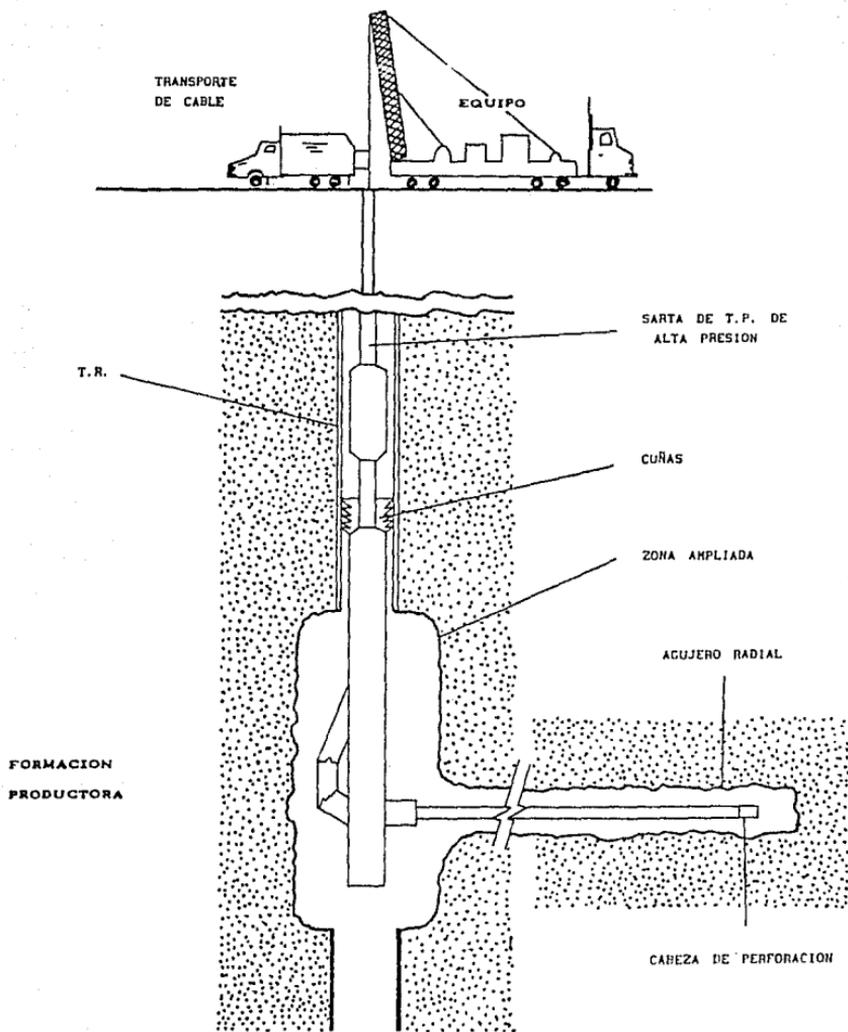


FIGURA IV.5 ESQUEMA DEL SISTEMA PRP.

Las dimensiones del equipo del sistema FRF son:

1. Tubo radial ERW de 1 1/4 pg de OD x 1 pg de ID.
2. Sarta de trabajo vertical con uniones de alta presión de 2 7/8 pg.
3. Agujero horizontal perforado hidráulicamente de 4 pg de diámetro.

El tubo ERW es colocado dentro de la formación como sigue: primero, es propulsado por su misma fuerza hidrodinámica y simultáneamente perfora el agujero dentro del cual se está moviendo, hasta la longitud deseada.

Se registra su posición con una herramienta flexible de línea y si la trayectoria es satisfactoria, la herramienta de registro se saca. Después, la cabeza de perforación se corta electroquímicamente. Para esto se corre un cortador electrolítico y se bombea una solución de KCl al 12%. Entonces se suministra corriente y la cabeza se corta radialmente, a partir de este punto se puede comenzar la primera inyección de lechada de grava.

La lechada base agua, es preparada en un equipo convencional y bombeada por la sarta de trabajo y el tubo radial hasta salir en el extremo, donde fue cortada la cabeza.

Se ha mostrado, que una velocidad arriba de 7 pie/seg dentro del tubo ERW, generalmente mantiene una lechada adecuada, esta velocidad se obtiene con un bombeo alrededor de 20 GPM en un tubo de 1 pg. En la salida del tubo ERW, la velocidad de la lechada cae rápidamente, aproximadamente 0.5 pie/seg en un agujero de 4 pg. Por supuesto, la grava forma inmediatamente una duna en el agujero, entrando por el tubo y regresando hacia el agujero vertical, por el espacio anular, la duna de grava llena en un 70-90% al agujero horizontal.

El perfil de la duna avanza a 1 pie/min, en forma de cuña, hacia el agujero vertical, mientras que el agua de la lechada se divide en dos porciones, dentro del agujero horizontal. La porción principal se mueve hacia el agujero vertical después del asentamiento de la grava y la otra se filtra a la formación, dependiendo de la permeabilidad. La porción principal retorna a través del espacio formado entre la duna y la curva superior del agujero, llamado espacio de flujo.

La velocidad del agua en el espacio de flujo, aparentemente se estabiliza automáticamente en 1-3 pie/seg. Si la velocidad es mayor, la grava es deslavada, ampliando un poco más el espacio de flujo. Si la velocidad es menor, la grava se deposita más rápido, disminuyendo la sección transversal del espacio de flujo. Basado en muchos experimentos con una amplia variación de condiciones de flujo, forma, tamaño y concentración de grava se ha determinado que este proceso de depositación es virtualmente auto-regulable.

El movimiento real de la grava en el espacio de flujo no es por la composición de la lechada, sino que la grava se mueve por saltos saltación de los granos a lo largo de la superficie de la duna, en la misma forma que la sedimentación en un río. La velocidad neta de salto es de alrededor de 1 pie/seg, el agua en el espacio de flujo permanece limpia a medida que la duna se mueve, el movimiento de la duna en la primera inyección se muestra en la Figura IV.6.

Una vez que la duna llega al agujero vertical, la grava entra y se deposita en la zona ampliada o en el agujero de ratón. Para detectar ésto, se debe conocer el volumen total de grava o bien utilizar una herramienta especial de localización de la duna. Si existe depositación de grava en exceso ésta puede ser lavada, en cualquier caso, la primer inyección de grava rinde un llenado del agujero horizontal de un 70-90%.

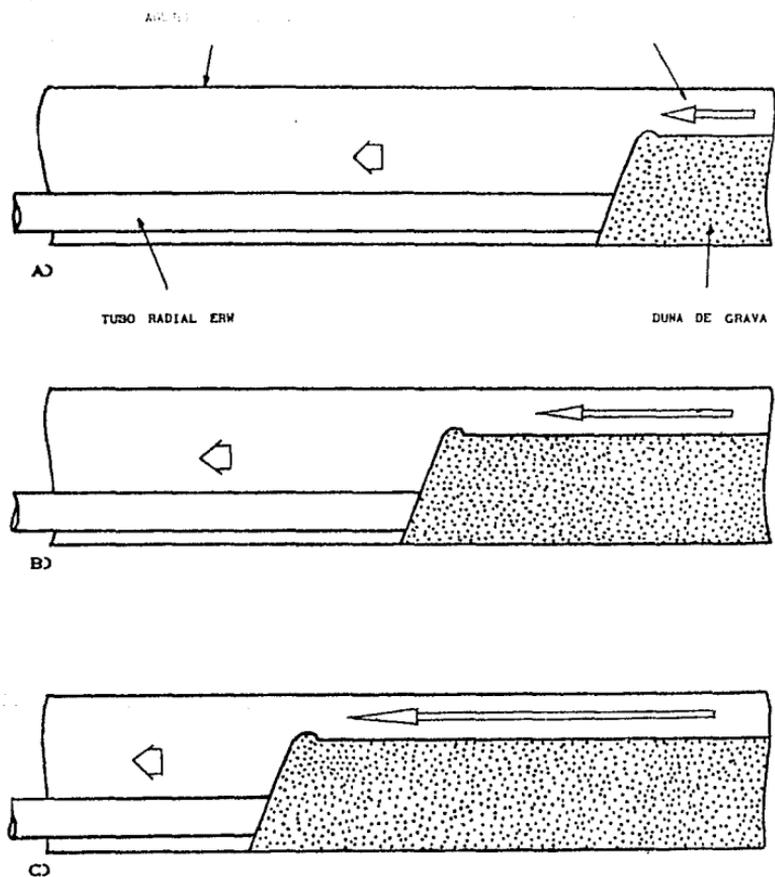


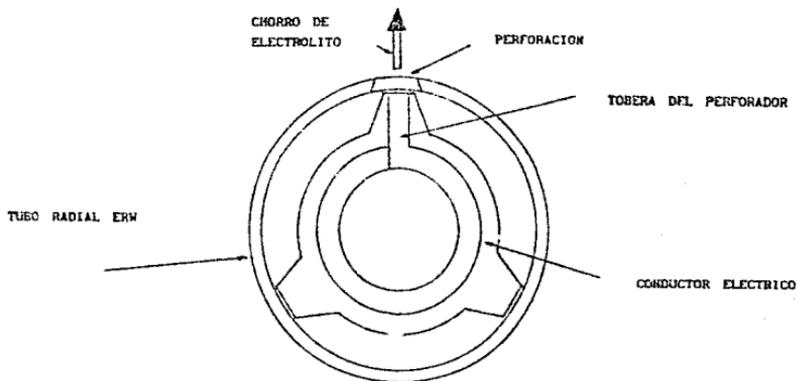
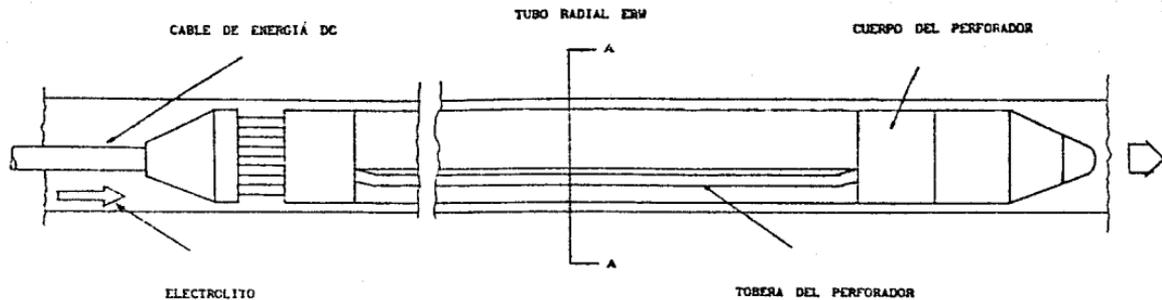
FIGURA IV.6 MOVIMIENTO PROGRESIVO DE LA DUNA DE GRAVA DURANTE LA PRIMERA INYECCION.

El siguiente paso en el proceso es disparar la porción horizontal del tubo ERW. Para esto, se ha desarrollado una técnica electroquímica, similar al proceso de corte del tubo ERW. Debido a que la velocidad de salida del electrolito es pequeña, no se daña el empaque ni a la formación.

Para este proceso de disparo un cable eléctrico se corre hasta el extremo final del tubo ERW. El cable eléctrico de disparo se muestra esquemáticamente en la Figura IV.7. La posición del cable de disparo y el cortado electroquímico son controlados por una barra enroscada unida al cable de disparo (la barra es rígida como una barra de plomo, la cual se localiza con bastante precisión dentro de la vuelta de 90° del desviador, al tubo ERW. Esta barra por lo tanto proporciona un mecanismo de localización para todas las herramientas que se encuentran en el agujero).

El cable de disparo tiene aproximadamente 120 pequeñas aberturas de metal alineadas y espaciadas, las cuales atraviesan al cable y están conectadas internamente al conductor del cable de disparo. Este a su vez, está conectado a la superficie por un cable eléctrico que energiza a la herramienta de corte. El electrolito es de KCl al 12%, con este proceso se pueden hacer hasta 120 perforaciones simultáneamente, la selección del espaciamiento debe hacerse en base a este número de perforaciones, debido a que esta herramienta presenta limitaciones de flujo del KCl (el KCl fue seleccionado como electrolito para evitar daños a la formación como el hinchamiento de arcillas), el volumen de electrolito necesario es pequeño.

Después de lo anterior, un pequeño cepillo filtro se corre para actuar como un tapón permeable o filtro, al final del tubo ERW. Este impide que la grava regrese y llene el tubo durante la producción.



SECCION A-A

FIGURA IV.7 PERFORADOR ELECTROQUIMICO.

El proceso se puede hacer simultáneamente con el disparo, para minimizar los viajes en el agujero. En el siguiente paso, la combinación de un filtro y una herramienta de corte electrolítico se puede aplicar para cortar y colocar el filtro en el extremo final del tubo ERW, frente al desviador. Esta última unidad filtro, también impide la entrada de recortes al tubo durante las operaciones adicionales de colocación radial. En algunas circunstancias, se puede colocar un liner ranurado dentro del tubo ERW, para asegurar más tarde que no entre grava al tubo durante la producción de aceite. Para este propósito, se ha desarrollado un tubo flexible ranurado muy parecido al conductor eléctrico B-X, que se coloca antes del segundo filtro.

Después del corte, el tubo ERW sobrante se saca del pozo con una herramienta de pesca, el desviador es desactivado, puesto en forma vertical y girado hacia otro grado de azimut, para iniciar otra colocación, el mismo proceso se efectúa para todas las colocaciones deseadas de tubo ERW.

Cuando todos los agujeros radiales deseados, con sus tubos ERW están colocados al mismo nivel y todos contienen una primera inyección de grava, disparos, liner y filtros, el desviador se saca del pozo y entonces se coloca un liner ranurado convencional en la zona ampliada.

En este punto se lleva a cabo la segunda inyección de grava, como un empaque de grava convencional. En esta segunda inyección, el flujo de grava sale automáticamente y simultáneamente del agujero vertical, hacia el fondo del agujero horizontal, esto se esquematiza en la Figura IV.8.

La grava se mueve en ondas sucesivas en forma de cuña, hacia el extremo final del agujero horizontal a lo largo de la superficie de la duna. El agua, la cual transporta a la grava, se filtra hacia la formación.

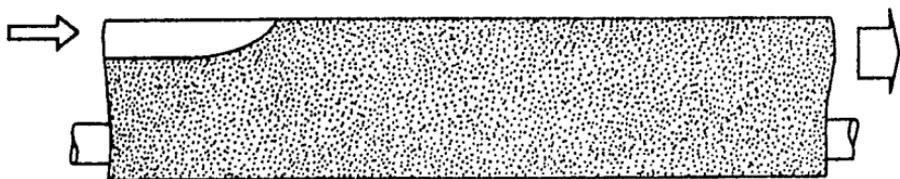
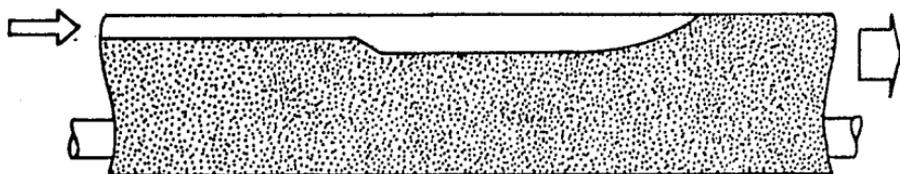
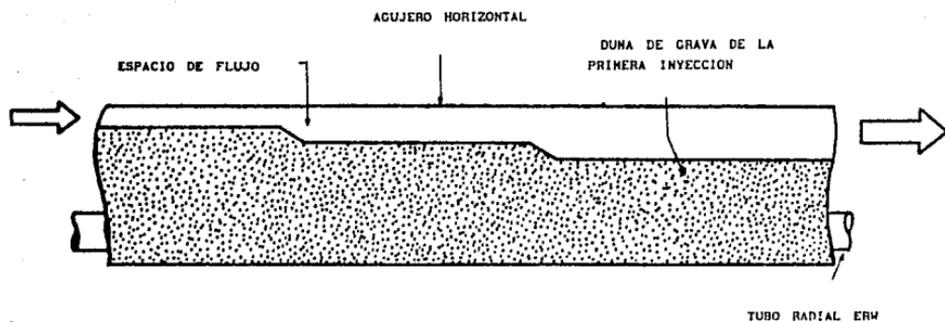


FIGURA IV.8 MOVIMIENTO PROGRESIVO DE LA DUNA DE GRAVA EN EL ESPACIO DE FLUJO DURANTE LA SEGUNDA INYECCION.

El resultado final es un agujero horizontal completamente empacado, el proceso es aplicable aún si el agujero es de sección transversal variable. Por supuesto, la zona vertical ampliada es simultáneamente empacada con la segunda inyección.

PRUEBA DEL METODO EN EL LABORATORIO.

El equipo utilizado para la prueba del proceso de empacamiento, se muestra en la Figura IV.9. El tubo que simula el agujero horizontal, es perforado en un patrón calculado, para representar las permeabilidades de la formación, que varían desde prácticamente impermeable hasta 5 darcys. Para impedir el taponamiento de las perforaciones se emplea internamente un cedazo de bronce, el cual puede variar la permeabilidad. Este agujero se ha diseñado con secciones de diámetro variable, en patrones rectos y ondulados, con filtración controlable para simular la permeabilidad de una formación heterogénea, después de varias pruebas, sólo las variables y los resultados finales se citan a continuación:

1. Rango de flujo de la lechada: 1-20 GPM.
2. Rango de concentración de lechada base agua: 0.05-4 lb/gal.
3. Rango del tamaño de grava: 5-60 mash.
4. Tipo de grava y/o muestras de yacimiento: Arena Ottawa, del centro de Texas, de Monterrey y bauxita porosa.
5. Desviación del agujero: 70°-110° (± 20° de la horizontal).
6. Rango de permeabilidad: 0-5 Darcy.

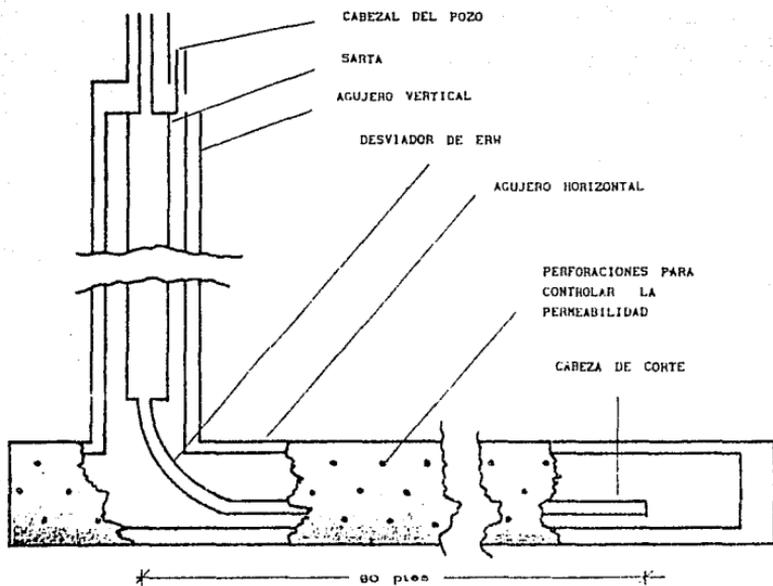


FIGURA IV.9 DIAGRAMA ESQUEMATICO DEL EQUIPO DE PRUEBA DE LABORATORIO PARA EMPACAMIENTO HORIZONTAL.

7. Longitud del agujero: 10-70 pies.

8. Disparos: Perforaciones arregladas helicoidalmente en el tubo ERW de 1/8 a 1/4 pg.

Obviamente, con este alcance de variables, no todas las combinaciones de variables fueron examinadas.

RESUMEN DE RESULTADOS.

- Con una velocidad de lechada en el tubo ERW arriba de 7 pie/seg, no hubo taponamiento en el tubo.
- La desaceleración de la lechada ocurre a una distancia de 3-5 pg, a partir de la salida del tubo ERW, la grava se asienta rápidamente y se forma una duna en ambas direcciones. Tan pronto como la duna se forma, la velocidad local del agua se puede medir, generalmente, se mantiene en un rango bajo (1-3 pie/seg), de acuerdo a la turbulencia de la grava y su baja velocidad (abajo de 7 pie/seg), observadas, el levantamiento de partículas finas de la formación, así como el escoriamiento serán mínimos.
- La velocidad del agua en el espacio de flujo se estabiliza cerca de los 3 pie/seg.
- La velocidad de la formación de la duna es alrededor de 1 pie/seg.
- El porcentaje de llenado en la primer inyección es mayor de 90%, y rara vez menor que 80%, el llenado en la segunda inyección es del 100%.

- No ocurre pérdida de arena en la primera inyección, el proceso se regula automáticamente en el rango de las razones de flujo de la lechada.
- Aún, con cambios abruptos del agujero simulado (4-12-4 pg), el llenado es completo después de las dos inyecciones, incluyendo las esquinas de los cambios abruptos.
- No hay pérdida de grava en el agujero horizontal en los límites de permeabilidad, a 5 Darcys.
- Puede ocurrir una pérdida de arena en la primera inyección si hay mucho filtrado, en la zona de filtración o fractura en el agujero horizontal pero también esa filtración crea una acción de auto-corrección en la segunda inyección. El empacamiento de grava llena el punto de pérdida de fluido, ocurrido cuando se hace la segunda inyección.
- Se ha desarrollado previamente una herramienta electrónica experimental para localizar el empaque de grava alrededor del tubo ERW, la medición para detectar la duna se hace a través de las perforaciones del tubo.
- Se observa que la grava se mueve muy lenta en el espacio de flujo, de forma parecida a una masa casi sólida, éste movimiento permite abrir y rellenar los vacíos a lo largo del empaque de grava, consolidandola fuertemente.

Los resultados anteriores indican que es factible hacer un empaque al 100% con buena consolidación, en pozos altamente desviados u horizontales con diámetros y geometrías variables en un amplio rango de permeabilidades. Este método aún no ha sido probado en el campo y por supuesto, muchos problemas ocurrirán y tendrán que ser resueltos.

IV.2.2.5 CONTROL DE ARENA CON CEDAZO COLOCADO DIRECTAMENTE EN AGUJERO ABIERTO.

No obstante, haber encontrado resultados de pruebas de empaque de grava eficientes en pozos horizontales, la aplicación de los cedazos es preferible, como se dijo previamente, debido a su capacidad de filtrado. Se analizan los resultados que pueden obtenerse al colocar un cedazo directamente en agujero abierto y el comportamiento de la arena de la formación alrededor de éste.

ARQUEAMIENTO DE LA ARENA.

Se define como una estructura curva distribuida sobre una abertura, que sirve para soportar una carga, transformando los esfuerzos verticales en horizontales.

Las fuerzas cohesivas contribuyen a la estabilidad parcial, de modo que la producción de arena disminuye considerablemente, dos aspectos importantes son:

- El arqueamiento de la arena es más rápido para gastos altos y la producción de arena es mínima, en un pozo horizontal.
- La producción inicial de arena es mayor para gastos altos.

MECANISMO DE FLUJO DE ARENA.

Una carga pequeña mejora la estabilidad del arco en una arena angular, mientras que una carga mayor ocasiona la falla del arco, debido al rompimiento del grano.

La arena redonda hace fallar al arco en todas las cargas axiales, a menos que se induzca en los granos un humedecimiento o se haga fluir aire. Para una arena no consolidada, la línea de falla de este tipo no es una línea recta. La curvatura es causada por el cambio del comportamiento de la arena en la falla, a diferentes niveles de esfuerzo. En condiciones de esfuerzos, en los cuales los arcos son inestables en arenas secas o saturadas, éstos podrían permanecer estables, si están presentes las fases de líquido inmiscible y la saturación de la fase mojable.

La tensión interfacial de un contacto líquido-líquido-sólido proporciona una fuerza cohesiva, la cual es necesaria para la estabilidad del arco. El gasto es un factor determinante en el tamaño y estabilidad del arco y el manejo de él puede tener efectos marcados en las características de producción de los yacimientos de arena no consolidados. Los arcos más pequeños son más estables y permiten el flujo de un fluido viscoso antes de la falla. Un incremento gradual del gasto da lugar a una mayor producción libre de arena que un incremento súbito.

La estructura del arco es función de la distribución de los esfuerzos en un empaque de arena y la forma del arco depende de la dirección del esfuerzo principal y su tamaño decrece con el incremento de la presión de confinamiento. La fuerza cohesiva tiene un gran impacto en la estabilización del arco. Esta estabilidad, aumenta cuando se incrementan los esfuerzos verticales y horizontales, el arco más estable se obtiene cuando el esfuerzo horizontal es máximo y el vertical mínimo.

La producción de arena es afectada por la presión de sobrecarga, gasto, tamaño y forma de los granos de arena. La producción de arena aumenta cuando se incrementa la presión de sobrecarga, el gasto y el arqueamiento de la arena se mejora por la baja presión de sobrecarga, angularidad y

gastos bajos de producción. Para pozos horizontales, a diferencia de los pozos verticales, los gastos bajos de producción de fluidos, no indican que sea baja la producción de arena. Un gasto de producción alto, puede llevar a una estabilidad mayor. Este comportamiento en un pozo horizontal, es equivalente al de un pozo vertical sin presión de sobrecarga. La presencia de fuerzas gravitacionales, colineales en la dirección de flujo, generan arcos más estables, incrementando las fuerzas de inercia en la arena.

gastos bajos de producción. Para pozos horizontales, a diferencia de los pozos verticales, los gastos bajos de producción de fluidos, no indican que sea baja la producción de arena. Un gasto de producción alto, puede llevar a una estabilidad mayor. Este comportamiento en un pozo horizontal, es equivalente al de un pozo vertical sin presión de sobrecarga. La presencia de fuerzas gravitacionales, colineales en la dirección de flujo, generan arcos más estables, incrementando las fuerzas de inercia en la arena.

CONCLUSIONES

- El tipo de terminación de un pozo horizontal se basa en las características de la formación, los fluidos contenidos en ella y de los tratamientos futuros.
- Existen varios tipos de terminaciones para pozos horizontales los cuales incluyen:
 - a) Agujero abierto.
 - b) Liner ranurado o pre-perforado.
 - c) Tubería de revestimiento con empacador.
 - d) Liner/T.R. cementado.
- Pruebas de laboratorio muestran que pueden formarse canales residuales de lodo en la parte baja del espacio anular y que se puede desarrollar agua libre en la parte superior, esto genera problemas para la cementación. Ambos son susceptibles de superarse mediante técnicas preventivas.
- La única técnica de disparo que se emplea en pozos altamente desviados y horizontales es aquella en donde las pistolas son bajadas con tubería de producción a condiciones de presión diferencial negativa.
- Existen dos métodos de control de arena:
 - a) Consolidación química.
 - b) Método mecánico, empaque de grava y cedazo en agujero abierto.

- Ninguno de los procesos por consolidación química es apropiado aún para pozos horizontales, debido a que los productos químicos no son inyectados tan homogéneamente como se requiere en la longitud total de drene. Sin embargo, se está investigando y desarrollando un procedimiento específico para pozos horizontales.
- Existe un método de empaque de grava para pozos con desviaciones de 70° a 110° , probado en laboratorio, el cual se realiza en dos etapas. En la primera se obtiene un llenado de 70 a 90% y en la segunda un 100%.
- El empleo de los cedazos en agujero abierto, que a menudo son menos eficientes que los empaques de grava en pozos verticales, son preferibles en pozos horizontales, debido a que mantienen su capacidad de filtrado.
- Cuando se emplea este cedazo y se produce por la parte superior, la presión de sobrecarga y los altos gastos ayudan a minimizar la producción de arena, en un pozo horizontal.

BIBLIOGRAFIA.

1. Spreux, A., Georges, C., Lessi, "Horizontal Well Operations-Part 6 (Most Problems in Horizontal Completion are Resolved)", Oil and Gas Journal, June 13, 1988.
2. Cooper, R. E., and Troncoso, J. C., "An Overview of Horizontal Well Completion Technology", SPE 17582, Presented at the SPE International Meeting on Petroleum Engineering, Tiajin, China, Nov. 1-4, 1988.
3. De Montigny, O., and Combe, J. "Horizontal Well Operations 3 (Hole Benefits, Reservoir Type Key to Profit)", Oil and Gas Journal, April 11, 1988.
4. Craft, B. C., and Hawkins, M. F., "Ingeniería Aplicada de Yacimientos Petrolíferos", Tecnos, Madrid, 1968.
5. Rodríguez, N. R., "Principios de Mecánica de Yacimientos", U. N. A. M., 1984.
6. Joshi. S. D., "A Review of Horizontal Well and Drain Hole Technology", SPE 16868, Presented at the 62th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE, Dallas, Tx, September 27-30, 1987.
7. Austin, C., Zimmerman, C., Sullaway, B., and Sabins, F., "Fundamentals of Horizontal Well Completions", Drilling, May/June, 1988.
8. Autin, C., "Stimulation/Stimulation", Presented at the Halliburton Horizontal Completions Symposium, March 28-30, 1988.

9. Giannesini, F. J., "Production Technology for Horizontal Wells Takes New Direction", World Oil, May, 1989.
10. Austin, C. E., Rose, R. E., and Schuh, F. J. "Simultaneous Multiple Entry Hydraulic Fracture Treatments of Horizontally Drilled Wells", SPE 18263 Presented at the 63th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE, Houston, Tx, October 2-5, 1988.
11. Lessi, J., and Spreaux, A., "Completion of Horizontal Drain Holes", SPE 17572, Presented at the SPE International Meeting on Petroleum Engineering, Tiajin, China, November 1-4, 1988.
12. Keller, S. R., Crook, R. J. Haut, A. C., and Kulakosky, D. S., "Problems Asociated With Desviated-Wellbore Cementing", SPE 11979, Presented at SPE-AIME 58th Annual Fall Technical Conference and Exhibition, San Francisco, Ca, October 5-8, 1983.
13. Crook, R. J., Keller, S. R. and Wilson, M. A., "Solutions to Problems Asociated With Desviated-Wellbore Cementing", SPE 14198, Presented at SPE-AIME 60th Annual Fall Technical Conference and Exhibition. Las Vegas, Nevada, September 22-25, 1985.
14. Wilson, M. A., and Sabins, F. L., "A Laboratory Investigation of Cementing Horizontal Wells", SPE 16928, Presented at SPE-AIME 62 th Annual Fall Technical Conference and Exhibition, Dallas, Tx, September 27-30, 1987.
15. Sabins, F., "Cementing Horizontal Wells", Presented at the Halliburton Horizontal Completions Symposium, March 28-30, 1988.

16. Parcewaux, P., "Guides Emerge for Cementing Horizontal Strings", Oil and Gas Journal, October 19, 1987.
17. Bell, W. T., "Perforating Underbalanced-Evaluating Technical", J. Pet. Tech., October, 1984.
18. King, G., E, Anderson, A., and Bingham, M., "A Field Study of Underbalanced Pressures Necessary to Obtain Clean Perforation Using Tubing-Conveyed Perforating", SPE 14321, Presented at the 60th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE, Las Vegas, Nevada., September 22-25, 1985.
19. Young, W. S., and Zalesky Jr. T. E., "Procedural Design Considerations Associated With Tubing-Conveyed Underbalanced Perforating", SPE 13646, Presented at the SPE California Regional Meeting, Bakersfield, California, March 27-29, 1985.
20. Weirich, J. B., Zalesky Jr., T. E. and Mulcahy, P. M., "Perforating the Horizontal Well: Design and Techniques Prove Successful", SPE 16929, Presented at the 62th Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE Dallas, Tx., September 27-30, 1987.
21. Zimmerman, J. C., Winslow, D. W., Hinkie, R. L., and Lockmas, R. R., "Selection of Tools for Stimulation in Horizontal Cased Hole", SPE 18995, Presented at the SPE Joint Rocky Mountain Regional/Low Permeability Reservoir Symposium and Exhibition, Denver, Colorado, March 6-8, 1989.
22. George, F., "Tubing Conveyed Perforating of Horizontal Holes", Presented at the Halliburton Horizontal Completions Symposium, March 28-30, 1988.

23. Schlumberger, "Sistema de Cañoneo", June, 1983.
24. Schlumberger, "Evaluacion de Formaciones en México", Septiembre, 1984.
25. Schlumberger, "Tubing Conveyed Perforating", 1987.
26. Islam, M. R., and George, A. E., "Sand Control in Horizontal Wells in Heavy Oil Reservoirs", SPE 18789, Presented at the California reGIONAL MEETING, CALIFORNIA, April 6-7, 1989.
27. Patton, L. D., and Abbott, W. A., "Wwll Completion and Workovers-Part-19 (The Systems Approach to Sand Control)", Pet. Eng. Intl., November, 1981.
28. Suman, G. O., "World Oild's Sand Control Handbook", Gulf Publishing Company, Houston, Tx, 1975.
29. Burger, J. G., Gadelle, C. P., and Marrast, J. R., "Develoment of a chemical Process of Sand Control", SPE 15410, Presented at the 61 st Annual Technical Conference and Exhibition of the SPE, New Orleans, L. A., October 5-8, 1986.
30. Shryock, S. G., "Gravel-Packing Studies in a Full-Scale Desviated Model Wellbore", J. Pet. Tech., March, 1983.
31. Nini, C. J., and Owen, G. W., "Successful High-Angle Gravel Packing Techniques", SPE 12105, Presented at the 58 th Annual Technical Conference and Exhibition, San Francisco, ca., October 5-8, 1983.
32. Gruesbek, C., Salathiel, W. M., and Echols, E. E., "Design of Gravel Pack in Desviated Wellbore", J. Pet. Tech., January, 1979.