

11
2ej.



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA
DE MEXICO**

FACULTAD DE INGENIERIA

**SELECCION DEL TIPO DE TERMINACION PARA
POZOS HORIZONTALES**

T E S I S

**QUE PARA OBTENER EL TITULO DE:
INGENIERO PETROLERO
P R E S E N T A N
ALFREDO GARCIA RIVERA
RICARDO PADILLA MALTRANA**

DIRECTOR DE TESIS: NEHEMIAS HERRERA PATRON



MEXICO, D. F.

1982

**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.

SELECCION DEL TIPO DE TERMINACION PARA POZOS HORIZONTALES

INDICE

	pág.
INTRODUCCION	1
CAPITULO I	
FLUIDOS DE PERFORACION Y TERMINACION DE USO COMUN.	4
I.1	5
I.1.1	
I.1.1.1	
I.1.1.2	
I.1.1.3	
I.1.1.4	
I.1.1.5	
I.1.1.6	
I.1.1.7	
I.1.1.8	
I.1.1.9	
I.1.1.10	
I.2	24
I.2.1	
I.2.2	
I.2.3	
I.2.4	
I.2.5	
I.2.6	
I.2.7	
I.2.8	
I.2.9	
I.3	30
I.3.1	
I.3.2	
I.3.3	

CAPITULO II

IMPORTANCIA DE LA CEMENTACION DE UNA TUBERIA

	DE REVESTIMIENTO	42
II.1	ADEME DEL AGUJERO	43
II.1.1	FUNCIONES DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO	
II.1.2	FUNCIONES DE LA CEMENTACION	
II.2	FUNCIONES Y CARACTERISTICAS DEL CEMENTO	47
II.2.1	PROPIEDADES FISICAS DE LOS CEMENTOS	
II.2.2	CLASIFICACION API DE LOS CEMENTOS	
II.2.3	CEMENTOS ESPECIALES	
II.3	ADITIVOS PARA LA CEMENTACION	55
II.3.1	CATALIZADORES O ACELERADORES	
II.3.2	ADITIVOS LIGEROS	
II.3.3	ADITIVOS DENSIFICANTES	
II.3.4	RETARDADORES DE FRAGUADO	
II.3.5	REDUCTORES DE FRICCION	
II.3.6	AGENTES DE CONTROL DE LA FILTRACION	
II.3.7	AGENTES DE CONTROL EN ZONAS DE PERDIDA DE CIRCULACION	
II.4	CEMENTACION DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO	65
II.4.1	PREPARACION DEL POZO Y DESPLAZAMIENTO DEL LODO	
II.4.2	AYUDAS MECANICAS PARA LA CEMENTACION	
II.5	EVALUACION DE LA CEMENTACION	74

CAPITULO III

	SELECCION DEL TIPO DE TERMINACION	76
III.1	MECANICA DE DESPLAZAMIENTO	78
III.1.1	DISEÑO DE LA LECHADA	
III.1.2	FLUIDO ESPACIADOR	
III.1.3	AGUA LIBRE	
III.1.4	CENTRALIZACION	
III.1.5	MOVIMIENTO DE TUBERIA	
III.1.6	GASTO DE BOMBEO Y DE DESPLAZAMIENTO	
III.1.7	DIAMETROS DE AGUJERO Y DE TUBERIA	
III.2	TERMINACION EN AGUJERO DESCUBIERTO	87
III.3	TERMINACION CON LINER RANURADO O PERFORADO	90

III.4	TERMINACION CON LINER RANURADO O PERFORADO Y EMPACADOR EXTERNO DE TUBERIA	94
III.5	TERMINACION CON LINER PRE-EMPACADO	100
III.6	TERMINACION CON EMPACAMIENTO DE GRAVA	104
III.7	TERMINACION CON TUBERIA DE REVESTIMIENTO CEMENTADA	108
	CAPITULO IV	
	RANURACION DE TUBERIA	112
IV.1	DISEÑO DE LAS RANURAS	116
	CAPITULO V	
	TIPOS DE TERMINACION UTILIZADOS EN EL CAMPO AGUA FRIA	122
V.1	UBICACION GEOGRAFICA Y ASPECTOS GEOLOGICOS	122
V.2	DESARROLLO DEL CAMPO AGUA FRIA	124
V.3	PLANEACION DE LA PERFORACION HORIZONTAL	127
V.4	FLUIDO DE PERFORACION	129
V.5	DISEÑO Y DESARROLLO DE LA PERFORACION DE POZOS	131
V.6	TERMINACION DE POZOS	147
V.7	EVOLUCION DE COSTOS DE POZOS HORIZONTALES	153
	CONCLUSIONES	155
	NOMENCLATURA	157
	BIBLIOGRAFIA	159

INTRODUCCION

Actualmente los hidrocarburos constituyen la principal fuente de energía, la cual sustenta el desarrollo económico mundial. Es una realidad la búsqueda de energías alternas capaces de sustituir a los hidrocarburos, pero no se ha encontrado hasta el momento una alternativa viable, que pueda sustentar el consumo del energético. Los hechos demuestran que los hidrocarburos seguirán siendo la fuente de energía de mayor importancia, por lo menos a mediano plazo.

La inquietud por mejorar la explotación de yacimientos petroleros ha generado el desarrollo de diversas tecnologías que a través del tiempo y la experiencia, tienden a considerarse como herramientas indispensables. La idea de explotar yacimientos con pozos horizontales está basada en un fenómeno muy simple: El drene de fluidos al pozo. Sin embargo, tal idea está apoyada en el conocimiento de las propiedades del yacimiento: Estructura, estratigrafía, mecanismos de recuperación, tipo de fluidos, etc., para tener fundamentos sólidos que conduzcan a implantar la tecnología de pozos horizontales.

En un proyecto de explotación de yacimientos con pozos horizontales, es importante seleccionar el radio de curvatura que servirá para diseñar adecuadamente la longitud del tramo horizontal, en función del grado de penetración que se quiera; esto es, radio corto, medio o largo. El radio corto es ideal en pozos viejos y proyectos de recuperación mejorada.

Un pozo horizontal de radio medio se perfora con un equipo convencional, solo que incluye el uso de motores de fondo, el sistema MWD (Measure While Drilling) y herramientas articuladas especiales. Las ventajas de esta modalidad incluyen mayor extensión de la sección horizontal, mejoran el control de la dirección y facilitan el revestimiento.

El radio largo permite desarrollar un alto grado de penetración horizontal con equipo convenncional. Es útil cuando se requiere evadir obstáculos como poblaciones, ríos, domos salinos, etc. y en plataformas marinas.

No todos los yacimientos son adecuados a desarrollar con pozos horizontales; en algunos casos resulta más conveniente perforar pozos verticales. Un yacimiento candidato a explotarse con pozos horizontales debe reunir al menos una de las siguientes características:

 Espesor pequeño

 Horizontes productores conteniendo fracturas verticales

 Baja permeabilidad

 Yacimientos de gas

 Formaciones lenticulares

 Proyectos de recuperación secundaria

Independientemente del tipo de yacimiento, existen otras ventajas de los pozos horizontales; por ejemplo, algunos yacimientos de aceite producen a ritmos muy cercanos a los llamados "ritmos críticos". Operando por arriba de estos ritmos, un fluido no

deseado (gas o agua) aparece en la producción. Un pozo horizontal ayudaría de dos maneras: Primero ubicándolo a una distancia lejos de los contactos gas-aceite o agua-aceite y segundo, mejorando la productividad.

Existen además otras aplicaciones prácticas de gran utilidad como la reducción del fenómeno de conificación de agua o gas, mayor área de contacto en los procesos de recuperación mejorada y desarrollo de campos marinos. La experiencia alcanzada en diversos países, ha demostrado que un pozo horizontal puede ser de dos a cinco veces más productivo que uno vertical. Es importante para la Industria Petrolera Nacional asimilar cuanto antes esta nueva tecnología, ya que en nuestro país existen yacimientos complejos ideales para explotarse con pozos horizontales.

Como en todo proyecto de cualquier índole la cuestión económica es fundamental. En el caso de pozos horizontales el costo de perforación puede ser de 1.4 a 2.5 veces mayor que un pozo vertical convencional, según las observaciones de las compañías que los han desarrollado. Es lógico pensar que un pozo horizontal resulte más costoso debido a lo siguiente:

Utilización de sofisticados ensambles, medición continua de la desviación del pozo, lodos de perforación con mejores funciones, sobre todo en el transporte de recortes, terminaciones especiales y mayor tiempo de ejecución.

Este trabajo tiene por finalidad, explicar los diferentes tipos de terminación de pozos horizontales así como la importancia de la cementación de sus tuberías y de los fluidos de control utilizados.

CAPITULO I

FLUIDOS DE PERFORACION Y TERMINACION DE USO COMUN

Desde los inicios de la Industria Petrolera, ha sido necesario el uso de fluidos para la perforación, terminación y reparación de pozos, con la finalidad de contrarrestar la presión ejercida por las formaciones.

Debido a la creciente necesidad del uso industrial y comercial de los hidrocarburos, se han desarrollado técnicas para perforar pozos más profundos y con ángulos de desviación mayores, siendo los fluidos, los encargados de controlar el pozo sin causar daño irreversible a la formación productora, por lo que se han vuelto más variados y complejos.

Actualmente las técnicas de perforación horizontal aparentan tener una perfección cuando existen ambientes favorables, sin embargo se debe tomar en cuenta que pueden surgir numerosas dificultades tales como:

Desequilibrio de la presión en el pozo.

Dificultad en la limpieza del pozo.

Inestabilidad del espacio anular.

1.1 FUNCIONES DE UN FLUIDO DE CONTROL

Debido al alto costo que representan los fluidos de control de un pozo petrolero, es necesario seleccionarlos adecuadamente con la finalidad de que reunan el mayor número de propiedades para que puedan desempeñar mejor sus funciones, con base a los requerimientos y características particulares de cada pozo.

Por lo anterior, se puede decir que la velocidad, eficiencia, seguridad y costo de la perforación de cualquier pozo petrolero, depende directamente del comportamiento de los fluidos utilizados.

1.1.1 CONTROL DE LA PRESION DE FORMACION

El agua, aceite y/o gas contenidos en el yacimiento, están confinados a determinada presión de la formación, la cual puede ser originada por el peso de las capas suprayacentes. Durante la perforación se encuentran formaciones con presiones normales y anormales siendo el fluido de perforación el único elemento que las puede controlar.

Para realizar con seguridad y facilitar las operaciones de perforación, reparación y terminación de pozos es necesario contrarrestar la presión de formación y llevarla a un punto de equilibrio, ejerciendo una presión contraria mediante el fluido de control. La presión que ejerce el fluido para equilibrar la presión de formación se llama presión hidrostática.

El efecto de control se hace por medio de la densidad del fluido, de tal forma que si la densidad aumenta, se incrementa el valor de la presión ejercida por la columna del fluido.

Por definición se tiene que:

$$P = \frac{\rho h}{10} \quad *$$

Los pozos horizontales frecuentemente tienen una variación de permeabilidad a lo largo de la sección horizontal perforada pero la presión del yacimiento se mantiene constante.

Considerando:

P_y Presión del yacimiento

P_b Presión del lodo abajo de la barrena

P_h Presión hidrostática del lodo en el espacio anular

Se puede apreciar la dificultad de mantener un balance del fluido a lo largo de la sección horizontal.

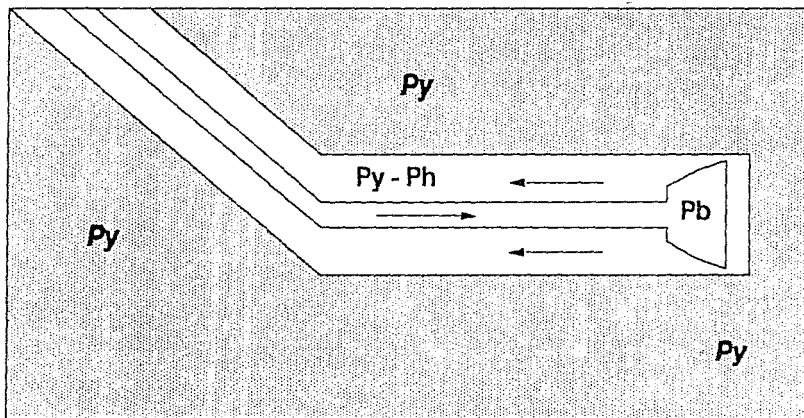
VER FIGURA 1.1

Dados:

$$P_y = \text{cte}$$

$$\begin{array}{l} \text{Si } P_b = P_y \\ P_b - P_h < P_y \end{array}$$

*NOMENCLATURA AL FINAL DEL TRABAJO



$P_y = cte.$ Si $P_b = P_y$

Si $P_b - P_h = P_y$

$P_b - P_h < P_y$

$P_b > P_y$

EXISTE RIESGO DE BROTE

EXISTE RIESGO DE PERDIDA DE CIRCULACION

FIGURA 1.1

Entonces se tiene riesgo de brote en el inicio de la sección horizontal.

Si	$P_b - P_h = P_y$
	$P_b > P_y$

Entonces se tiene riesgo de pérdida de circulación en el fondo de la sección horizontal.

I.1.2 DAÑO MINIMO A LA FORMACION

Cuando la presión hidrostática que ejerce el fluido es mucho mayor que la presión de formación, indudablemente los fluidos del lodo entran a ésta alterando las propiedades de la roca, principalmente la porosidad y permeabilidad, dificultando posteriormente la explotación eficiente del pozo.

Por supuesto, será necesario mantener la presión hidrostática igual o ligeramente superior a la presión de formación. El equilibrio de presiones puede perderse al introducir la sarta debido a la mayor resistencia que ofrece el fluido en reposo, de tipo gelatinoso. Será necesario agregar al fluido aditivos que faciliten su fluidez y reduzcan así la resistencia, evitando la necesidad de provocar un excesivo aumento de presión al entrar la sarta al pozo. Estos aditivos permiten además la formación de un enjarre en las paredes de la formación, que restringen la migración de fluidos y sólidos a los intervalos productores.

Como los métodos de terminación de pozos horizontales están evolucionando, al mismo tiempo se desarrollan técnicas enfocadas para minimizar el daño a la formación. La remoción de la pared de enjarre, la invasión de sólidos y filtrado, incrementa la posibilidad de causar daño.

Un buen diseño del fluido de perforación, debe incluir un agente que distribuya adecuadamente el tamaño de las partículas, mismas que son seleccionadas para minimizar la migración de sólidos hacia la formación y construir rápidamente una pared de enjarre.

La densidad del fluido no debe ser más alta que la necesaria para controlar el pozo. La bentonita y particularmente la barita causan daño a la formación.

I.1.3 ACARREO DE LOS RECORTES A LA SUPERFICIE

Para conseguir una limpieza efectiva y un acarreo de recortes seguro, deben tomarse en cuenta las siguientes condiciones en el fluido:

Velocidad anular del fluido

Por influencia de la gravedad, los recortes tienden a caer a través del fluido ascendente pero al circular el fluido con la velocidad adecuada se anula este efecto. El fluido de perforación deberá proporcionar un flujo adecuado para crear una turbulencia a través de la barrena, que levante y acarree los recortes perforados.

Densidad

La densidad produce un efecto de flotación sobre las partículas, aumentando la densidad del fluido se incrementa la capacidad de acarreo.

Viscosidad

La viscosidad tiene gran significación en el transporte de los cortes, esta depende de la concentración, calidad y dispersión de los sólidos suspendidos.

Las diferencias cruciales de un fluido de perforación de pozos horizontales, con el de un pozo vertical, estriba en el acarreo de los recortes a la superficie, minimizar el daño a la formación y ser compatible con el proceso de terminación.

Este fluido debe remover los cortes de la sección horizontal y prevenir su asentamiento. En un pozo vertical los recortes pueden descender hasta un pie sin causar problema alguno, mientras que en una sección horizontal solo unas pulgadas de desplazamiento pueden empacar recortes donde removerlos es sumamente difícil.

En los pozos donde los ángulos varían de 25 a 65 grados, los problemas son más críticos cuando las propiedades reológicas del lodo y sus velocidades no son optimizadas. Para sustraer efectivamente los recortes del pozo se deben tomar en cuenta las características geométricas del pozo, las cuales están directamente relacionadas con el acarreo de los recortes.

VER FIGURA 1.2

SECCION TRANSVERSAL DE FLUJO DEL FLUIDO

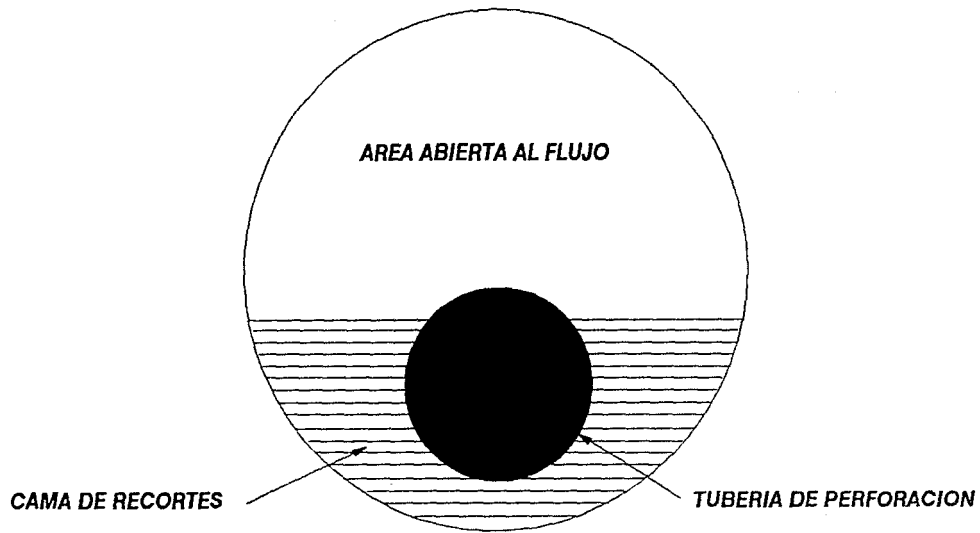


FIGURA 1.2

1. Cuando la desviación del pozo sea menor a 25° , el espacio anular se comporta como si fuera vertical y el flujo laminar combinado con la selección de un ritmo de bombeo adecuado, podrán levantar y extraer los recortes a la superficie, proporcionando una limpieza eficiente en el pozo.

2. En desviaciones de alrededor de 65° , los recortes pueden acumularse sobre la parte inferior del pozo y deslizarse uniformemente hacia abajo cuando se detenga el bombeo pudiendo ocasionar pegadura de tubería. Esta sección es difícil de limpiar y requiere flujo turbulento y altas velocidades anulares.

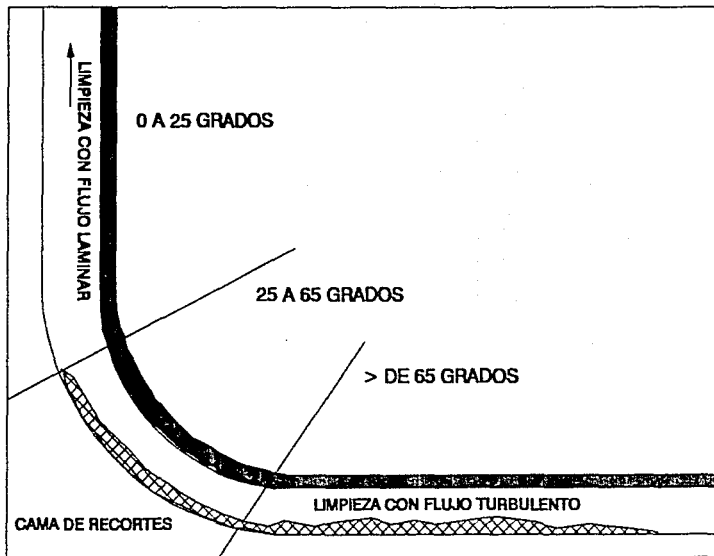
3. En pozos cuya desviación es mayor a 65° , los cortes son acumulados sobre la parte inferior del espacio anular, pero no se deslizarán. Este gran asentamiento de recortes son los más difíciles de quitar.

VER FIGURA 1.3

El flujo turbulento combinado con la rotación de la tubería, es el método más efectivo para levantar la cama de recortes y limpiar el pozo.

Con el flujo turbulento se pueden levantar partículas cuando:

- a) El espacio anular permanezca con su diámetro original.
- b) El Número de Reynolds sea mayor a 4000, mismo que puede agrandar la geometría anular.
- c) Se mantengan las condiciones mecánicas que permitan el ritmo de bombeo adecuado.
- d) Se apliquen elevadas velocidades anulares.



TRES FASES DE LA LIMPIEZA HORIZONTAL DEL POZO

FIGURA 1.3

e) Se tiene una sección horizontal, por la que fluye agua. Otros factores que afectan la limpieza del pozo son la excentricidad de la tubería de perforación, geometría del pozo y densidad del lodo. La alta viscosidad del lodo realiza un barrido efectivo en pozos verticales, mientras que la baja viscosidad lo hace en pozos horizontales.

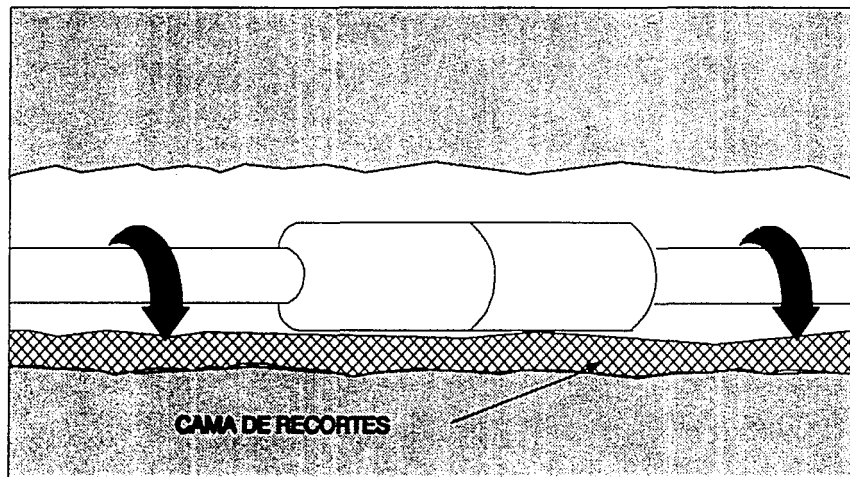
En algunas formaciones existe una tendencia a que el agujero aumente su diámetro con el flujo turbulento, por lo que se sugiere realizar un detallado estudio de la reología del fluido, condiciones mecánicas del pozo y un ritmo adecuado de bombeo, para evitar erosión y agrandamiento del espacio anular.

VER FIGURA 1.4

I.1.4 SUSPENSION DE LOS RECORTES

El fluido de perforación además de acarrear los recortes, debe tener la propiedad de soportarlos durante el tiempo en el cual éste se mantenga en reposo. Para lograr esto, el fluido debe tener una propiedad característica conocida como tixotropía. Si los recortes no quedaran suspendidos caerían al fondo y causarían problemas, reduciendo la velocidad de perforación y produciendo atascamiento de la barrena con los recortes sueltos asentados.

La velocidad de asentamiento de la partícula a través del fluido de perforación, depende de la densidad de la partícula así como la viscosidad y gelatinosidad o tixotropía del fluido. Los fluidos de perforación que tienen esa propiedad se llaman fluidos plásticos de Bingham.



RECORTES DE PERFORACION Y SOLIDOS DE LODO ASENTADOS EN LA SECCION HORIZONTAL

FIGURA 1.4

El minimizar las propiedades reológicas del fluido, puede ser práctico para ayudar en la limpieza del pozo, recordando que las secciones casi verticales, también necesitan ser limpiadas y el lodo requiere una capacidad de acarreo para tener un buen comportamiento. Existe una suspensión inadecuada de los recortes cuando se utilizan aditivos de baja viscosidad para la limpieza de los pozos horizontales.

I.1.5 SUSTENTACION DE LA SARTA DE PERFORACION

Al aumentar las profundidades de perforación, el peso soportado por el equipo de superficie aumenta considerablemente. Cuando la tubería se sumerge en el fluido ésta recibe un empuje hacia arriba igual al peso desplazado, un aumento en la densidad del fluido aumentará el empuje y reducirá el peso total soportado por el equipo.

Durante la perforación de las secciones curva y horizontal, se disminuye la carga que soporta el equipo debido a que la tubería se recarga en la parte inferior del espacio anular, ocasionando esfuerzos entre la sarta de perforación y la pared del pozo. Estos esfuerzos son el torque y el arrastre. Los lodos base aceite proporcionan una capa lubricante entre la sarta y el espacio anular, la cual minimiza el coeficiente de fricción.

El torque y el arrastre que existe mientras se perfora la curva, es resultado de una elevada carga ocasionada por los estabilizadores. La presencia de una cama de recortes puede

incrementar el torque y el arrastre al igual que la irregularidad del espacio anular. La sustentación de la sarta de perforación en la sección horizontal es mínima.

I.1.6 ENFRIAR Y LUBRICAR LA BARRENA Y LA SARTA DE TRABAJO

Durante la perforación se produce un excesivo calor el cual es generado por la fricción dada entre la barrena y la formación. Este calor se disipa mediante la circulación del fluido de perforación al salir a la superficie. Se cuenta con aditivos reductores de fricción los cuales ayudan a enfriar y lubricar la barrena. El fluido de perforación lubrica la sarta cuando se trabaja con lodos que incluyen en su preparación aceites combinados con agentes emulsificantes (detergentes).

Los beneficios que se reportan por enfriar y lubricar la barrena son:

- Prolongación de la eficiencia.

- Disminución de la presión de bombeo y mejoraría del arrastre.

- Una mejor presión de bombeo.

- Menor desgaste de la sarta por la fricción con las paredes del pozo.

Los severos problemas de torque y arrastre en pozos altamente desviados son causados por la pobre lubricación del lodo de perforación. La formación de una cama de recortes, inestabilidad del espacio anular y la pegadura de tubería son los problemas de

mayor importancia. La lubricación llega a ser la clave del asunto solo si estos problemas ya han sido corregidos.

Todos los lodos imparten cierto grado de lubricación el cual depende del tipo de fluido en uso. Algunos lubricantes utilizados para lodos base agua son restringidos debido a que son altamente tóxicos, mientras que los lodos base aceite proporcionan un mejor comportamiento en lubricación además de ser más económicos, comparados con los aditivos de lubricación utilizados para lodos base agua.

I.1.7 FORMACION DE ENJARRE

Algunos fluidos gracias a su viscosidad y sólidos en suspensión sometidos a una presión, forman en las paredes de la formación una película protectora llamada enjarre, la cual es capaz de retardar o disminuir el flujo de fluidos a través de ella. Un fluido de control base agua preparado con bentonita, por ejemplo, deposita un buen enjarre en la zona permeable. Este enjarre sirve para consolidar la formación y retardar el paso de filtrado al intervalo productor evitando así el daño al yacimiento.

Un enjarre que contiene un espesor pequeño permite menos filtrado, lo contrario de un enjarre que contiene un espesor grande. La formación de enjarres gruesos se debe a agentes contaminantes como agua salada, cemento, gas y otros que evitan la hidratación de la bentonita.

El enjarre minimiza los derrumbes y mantiene la medida del pozo en

situaciones donde se perforan lutitas. El lodo se acondiciona adicionando cloruro de potasio. Cuando se utiliza un fluido salado, el tamaño de las partículas de sal y su correspondiente concentración, se optimizan para proporcionar un puenteo y sellar temporalmente la formación permeable con un filtrado removible.

I.1.8 ESTABILIDAD DE LAS PAREDES DEL POZO

Durante la perforación, la presión hidrostática que ejerce el fluido sobre las paredes del pozo sirve para evitar su colapso, así como derrumbes ocasionados por la hidratación e hinchamiento de arcillas o formaciones inestables de baja consolidación. Las causas de la inestabilidad de las formaciones pueden ser numerosas y diferentes en cada área. Estas causas deben ser bien definidas para poder formular un fluido con los requerimientos físicos y químicos que permitan evitar el problema.

Para asegurar la estabilidad del agujero, el enjarre, la densidad, el flujo y la actividad química del lodo deben ajustarse. La estabilidad de la pared del pozo depende del mantenimiento de un balance químico y físico entre la formación y el lodo. La estabilidad de la sección horizontal no es diferente de la vertical: Pero físicamente llega a ser más crítica cuando el pozo llega a ser horizontal. Un lodo pesado es necesario para prevenir un colapso pero con esto se puede tener un fracturamiento y pérdida de fluido.

VER FIGURAS I.5 Y I.6

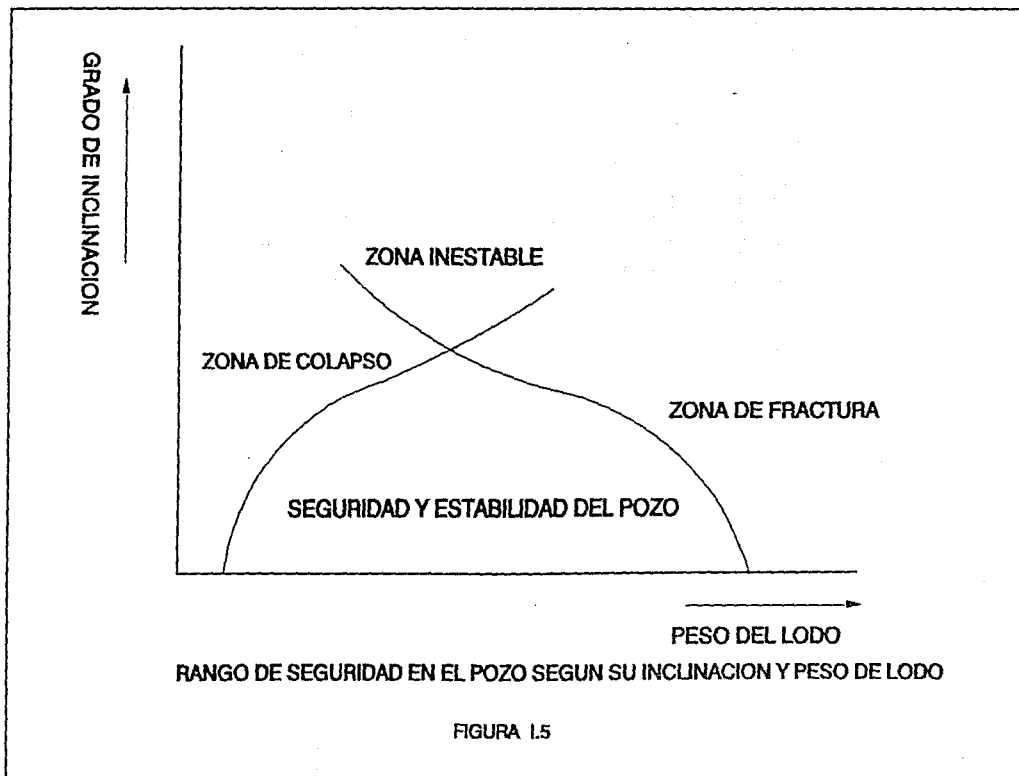
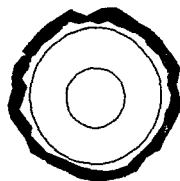
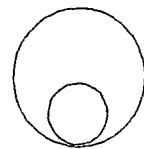
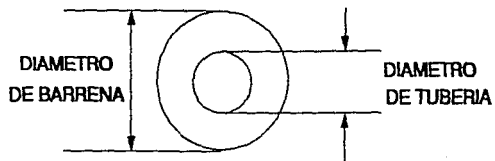
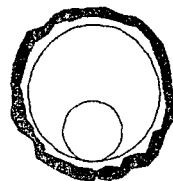


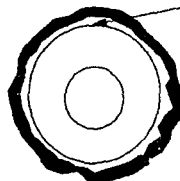
FIGURA 1.5



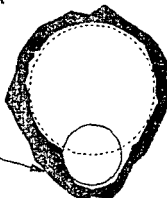
ZONA ALTERADA CAUSADA
POR LA HIDRATACION DE LUTITAS



AGRANDAMIENTO DEL ESPACIO ANULAR
DEBIDO A LA EROSION Y LAVADO DE LA
ZONA ALTERADA



SARTA DE PERFORACION
DENTRO DE LA ZONA ALTERADA



AGUJERO VERTICAL

FIGURA 1.6

AGUJERO ALTAMENTE DESVIADO

I.1.9 AYUDA EN LA TOMA DE REGISTROS ELECTRICOS

El lodo debe suministrar un medio apropiado para evaluar las formaciones a través de los registros eléctricos. Para tomar estos registros se requiere que el fluido de perforación proporcione un medio conductor eléctrico, que permita obtener las propiedades de los diferentes fluidos de la formación. Los fluidos base aceite dificultan la evaluación de la formación que posiblemente sea productora y los fluidos base agua salada limitan el uso del registro potencial espontáneo (SP) para conocer zonas permeables.

La formación del enjarre limita la obtención de la información de los núcleos obtenidos mientras que la invasión del agua o aceite afectan la resistividad. Por lo tanto es necesario seleccionar el fluido y su tratamiento en el área particular. Otro tipo de operaciones tales como registros de cable, disparos, apertura o cierre de válvulas de circulación son hechas con herramientas de cable o línea de acero por eso es importante mantener la viscosidad y gelatinosidad del fluido para que la introducción y recuperación de las herramientas no encuentren resistencia en el interior de las diferentes tuberías.

I.1.10 TRANSMISION DE POTENCIA HIDRAULICA A LA BARRENA

El fluido de perforación es el medio a través del cual se transmite la potencia hidráulica a la barrena. Un fluido cuya viscosidad en la barrena se aproxima a la del agua, disminuirá la

pérdida de presión por fricción y aumentará la potencia hidráulica disponible en la barrena. Esto se debe a que mientras más baja viscosidad tenga un fluido, menos pérdida por fricción tendrá en las paredes del pozo, ya que se facilita el movimiento y por lo tanto aumenta el rendimiento de la potencia hidráulica disponible.

I.2 PROPIEDADES DE LOS FLUIDOS DE CONTROL

Dados los avances tecnológicos de los aditivos empleados en la perforación y control de los fluidos de perforación, terminación y reparación de pozos petroleros, se requiere actualizar continuamente los procedimientos y metodologías para evaluar los productos usados, con objeto de establecer las especificaciones físicas y químicas para controlar la calidad de los aditivos mencionados. En esta sección se verán someramente nueve propiedades de los fluidos de control y su determinación.

I.2.1 DENSIDAD (ρ)

La determinación y el control de la densidad de los lodos, es esencial para el desempeño de algunas funciones básicas, tales como el evitar el flujo de fluidos indeseables al pozo y el de evitar derrumbes.

La densidad del lodo es una propiedad expresada en términos de la masa por unidad de volumen, la cual deberá mantenerse en un valor mínimo, para obtener con seguridad la velocidad óptima de penetración, así como disminuir al máximo las pérdidas de circulación. Es importante mencionar que la densidad del lodo equilibrará la presión de la formación y suministrará un leve sobrealance para dar seguridad contra sondeos del pozo durante viajes y conexiones de tubería.

I.2.2 VISCOSIDAD (μ)

La viscosidad es la fuerza de resistencia al flujo que tiene un fluido, es decir, la relación que existe entre la tensión de corte de un fluido y la velocidad de corte para el mismo.

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

I.2.3 VISCOSIDAD APARENTE (μ_a)

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

En el campo la medición de la viscosidad aparente o punto de escurrimiento, se efectúa con el embudo "MARSH", el cual tiene unidades que se expresan en segundos "MARSH", e indica el tiempo que tarda en fluir por el embudo un litro de fluido.

En el laboratorio la medición de esta viscosidad se lleva cabo con el viscosímetro de velocidad variable, conocido comúnmente como viscosímetro FANN, que ofrece sus resultados en centipoises (cp).

I.2.4 VISCOSIDAD PLASTICA (μp)

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

A mayor concentración de sólidos por volumen, la fricción entre las partículas aumentará por incrementarse el rozamiento entre ellas, por lo tanto, la viscosidad plástica, que es una medida de la fricción, se incrementará aumentando también la viscosidad aparente.

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

La medición de la viscosidad plástica se lleva a cabo también en el viscosímetro FANN, registrándose su valor en centipoises (cp).

I.2.5 PUNTO DE CEDENCIA (τ_y)

El punto de cedencia, es otro de los componentes de la resistencia al flujo de un fluido, la cual es debida a las fuerzas electroquímicas de atracción que existen entre las partículas o sólidos en suspensión. Esta propiedad indica el espesamiento del lodo y está muy relacionada con la gelatinosidad, de este

parámetro juntamente con el de viscosidad, dependerá la capacidad de acarreo.

El valor del punto de cedencia está en función de:

El tipo de sólidos y las cargas eléctricas asociadas con ellos.

La concentración en volumen de sólidos.

La concentración iónica de las sales contenidas en la fase líquida.

La medición del valor de ésta fuerza de atracción, se efectúa mediante el viscosímetro FANN. Sus unidades son lb/100 pie².

I.2.6 FUERZA DE GELATINOSIDAD (G_o)

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

Esta propiedad reológica es determinante para lograr la función de suspensión de recortes, ya que la fuerza de gelatinosidad de un fluido define su capacidad para mantener estos sólidos en suspensión. La bentonita y otras arcillas coloidales, así como los polímeros, son materiales hidratables que se pueden añadir a los fluidos con el fin de aumentar la fuerza de gelatinosidad.

La gelatinosidad y el punto de cedencia son dos propiedades reológicas que están en función de la fuerza de floculación por lo que al disminuir el punto de cedencia, también disminuirá la gelatinosidad.

Para conocer el valor de la fuerza de gelatinosidad, se utiliza el viscosímetro FANN y las unidades de medida son lb/100 pie².

I.2.7 FILTRADO Y SU LIMPIEZA

Durante la perforación, la baja permeabilidad del enjarre previene el exceso de filtración hacia la formación, también transmite una presión hidrostática que mantiene el agujero abierto. Durante la terminación el filtrado se convierte en un obstáculo entre la formación productora y el equipo de producción. Idealmente la formación de una delgada capa de filtrado sirve de protección durante la perforación pero ésta se debe remover durante la terminación. Esto es importante en pozos terminados con empacamiento de grava.

La limpieza prematura del filtrado puede ocasionar un colapso del espacio anular y la restricción a la producción. En algunos casos se utilizan ácidos y lavadores para remover uniformemente el filtrado. El desplazamiento del fluido de terminación para remover el enjarre requiere de ciertas precauciones para evitar canalizaciones. Los fluidos de limpieza son de igual o ligeramente más alta densidad, lo cual se logra agregando aditivos de viscosidad seguidos por una solución de agua.

I.2.8 POTENCIAL HIDROGENO (pH)

Cuando se prepara un fluido de control base agua, el conjunto de sustancias que se mezclan para lograr las propiedades de densidad,

viscosidad y gelatinosidad que requieren, producen reacciones químicas cuyo resultado es un fluido ACIDO o ALCALINO. A la medida de esa acidez o alcalinidad se le conoce como factor pH o Potencial Hidrógeno.

La acidez o alcalinidad de un fluido de control influye determinantemente en las propiedades de flujo, en las resistencias de gelatinosidad, en el control de corrosión, en el rendimiento de las arcillas, y en las pérdidas de filtración.

Existe ya una escala aceptada mundialmente para medir en el campo la acidez o alcalinidad de un fluido. La escala pH es del 1 al 14, en punto neutro se indica por el número 7, abajo de éste valor se consideran como ácidos, mientras que arriba del mismo hasta 14 se consideran alcalinos.

I.2.9 SALINIDAD

Es una propiedad que tienen los fluidos de terminación y reparación de pozos acondicionados para mantener un equilibrio químico con la formación productora. Las salmueras son soluciones de sales con agua que causan menos daño a las formaciones.

Se pueden preparar como:

Salmueras sódicas y cálcicas sin sólidos en suspensión.

Salmueras sódicas y cálcicas con sólidos en suspensión que son solubles en ácido clorhídrico.

1.3 TIPOS DE FLUIDOS DE PERFORACION Y TERMINACION

El éxito de la perforación y terminación de pozos horizontales depende principalmente de los fluidos utilizados. Al perforar el segmento horizontal se crea un desequilibrio dinámico con la presión en el espacio anular, esto puede ocasionar desde una pérdida de circulación hasta una situación de brote.

1.3.1 SELECCION DEL TIPO DE FLUIDO

Con la combinación de grandes ángulos y la pobre calidad del yacimiento en la zona horizontal, se requieren especificaciones más complejas del fluido de control, comparadas con los fluidos convencionales de pozos direccionales. Por tanto antes de tomar alguna decisión sobre la técnica a usar para la limpieza del pozo, se deben tomar precauciones tales como:

- a) Evitar el daño a la formación.
- b) Evitar la incompatibilidad entre los fluidos del yacimiento y el utilizado.
- c) Asegurar la estabilidad del pozo en formaciones no consolidadas.
- d) Proporcionar lubricación para disminuir el torque y el arrastre evitando también la pegadura de la sarta de perforación o tubería de revestimiento.

Cuando se examinan estas precauciones, parece ser evidente que un fluido de perforación base aceite puede ser la elección más

segura. La razón principal para realizar esta selección, se basa en el diseño experimental de laboratorio de sistemas de fluidos que incluyeron salmueras con bajo contenido de sólidos.

Un sistema base aceite compuesto de lubricantes, asfaltos, diesel o aceite mineral, resultó cumplir con los requisitos que un lodo de perforación debe tener para satisfacer las necesidades del pozo. Además, si existe pérdida de circulación se puede remediar con la adición de carbonato de calcio, el cual se usa como un agente para dar peso o como obturante durante un corto periodo. Esta característica es de mucha importancia cuando se perforan formaciones fracturadas y también ayuda a construir un firme enjarre soluble al ácido.

I.3.2 FLUIDOS BASE ACEITE

Son fluidos en los que la fase continua es el aceite y la fase dispersa o discontinua es el agua. La ventaja principal de estos fluidos es que la pérdida de filtrado no daña la formación, pero su degradación con agua dulce obligará a extremar cuidados en su mantenimiento. Por su rango de densidad se utilizan en pozos depresionados, así como en aquellos que manejan altas presiones.

El primer sistema introducido en la perforación horizontal fué un fluido base aceite. El núcleo del sistema fué un nuevo tipo de arcilla organoflica la cual es diferente de las arcillas orgánicas convencionales. Es capaz de funcionar en condiciones de bajos ritmos de bombeo y baja temperatura para una amplia variedad

de aceites, que van desde los aceites crudos hasta los también llamados aceites minerales no tóxicos.

Históricamente el diesel ha sido usado para preparar lodos base aceite, puesto que es conveniente y tiene un costo relativamente bajo. En años recientes se usan aceites minerales no tóxicos, los que han llegado a ser más utilizados por razones ambientales.

Pocos de los aceites minerales aromáticos requieren de una cuidadosa formulación para asegurar una adecuada suspensión de sólidos y emulsificar al agua.

VER TABLA I.1

El agua está siempre presente en lodos base aceite, ya sea agregada proporcionalmente o incorporada durante su uso. Si se atiende el control de la salinidad para evitar la hidratación de lutitas, una concentración moderada de agua emulsionada puede permitir ritmos rápidos de penetración. Los emulsificantes de poliamida resultan ser más efectivos para tales lodos. La espuma de calcio en conjunto con la poliamida proporcionan una fuerte capa de emulsión que es útil para altas temperaturas y donde se desean bajos ritmos de filtrado. Para el control de la filtración se usan el lignito disperso en aceite y ciertos materiales asfálticos.

Los emulsificantes y surfactantes en la fase aceite de fluidos base aceite, exponen una superficie sobre las lutitas las cuales son mojadas por aceite. La atención principal del fluido se enfoca al control de la salinidad o para la actividad acuosa de la fase agua.

**COMPOSICION TIPICA DE UN LODO
DE PERFORACION**

LODO CON ACEITE Y BAJO CONTENIDO DE SOLIDOS

DIESEL
AGENTE EMULSIFICANTE
AGUA
CLORURO DE CALCIO
LIMO

SISTEMA CON DISPERSION DE AGUA

BENTONITA
CROMO-LIGNOSULFONATO
LIGNITO
NaOH

SISTEMA DE POLIMEROS

BENTONITA
CROMO-LIGNOSULFONATO
NaOH
KCL
CELULOSA POLIANIONICA
KOH

TABLA 1.1

Una concentración suficiente de cloruro de calcio necesita sólo una fuerza osmótica entre el lodo y el aceite que pueda ser desarrollada para superar la fuerza de hidratación de la lutita. Las formaciones saladas tales como halita y caolinita no son fácilmente solubles en estos lodos, estas formaciones pueden ser perforadas con la adición de sales en el lodo para obtener una buena recuperación de los recortes. Cuando se perforan formaciones con agua pueden formarse hidratos, los cuales se incrustan en las líneas llegando a estrangularlas impidiendo la operación e inmovilizando la sarta de perforación.

Los hidratos no se forman con sistemas de lodos base aceite, estos proporcionan una opción para evitar tales problemas. Con un fluido viscosificado se incrementa la dificultad de limpieza del pozo. Aquí influye el grado de desviación del pozo, entre mayor sea el ángulo mayor es la dificultad de limpieza. La baja viscosidad de éste penetrará dentro de la cama de recortes con una mínima resistencia.

Estos tipos de fluidos tienen sustancialmente bajos ritmos de filtrado comparados con los sistemas base agua y estos pueden ser tratados para proporcionar bajos filtrados y delgados enjarres. Un segmento de la sarta de perforación puede llegar a recargarse en el enjarre y ser sujeta a una presión diferencial entre el lodo y la formación.

Los lodos base aceite pueden ser usados puesto que proporcionan una buena lubricación y reducen la adhesión al acero disminuyendo la fuerza que se requiere para jalar si ésta se pega. Sin embargo

se ha encontrado que la pegadura puede ocurrir cuando se utiliza un fluido pesado en formaciones muy permeables.

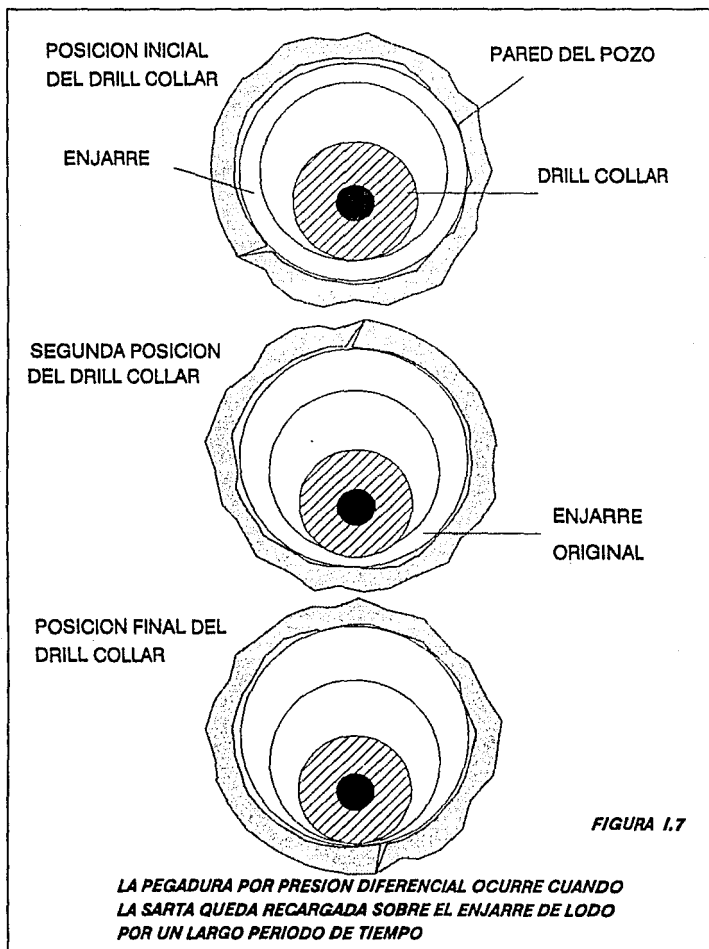
VER FIGURA I.7

I.3.3 FLUIDOS BASE AGUA

Un fluido de control es una suspensión de sólidos, líquidos o gases en un líquido que se emplea en los campos petroleros para cumplir ciertas funciones específicas. El agua dulce se utiliza como fluido sin llevar mezclado otro elemento. El uso de fluidos de control base agua, por su bajo costo en la preparación, manejo y mantenimiento son comúnmente utilizados, teniendo cuidado en aquellos casos que utilizan como base el agua dulce, ya que la pérdida de ésta dañará al yacimiento.

Aunque los lodos base aceite brindan una respuesta conservadora para perforar una sección horizontal, algunas investigaciones indican que el fluido base agua muchas veces es una alternativa viable.

Los sistemas base agua en general son menos eficientes que los fluidos base aceite para solucionar los problemas más comunes durante la perforación. El material de la formación soluble en agua, se disolverá con estos fluidos, aunque el sistema usado esté saturado respecto a las características de la formación. La formación de hidratos durante la perforación causan serios problemas. Se deben utilizar sistemas especiales para evitarlos pero estos resultan ser más sofisticados por el uso de diversos



aditivos y por tanto son más costosos.

En estos sistemas deben usarse lodos con polímeros y un contenido de sal de un 20% o más, si es necesario. Un lodo de perforación base agua puede ser tratado para tener bajos ritmos de filtrado y disminuir la posibilidad de pegadura por presión diferencial.

Se piensa que un fluido apropiado para la perforación y terminación de pozos es una versión mejorada de un fluido de terminación base agua y sal en suspensión. El viscosificante es un arreglo especial de almidón, éter y goma xantana. Este fluido proporciona propiedades tixotrópicas únicas, dando una suspensión mejorada y mayor control sobre la pérdida de fluido. El sistema es básicamente un fluido de terminación diseñado con sal y hasta ahora los ingredientes limitan su densidad de 10 a 14 lb/gal (1.2 a 1.68 gr/cm³).

El sistema sal-polímero es un buen candidato para la perforación horizontal en formaciones de arena. Son soluciones con sales a las que se agregan polímeros para dar gelatinosidad y viscosidad al fluido, así como densificantes para aumentar su peso. Se prefiere este sistema porque en los requerimientos de terminación ha dado buenos resultados. Este fluido algunas veces se trata con cloruro de potasio, para proporcionar la inhibición de las lutitas y evitar el hinchamiento de arcillas, para dar una máxima protección a la permeabilidad natural.

Este fluido presenta altas viscosidades para gastos bajos y muy baja viscosidad para gastos altos. Se ha considerado que en la sección horizontal el fluido debe poseer baja viscosidad, alta

gelatinosidad y un gasto alto. En condiciones estáticas y dinámicas las propiedades del fluido juegan un papel importante en la limpieza del pozo. El sistema deposita un enjarre delgado y bajo filtrado sobre las arenas permeables.

I.3.3.1 SISTEMAS DE POLIMEROS

Los nuevos sistemas de polímeros salados tienen un resultado próspero en la perforación horizontal de arenas poco consolidadas. El sistema mantiene una buena limpieza del agujero, excelente control en la pérdida de fluido, permanece el diámetro del agujero y las terminaciones resultan con daño mínimo.

Los recientes avances en fluidos ayudan a una mejor perforación y terminación en pozos horizontales. Incluyen una nueva mezcla de polímeros que proporcionan mejores propiedades de suspensión y un buen comportamiento en el control del daño a la formación. Existen sistemas de lodos base polímeros donde estos son usados en problemas de inestabilidad de las paredes del agujero. Estos sistemas se basan en un polímero que posee un carácter de dispersión y una capacidad de encapsulamiento, proporcionando un ambiente conductivo, para mejorar la estabilidad del agujero. Este sistema de lodo contiene: agua, bentonita, polímero viscosificante, polímero encapsulante, polímero para el control de la filtración y alcalí para el control del pH.

El agua puede ser dulce, de mar o saturada con cloruro de potasio. La bentonita es usada para limpiar el pozo y reducir las pérdidas

de filtrado a la formación y otro polímero viscosificante como la goma de xantana, que se usa para la limpieza del pozo. Particularmente la poliacrilamida es un ejemplo de polímero encapsulante el cual cubre los sólidos perforados y da estabilidad a las paredes del pozo. El API recomienda controlar el filtrado con lignita. El pH es ajustado con potasio para lograr una buena eficiencia del lodo.

Este lodo pierde sus propiedades debido a los finos acarreados, por lo que requiere la adición de un polímero para satisfacer los requerimientos de viscosidad. Si se usa un lodo con polímero y cloruro de potasio, el desecho se prohíbe en ambientes sensibles puesto que este último es tóxico. Para este caso se requiere transportar el volumen desechado a una planta de tratamiento. Un mantenimiento adecuado para el sistema de lodo será más caro que un lodo base agua, sin embargo, el alto costo del lodo se puede compensar porque reduce los problemas en el pozo, de este modo los costos de perforación se verán disminuidos.

1.3.3.2 SISTEMAS DE POTASIO-LIMO

Se encontró un sistema que proporciona estabilidad en el espacio anular, con un lodo que contiene potasio y limo. El carácter inhibidor de éste se basa en el limo y en el ión de potasio. En resumen, el ión potasio al entrar en la formación, reacciona con la arcilla para limitar su inchamiento, la reacción del limo con la pared del pozo, la cubre con un material de aluminosilicato, el

potasio soluble y el calcio reaccionan con los recortes para evitar el hinchamiento y la dispersión.

Este sistema contiene: Agua, bentonita, defloculante, aditivo para el control de la filtración, limo e hidróxido de potasio. La bentonita proporciona la limpieza del pozo, el agua puede ser dulce o ligeramente salada. La viscosidad se mantiene con un defloculante polisacárido. La filtración es controlada con la adición del lignito, el limo es agregado para proporcionar alcalinidad al lodo, el hidróxido de potasio proporciona un filtrado alcalino. Este tipo de sistema proporciona una estabilidad en el espacio anular, reduce el tiempo de preparación del lodo y los problemas en el pozo. Su bajo costo lo hace candidato ideal para perforar lutitas.

Se usa en temperaturas que no excedan 176°C. En casos de alta presión y alta temperatura este lodo no se usa. Para perforar un pozo que requiera un lodo pesado y altas temperaturas, la mejor selección es un lodo base aceite y un lodo de lignosulfonatos en segundo lugar.

I.3.3.3 SISTEMAS LIGNOSULFONADOS

Este lodo puede ser preparado con agua dulce, agua de mar o agua saturada con sales. Los principales materiales son: Agua, bentonita, lignosulfonato, lignita y sosa caústica. La bentonita mantiene la limpieza del pozo, reduce la filtración en formaciones permeables y evita la pérdida de circulación. El lignosulfonato

reduce y controla la viscosidad, manteniendo el control de la filtración. La sosa caústica es usada para el control del pH y para hacer solubles el lignosulfonato y la lignita. Algunos aditivos se usan para mantener una mejor estabilidad del pozo en lodos del tipo lignosulfonato-lignito, estos materiales incluyen potasio caústico que sustituye a la sosa caústica, asfalto, gilsonita y glicol.

En pruebas de laboratorio se demostró que el hidróxido de potasio puede aumentar el efecto de la estabilidad de las paredes en un sistema de lodo con lignosulfonato-lignito.

CAPITULO II

IMPORTANCIA DE LA CEMENTACION DE UNA TUBERIA DE REVESTIMIENTO

La perforación y terminación de pozos horizontales son actualmente áreas muy significativas de investigación en la Industria Petrolera. Una de las operaciones más importantes involucradas en ambas áreas, es precisamente la cementación de una tubería de revestimiento en un pozo horizontal. El hecho de realizar un trabajo de cementación exitoso, es un factor importante y de gran relevancia para la vida productiva de cualquier pozo y es especialmente crítico en el caso de un pozo horizontal.

En esta sección, se plantean y se analizan los problemas presentes en este tipo de cementaciones, especialmente enfocados al proceso de desplazamiento del fluido de perforación y diseño de la lechada. Así mismo, se describen las ayudas mecánicas que permiten optimizar el desarrollo y resultado de este tipo de trabajos. Se da especial énfasis a los conceptos de mecánica de desplazamiento adecuados a pozos horizontales, así como un análisis de las características recomendables para el fluido espaciador, características del lodo de perforación, centralización, movimiento de la tubería, gasto de desplazamiento óptimo y diámetros recomendables para tubería y agujero.

Por último, se hace un planteamiento de todos estos parámetros operativos y de diseño dirigidos hacia la cementación de un pozo horizontal en preparación para una estimulación posterior.

II.1 ADEME DEL AGUJERO

Desde el inicio de la perforación de un pozo petrolero es indispensable contener las paredes del mismo, esto se logra con la columna de lodo. Conforme avanza la profundidad y a intervalos determinados la contención de las paredes se efectúa por medio de ademes empleando tuberías de revestimiento. Para lograr este efecto es necesario otro material que es el cemento.

La tubería de revestimiento y el cemento que ademan un pozo, son dos de los elementos mas importantes, no solo en el aspecto económico sino también en cuanto a sus características.

II.1.1 FUNCIONES DE LA TUBERIA DE REVESTIMIENTO

Las funciones principales de las tuberías de revestimiento son:

Evita que se derrumben las paredes del pozo.

Prevee la contaminación con acuíferos dulces en formaciones someras.

Impide la contaminación del lodo proveniente de las zonas problema atravezadas.

Confina la producción del intervalo productor.

Sirve de base para instalar el equipo de control superficial.

Permite la instalación de equipo para la terminación.

Proporciona un diámetro conocido que facilita el uso de accesorios y herramientas.

Debido a que la perforación penetra una variedad de formaciones y cada una de ellas presenta diferentes problemas, se introducen en el pozo en forma concéntrica varias tuberías de revestimiento, que de acuerdo a sus funciones específicas se denominan como se indica a continuación:

TUBERIAS DE REVESTIMIENTO CONDUCTORAS

Esta sarta es la primera que se introduce y es de corta longitud. Previene la erosión de las paredes del pozo y permite establecer desde el inicio, el retorno del fluido de perforación. Cuando se perfora este tramo no se tienen conexiones o válvulas de control instalados por no ser necesarios.

TUBERIAS DE REVESTIMIENTO SUPERFICIALES

Después de cementada la tubería conductora y continuar perforando el pozo con el siguiente diámetro de barrena, se instala una tubería de menor diámetro que la conductora a una profundidad que proteja al pozo de derrumbes y de formaciones con pérdida de circulación. Sirve de base para instalar los primeros preventores, permite continuar la perforación y sostiene mediante cuñas las siguientes tuberías. Esta tubería es normalmente cementada en su totalidad.

TUBERIAS DE REVESTIMIENTO INTERMEDIA

Este ademe depende de la profundidad del pozo o de los problemas que durante la perforación se encuentren, como zonas de presiones

anormales o pérdida de circulación, será necesario colocar una o más sargas de tubería de revestimiento. Se puede cementar en su totalidad dependiendo de la profundidad del pozo, permitiendo aumentar la densidad del fluido de control si se requiere.

TUBERIA DE EXPLOTACION

Esta tubería es la última en instalarse en el pozo y llega hasta la zona productora. Sirve para aislar los hidrocarburos de fluidos indeseables como agua o gas y además será la protectora de la tubería de producción. Puede cementarse parcial o totalmente.

TUBERIAS DE REVESTIMIENTO CORTAS (LINERS)

Estas tuberías constituyen una variación especial de la tubería de explotación que evitan utilizar una sarga desde la superficie hasta el fondo del pozo. Permite cubrir el agujero descubierto quedando sólo una parte traslapada dentro de la penúltima tubería.

Los datos mínimos que debe conocer el personal encargado de elaborar el diseño de una tubería de ademe son:

Diámetro de barrena o agujero.

Diámetro exterior de la tubería de producción.

Longitud, espesor y capacidad.

Características de resistencia al colapso y presión interna.

Densidad del fluido de control en el pozo.

Profundidad de asentamiento.

Datos de tipos de tuberías existentes.

II.1.2 FUNCIONES DE LA CEMENTACION

Las funciones principales de la cementación son:

Controlar o nulificar el movimiento de fluidos: Gas, aceite o agua de tal manera que no ocasionen problemas durante la perforación y terminación del pozo.

Proporcionar soporte a las tuberías por medio de la adherencia de estas y el agujero.

Adicionalmente el aislamiento de las zonas productoras de aceite-gas y agua también tienen las siguientes funciones:

Porteger la tubería de revestimiento de la corrosión.

Proporcionar una base firme para el soporte del equipo de seguridad en la superficie.

Sellar o aislar zonas de pérdida de circulación.

II.2 FUNCIONES Y CARACTERISTICAS DEL CEMENTO

El material bruto o materia prima básica utilizada para la manufactura del cemento es el carbonato de calcio y las sales minerales como el dióxido de silicio de las arcillas. La mezcla de estos materiales es fundida a temperaturas de 2600 a 3000 °F en hornos rotatorios y el material obtenido se conoce con el nombre de "clinker". Este material una vez enfriado se pulveriza y se mezcla con cierta cantidad de yeso en proporción de 1.5 a 3%, el cual controla el tiempo de fraguado y forma a su vez el cemento Portland.

II.2.1 PROPIEDADES FISICAS DE LOS CEMENTOS

DENSIDAD

Esta propiedad deber ser calculada en un rango aproximado para evitar la entrada de fluidos a la formación y a su vez no tener pérdida de circulación. Un promedio de la densidad de una lechada de cemento varía entre 1.6 y 2.5 gr/cm³.

VISCOSIDAD

La lechada de cemento tendrá una viscosidad o consistencia que le permitirá ejecutar un eficiente desplazamiento de lodo y lograr una buena adherencia entre la formación y la tubería.

Además, influye en el control de la pérdida de la lechada en la formación pues los fluidos viscosos no pueden penetrar fácilmente

dentro de pequeñas fisuras. Para mejores resultados la viscosidad deberá ser entre 2500 a 7000 cp. El cemento limpio tiene 1000 cp y una densidad de 2.5 gr/cm^3 .

TIEMPO DE FRAGUADO

Es el tiempo durante el cual la mezcla permanece bombeable. Esta propiedad se ve afectada por la presión, temperatura, tipo y porcentaje de aditivos en la mezcla, contenido y características del agua, etc.

RESISTENCIA A LA COMPRESION

Es la resistencia para minimizar el tiempo de espera para el fraguado así como soportar los esfuerzos originados en las operaciones. Se considera generalmente una resistencia a la compresión de 35 kg/cm^2 para que exista buena adherencia entre el cemento, la formación y la tubería de revestimiento. El cemento deberá desarrollar esta resistencia a la compresión entre las 3 y 6 primeras horas después de su colocación para reducir el tiempo de espera del fraguado.

Esta propiedad esta estrechamente relacionada con el tiempo de fraguado de la lechada, por lo que estará afectada por los siguientes factores: presión, temperatura y relación agua cemento.

PERMEABILIDAD

Esta es una de las propiedades del cemento la cual se requiere disminuir para lograr un sello hidráulico efectivo entre las

diferentes formaciones penetradas. Las lechadas ya fraguadas tienen valores muy bajos de permeabilidad de 0.1 md aproximadamente, mismos que generalmente son menores a los valores de permeabilidad de la formaciones productoras.

PERDIDA DE AGUA

El enjarre previene la pérdida de agua en la mayoría de los pozos mientras se realiza la operación de cementación. Esta pérdida de agua reduce el volumen de la mezcla provocando una contracción.

Los cementos limpios tienen una pérdida de agua de 400 a 1000 centímetros cúbicos en 30 minutos en la prueba API. El filtrado de las mezclas de cemento puede introducirse a la zona productora formando una emulsión o un bloqueo de agua.

RESISTENCIA A LA CORROSION

La cubierta de cemento ofrece un grado de protección a la tubería, del agua de formación la cual es corrosiva. En algunas áreas donde el contenido de sulfato en el agua es alto, hace de la resistencia a la corrosión un factor importante en la selección del cemento.

EFEECTO DEL AGUA

La principal función del agua en una lechada de cemento es humedecer los sólidos del cemento y conducirlos al fondo del pozo. El agua que se usa para la mezcla del cemento debe estar limpia y libre de sedimentos, de materia orgánica o de otros contaminantes. Los materiales inorgánicos como cloruros, sulfatos, hidróxidos,

carbonatos y bicarbonatos, cuando se presentan en concentraciones pequeñas aceleran el fraguado del cemento.

Cuando se mezclan estos materiales y se usan para cementaciones profundas con altas presiones y temperaturas, hacen que la lechada se frague prematuramente ya que generalmente contiene indicios de carbonatos y bicarbonatos, los cuales disminuyen el tiempo de bombeabilidad. El agua de mar contiene de 30 000 a 40 000 ppm. de contenido de cloruros los que frecuentemente causan aereación y espumamiento durante la mezcla de cemento, originando problemas con el peso de la lechada.

II.2.2 CLASIFICACION API DE LOS CEMENTOS

La clasificación de las diferentes clases de cemento ha sido desarrollada por el Instituto Americano del Petróleo. Los cementos para los pozos son básicamente los mismos que los usados para la construcción. Estas normas catalogan a los cementos de acuerdo a la siguiente designación:

CLASE A

Se emplean desde la superficie hasta profundidades de 1830 m.

CLASE B

Se emplea desde la superficie hasta profundidades de 1830 m. Se requiere que sean resistentes a la acción de los sulfatos en concentraciones moderadas y elevadas.

CLASE C

Se emplea desde la superficie hasta profundidades de 1830 m., cuando las condiciones requeridas son para una prematura resistencia y pueden ser normales o resistentes al ataque de los sulfatos.

CLASE D

Se emplea para profundidades de 1 830 a 3 000 m. a presión y temperatura de medias a altas. Resistente a la acción de los sulfatos.

CLASE E

Se emplea en profundidades de 3 000 a 4 200 m. para alta presión y temperatura.

CLASE F

Se emplea para profundidades de 3 000 a 4 800 m. para presión y temperatura extremas. Deben ser para alta resistencia a la acción de los sulfatos.

CLASE G

Se emplea básicamente para profundidades de 0 a 2 400 m. pero con la adición de aceleradores o retardadores de fraguado, su uso se puede generalizar para cualquier tipo de presión y temperatura, así como para la acción de los sulfatos.

CLASE H

Su uso es similar al de la clase G pero su resistencia a la acción de los sulfatos es moderada.

II.2.3 CEMENTOS ESPECIALES

CEMENTO LATEX

Se utiliza para reducir la pérdida de circulación. Tiene como componentes un activador de superficie y agua. Una característica especial es que cuando a la lechada se le aplica presión, el compuesto de latex se comprime dentro de la formación permeable formando un sello. Es especialmente resistente a la contaminación con aceite y/o lodo, además tiene un alto poder de unión con otros materiales.

CEMENTO PUZOLANICO

Los materiales naturales o artificiales que contienen un porcentaje suficientemente grande de sílice susceptible de combinarse con el hidróxido de calcio y formar un cemento de propiedades hidráulicas, se conocen con el nombre de puzolanas. Pueden utilizarse como un aditivo para cemento ordinario o como una combinación puzolana-cal.

La puzolana natural es en su mayor parte de origen volcánico, mientras que las puzolanas artificiales son obtenidas mediante el tratamiento con calor a materiales naturales como arcillas, esquistos y ciertas rocas silicosas. El cemento puzolana ha demostrado ser bueno para utilizarse en pozos profundos.

CEMENTO TIXOTROPICO

Se utiliza como aditivo que sirve para aumentar la viscosidad de

la lechada. Este cambio de viscosidad ocurre repentinamente cuando se incrementa o decrecienta alternativamente el esfuerzo cortante, por lo que su comportamiento es similar a los fluidos plásticos de Bingham.

CEMENTO-YESO

Estas son mezclas especiales que contienen una concentración alta de ingredientes y tiempos de colocación fácilmente controlables. El yeso es el componente básico, su uso principal es el de proveer tapones temporales durante los trabajos y pruebas de reparación. El fraguado es muy rápido pero se deteriora al contacto con el agua. Se combinan con cementos clase A, G o H con una concentración de 8 a 10%, originando buenas propiedades tixotrópicas, excepto en mezclas con cemento portland.

CEMENTO POZMIX

Es la combinación de cemento con puzolana y bentonita. Por definición una puzolana es un material de sílice que al reaccionar con agua y cal forma un silicato de calcio el cual tiene propiedades cementantes. El cemento portland libera cerca del 15% de cal cuando reacciona con agua por lo que al adicionar puzolana reacciona con la cal libre, formando una masa más dura de silicato de calcio.

CEMENTO ACEITE-DIESEL

Es una mezcla de cemento portland, aceite, diesel o kerosina y un

dispersante químico. Se han empleado en trabajos de reparación de pozos para sellar la comunicación con el estrato de agua. Este material no se fija hasta que está en contacto con el agua y en consecuencia tiene un tiempo ilimitado de bombeo. Se ha usado también en la prevención de pérdida de circulación.

CEMENTO DE EMULSION DE ACEITE EN AGUA

Son cementos con poca pérdida de agua y baja densidad pero de adecuada concentración y tiempo de fraguado. Se preparan con kerosina, agua, cemento y de 2 al 4% de bentonita.

II.3 ADITIVOS PARA LA CEMENTACION

Actualmente los pozos en la Industria Petrolera cubren un rango más amplio de profundidades y de condiciones de temperatura que en ninguna otra época de la historia. Las composiciones del cemento se pueden diseñar hasta:

Condiciones bajo congelamiento en las zonas de Alaska y Canada.

Temperaturas de 500 °F en pozos muy profundos.

Temperaturas de 450 a 500 °F en pozos de vapor.

Esto ha sido posible mediante el desarrollo de aditivos que modifican a los cementos disponibles para los requerimientos individuales de cada pozo, dependiendo de la manera en que se seleccionan.

Los aditivos para cemento se clasifican como sigue:

1. Catalizadores o aceleradores.
2. Aditivos ligeros.
3. Aditivos densificantes.
4. Retardadores de fraguado.
5. Reductores de fricción.
6. Agentes de control de la filtración.
7. Agentes de control en zonas de pérdida de circulación.

II.3.1 CATALIZADORES O ACELERADORES

El cloruro de calcio es un material muy provechoso, se presenta en forma de láminas o en polvo. En forma de lámina se usa grandemente y se aprovecha en un 96%. Puede absorber humedad y depositarse con mayor facilidad.

El cloruro de sodio es un acelerador efectivo para cementos puros, se usa en concentraciones del 3.5% dando una aceleración muy rápida. El alto contenido de agua disminuye la aceleración. Además no produce degradación en la aceleración producida con el cloruro de calcio.

El sulfato de calcio se obtiene principalmente de una semihidratación y se usa como acelerador en concentraciones mayores del 100%. Tiene un tiempo de espesamiento de 5 min.

El silicato de sodio sirve para acelerar a las lechadas de cemento que contienen carboximetil-hidroxietyl-celulosa (CMHEC).

El agua de mar se usa ampliamente para mezclar el cemento en sitios marinos. Contiene hasta 23 000 ppm. de cloruros, los cuales actúan como catalizadores.

II.3.2 ADITIVOS LIGEROS

Las lechadas de cemento puro, preparadas con clase A, B, G o H, empleando la cantidad de agua recomendada, tendrá una densidad promedio de 15 lb/gal. Muchas formaciones no podrán soportar grandes columnas de cemento de esta densidad, como consecuencia, existen aditivos para reducir la densidad. Los aditivos ayudan a

que las lechadas sean más baratas, aumentan el rendimiento y a veces disminuyen la pérdida de filtrado. La densidad de la lechada puede reducirse agregando agua, sólidos de baja densidad o ambos.

La bentonita es una arcilla coloidal que imparte viscosidad y propiedades tixotrópicas al agua dulce, aumentando su volumen original hasta 10 veces aproximadamente. La bentonita gel fué uno de los primeros aditivos utilizados en cementos para pozos petroleros, para disminuir la densidad de la lechada y aumentar el volumen del mismo. En los lugares en donde no se encuentra disponible el equipo de granel, para mezclar en seco la bentonita, será necesario prehidratarla. El gel puede prehidratarse en 30 minutos a menos que se mezcle con un agitador cuyo caso aumentará el volumen a su máximo rendimiento en menos de 5 minutos.

Los cementos modificados están compuestos de cemento portland regular de 8 a 25% de bentonita y un dispersante como el lignosulfonato de calcio. El lignosulfonato de calcio que sirve como dispersante y retardador en lechadas de alto gel. Además de su ligereza, bajo costo y mayor rendimiento, las lechadas modificadas tienen baja pérdida de filtrado, siempre y cuando se mezclen con alta velocidad de agitación y no con mezcladora a chorro. Estos cementos se usan para terminaciones permanentes y múltiples.

Los cementos salados de alto gel consisten de cemento portland con 12 a 16% de bentonita, 3 a 7% de sal inorgánica y de 0.1 a 1.5% de lignosulfonato de calcio como dispersante. La sal actúa como catalizador y dispersante mientras que el lignosulfonato de calcio provoca dispersión y retardo.

La gilsonita actúa tanto como aditivo ligero o como agente de control de pérdida de circulación. Es una asfaltita de origen natural que es inerte a las lechadas. La perlita es un material volcánico que se extrae de las minas, se muele, se criba y se expande con calor para formar un producto celular de peso a granel extremadamente bajo. Se utiliza con bentonita para evitar la segregación de las partículas de perlita en la lechada.

El nitrógeno se usa antes del cemento para ayudar a reducir la presión hidrostática del fluido en el pozo durante las operaciones de cementación. Se emplea con una de las siguientes técnicas:

Se introduce con el lodo antes del cemento.

Con el pozo lleno de lodo y la circulación suspendida se introduce tapón de nitrógeno se introduce antes de la cementación.

II.3.3 ADITIVOS DENSIFICANTES

Para contrarrestar las altas presiones frecuentemente encontradas en pozos profundos, se requiere de lechadas de alta densidad. Para aumentarla el aditivo deberá:

Tener una densidad relativa de 4.5 a 5.0

Tener un bajo requerimiento de agua.

No reducir en gran parte la resistencia del cemento.

Afectar poco el tiempo de bombeo de la lechada.

Poseer un tamaño de partícula uniforme.

Ser químicamente inerte.

Aditivos para aumentar la densidad de la lechada:

Hematita.

Limenita (fierro y óxido de titanio).

Barita.

Arena.

Sal.

Cemento con dispersante y reductor de agua.

II.3.4 RETARDADORES DE FRAGUADO

Para evitar que el cemento frague rápido, deben añadirse retardadores a las lechadas. El aumento de temperatura acelera el espesamiento más que el aumento de la presión. Los diferentes aditivos que se emplean deben ser compatibles con los cementos. Los aditivos con altos porcentajes de agua requieren que el retardador alcance un tiempo de espesamiento deseable, esto es debido a que:

Los materiales de gran área superficial requieren altos porcentajes de agua, los cuales absorverán gran parte del retardador dejando una cantidad menor que retarde el fraguado del cemento.

El agua adicional diluye el retardador y reduce su efectividad.

La lignina. El lignosulfonato de calcio y lignosulfonato de sodio son derivados de la madera. En general se emplean del 0.1 al 1% en peso. Los retardadores de lignina se han empleado con buenos resultados con cementos de todas clases en profundidades de 12 000

a 14 000 pies o donde las temperaturas varían de 260 a 290 °F.

El carboximetil-hidroxietyl-celulosa es un derivado soluble de la madera y es un retardador altamente efectivo. Puede emplearse en concentraciones hasta del 0.7% sin añadir agua adicional para controlar la viscosidad del lodo. Entonces por cada porciento de retardador empleado debe añadirse de 0.8 al 1.0 galones de agua por saco de cemento, pero pueden necesitarse concentraciones más altas para retardación a temperaturas sobre 300° F. El CMHEC es compatible con todos los tipos de cementos para la retardación y hasta cierto punto para controlar la pérdida de fluidos.

El agua saturada de sal mezclada con cemento seco, provee bombeabilidad suficiente para colocar cementos API de clases A, G o H, a profundidades que van de 10 000 a 12 000 pies a temperaturas de 260°F. Para la cementación a través de secciones salobres todos los lodos están generalmente saturados de sal pero la mayoría de los esquistos y arenas de bentonita son sensibles al agua dulce.

II.3.5 REDUCTORES DE FRICCIÓN

Las lechadas con reductores de fricción tienen baja viscosidad y pueden bombearse en flujo turbulento a bajas presiones minimizando la potencia requerida y disminuyendo los peligros de pérdida de circulación y deshidratación prematura. Estos dispersantes bajan el punto de cedencia y el gel de la lechada. Los dispersantes que comúnmente se agregan a las lechadas de cemento son polímeros y sal.

Estos son usados a bajas temperaturas porque solo retardan a los cementos en forma ligera. Los lignosulfonatos de calcio retardan en mayor grado por lo que generalmente se usan a altas temperaturas.

Los polímeros son manufacturados en forma de polvo y producen extraordinarias y provechosas propiedades en el cemento, afectan muy poco a las lechadas retardándolas o acelerándolas y reducen significativamente la viscosidad aparente. A pesar de reducir la viscosidad, los polímeros no ocasionan una separación excesiva de agua libre o el asentamiento de las partículas del cemento. Además son compatibles con casi todos los tipos de cemento excepto con aquellos que contienen alta concentración de sal. Después de 10 o 20 minutos de mezclas causa un gran incremento en la viscosidad.

La sal común, además de actuar como densificante, catalizador y retardador, puede actuar como un dispersante en muchas composiciones de cemento. Es especialmente efectiva para reducir la viscosidad de lodos que contienen bentonita, tierra diatomacea o puzolana.

II.3.6 AGENTES DE CONTROL DE LA FILTRACION

La pérdida de filtrado de las lechadas se reduce con aditivos para:

Evitar la deshidratación prematura o pérdida de agua en las zonas porosas, particularmente en cementación de tuberías cortas.

Proteger formaciones sensibles.

Mejorar la cementación forzada.

Una lechada pura API de clase G o H tiene una pérdida de filtrado de 1 000 cm³ en 30 min.

Las principales funciones de los aditivos de control de filtración son:

Formar películas o membranas, las cuales controlan el flujo de agua de la lechada y evitan la rápida deshidratación.

Mejorar la distribución del tamaño de las partículas que determinan la forma en que el líquido es contenido o atrapado en la lechada.

Los materiales del control de la filtración más ampliamente usados son los polímeros orgánicos y los reductores de fricción. Los compuestos de celulosa de alto peso molecular producirán una baja pérdida de agua en todos los tipos de composiciones de cemento.

Los dispersantes o reductores de fricción, se añaden por lo común a las lechadas de cemento para controlar la pérdida de filtrado por medio de la dispersión y almacenamiento de las partículas de cemento y así densificar el lodo. Esto es especialmente efectivo cuando el porcentaje de agua/cemento es reducido.

II.3.7 AGENTES DE CONTROL EN ZONAS DE PERDIDA DE CIRCULACION

El paraformaldehído o una aleación de paraformaldehído y cromato sódico, se emplean para reducir los efectos de retardación del

cemento en el caso de que la lechada se contamine al mezclarla con el fluido de perforación. Un descontaminador de lodo que consiste en una mezcla de 60:40 de paraformaldehído y cromato sódico respectivamente neutralizan ciertas sustancias químicas para el tratamiento del lodo.

El polvo de sílice se emplea principalmente en composiciones de cemento para ayudar a evitar la pérdida de resistencia. A medida que las temperaturas exceden los 230°F, todos los cementos fabricados pierden su resistencia a la compresión conforme incrementa la temperatura.

Esta pérdida de resistencia va acompañada de un aumento de permeabilidad, causada por la formación de un alfa-silicato de calcio en el cemento fraguado. La adición de un material con un alto porcentaje de agua como la bentonita, acelera la pérdida de resistencia que se presenta con el tiempo a altas temperaturas. La cantidad óptima de sílice para controlar la pérdida de resistencia es del 30 al 40%.

Los rastreadores radiactivos que se añaden a las lechadas pueden ser detectados por medio de registros eléctricos. Pueden emplearse para detectar las cimbras del cemento y para la distribución de una cementación forzada. Los isótopos que se emplean en el pozo generalmente tienen una vida media de 8 a 80 días.

Los teñidores de cemento se usan para clasificar un cemento o bien un aditivo mezclado con una composición de cemento. Se pueden emplear pequeñas cantidades de teñidores para su indicación. No obstante cuando estos se utilizan dentro del pozo, la dilución y

contaminación del lodo pueden oscurecer y cambiar los colores haciendo que pierdan su función.

La hidracina se utiliza para tratar el lodo por los problemas de corrosión que se presentan, se necesita 1 lb. de hidracina para mover 1 lb de oxígeno disuelto. Antes de realizarse un trabajo con hidracina, se deberá colocar un adaptador especial en la bomba de desplazamiento para ayudar a mezclar la hidracina con el lodo de perforación que será bombeado antes del cemento.

Al cemento se le añade del 4 al 10% de yeso para lograr un rápido fraguado y así combatir la pérdida de circulación. Al añadir 30 a 50% de yeso producirá un fraguado instantáneo de 12 a 20 min. incluyendo si la lechada se encuentra en movimiento. Esto se ha realizado con buenos resultados para cerrar zonas de pérdida de circulación en pozos poco profundos. Para formaciones no consolidadas, altamente permeables, agrietadas o cavernosas, un 5 al 10% de yeso, ayudará a obtener una rápida consistencia en un estado de reposo. El yeso se emplea en pozos de profundidades menores a los 6,000 ft.

II.4 CEMENTACION DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO

Las formaciones que requieren una estimulación en un pozo horizontal, se terminan con una tubería de revestimiento cementada. En estos casos es necesario tener una cementación exitosa y los parámetros que pueden afectarla son similares a los de las terminaciones verticales, teniendo un cuidado especial en el diseño de la lechada y desplazamiento del cemento.

El asentamiento de sólidos, enjarre de lodo, la centralización de la tubería y la composición del cemento son algunos de los factores más importantes que se deben tomar en cuenta para lograr un ademe adecuado y para confirmar el éxito de la cementación, se debe evaluar con herramientas acústicas.

II.4.1 PREPARACION DEL POZO Y DESPLAZAMIENTO DE LODO

El acondicionamiento del pozo y lodo comprende las operaciones siguientes: Limpieza de las paredes del agujero del enjarre de lodo, colocación de la tubería de revestimiento a la profundidad deseada sin dañar las formaciones, homogenización del lodo hasta dejarlo en condiciones para efectuar la cementación. La corrida de la tubería del pozo y el programa de circulación del lodo se consideran puntos claves para el acondicionamiento del pozo y lodo de perforación.

El desplazamiento del lodo en pozos horizontales o de gran ángulo de desviación es complicado porque existen factores adicionales, por ejemplo:

La formación de un canal de sólidos en la parte inferior de la sección horizontal por ser cementada. Estos sólidos pueden ser recortes de perforación o materiales del lodo. La formación de estos canales de sólidos aun no puede ser evitada pero con soluciones especiales se pueden remover.

La alta posibilidad de tener un claro anular muy estrecho en la parte inferior de la sección horizontal por efectos gravitacionales, puede ocasionar que haya secciones no cementadas debido a la necesidad de fuerzas excesivas para remover el material en estas áreas.

Un centrado deficiente de la tubería de revestimiento, afecta a la distribución de velocidad de flujo en el pozo. Las velocidades más altas estarán localizadas en el centro del claro anular más ancho y puede no haber movimiento de fluidos en el claro más angosto.

La diferencia de densidad entre el lodo, fluido espaciador y el cemento, así como las propiedades reológicas de ellos, pueden crear problemas de desplazamiento, sobre todo si el fluido de perforación esta pobremente acondicionado.

El gasto de bombeo y el de desplazamiento deben ser controlados de tal manera que no ocurra un rompimiento de la formación en la sección horizontal.

Es necesario ajustar los diseños de las lechadas y los procedimientos de prueba en el laboratorio para evitar los problemas ya mencionados durante o después del trabajo de cementación.

La experiencia ha demostrado que un excesivo valor de agua libre bajo condiciones de alta desviación, incrementa el asentamiento de los sólidos de la lechada. Los diseños de lodo, cemento y fluidos espaciadores, deben mostrar que tienen un mínimo asentamiento de sólidos en altos ángulos de desviación. Este asentamiento debe ser estudiado con los perfiles de velocidad esperados en la tubería de revestimiento y en las regiones anulares ancha y angosta del pozo. Los canales de sólidos no removibles y las canalizaciones del cemento son resultado de un diseño incorrecto de los fluidos involucrados. El aislamiento de las zonas se hace crítico para que sea posible una estimulación selectiva.

II.4.2 AYUDAS MECANICAS PARA LA CEMENTACION

Cualquier problema existente en un pozo vertical se hace más agudo en un pozo horizontal. La alta desviación hace que la remoción del lodo se complique y sea necesario tener mayor atención para asegurar que todas las ayudas mecánicas en la cementación funcionen con propiedad.

CENTRADORES DE TUBERIA DE REVESTIMIENTO

El propósito principal de los centradores es prevenir la canalización durante el proceso de desplazamiento del lodo, manteniendo a la tubería centrada en el agujero.

VER FIGURA II.1 Y II.2

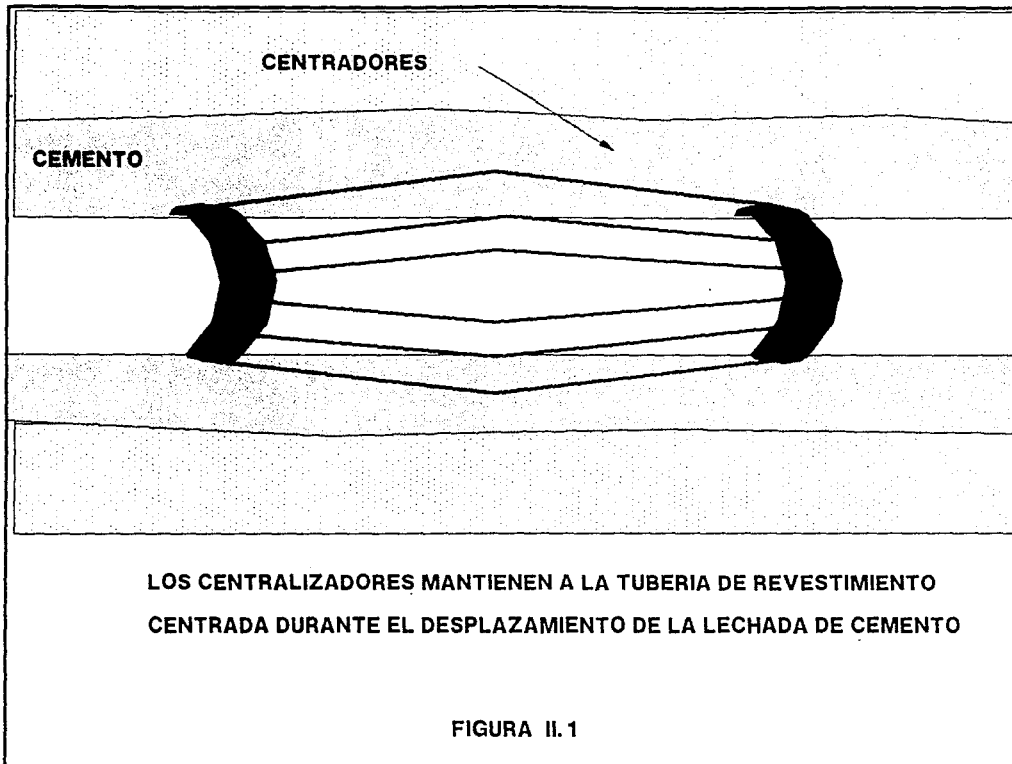
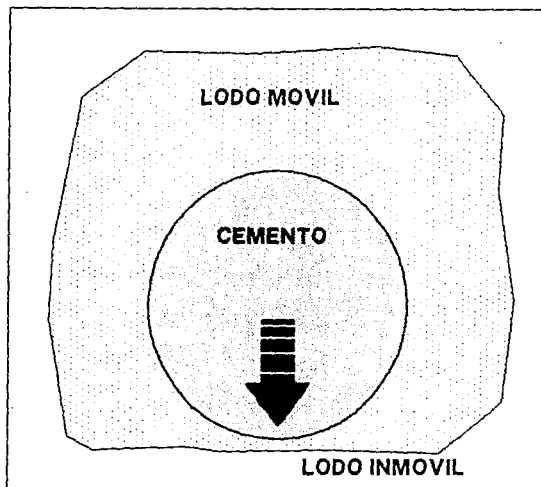


FIGURA II. 1



LA RAZON DE QUE UN LINER SEA POBREMENTE CEMENTADO ES QUE EL PESO DEL CEMENTO DENTRO DE ESTE, OBLIGA A RECARGARLO EN LA PARTE INFERIOR DEL POZO IMPIDIENDO LA DISTRIBUCION UNIFORME DEL CEMENTO.

FIGURA II.2

De hecho los centradores de tubería son útiles en la prevención de pegaduras en formaciones de alta permeabilidad reduciendo el movimiento y el desgaste de tubería. El espaciamiento entre los centradores de tubería debe ser calculado, usando un modelo computarizado para alcanzar un buen comportamiento y un valor optimizado de centrado.

El pandeo de la tubería es un factor determinante para el espaciamiento de los centradores en un pozo horizontal. Los diseños de centradores se dividen en dos tipos, con base en como proporcionan el centrado. Los centradores de muelles flexibles generalmente usan varios elementos de hoja elíptica para obtener fuerza centrante que actúa rápidamente hacia la línea central de la tubería y los centradores rígidos soportan a la tubería por medio de varios espaciadores incompresibles.

COLLARES TOPE

El propósito de los collares tope es de mantener otra herramienta en su sitio. El problema más común de estos es de mantenerlos en su sitio después que han sido instalados. La mayoría de los problemas con los collares tope son originados por instalación inapropiada o tubería fuera de tolerancia.

RASPADORES DE PARED

Son usados para remover enjarre y filtrado de lodo gelificado, permitiendo mejor adherencia del cemento entre la formación y la tubería. La mayoría de los problemas con los raspadores son

causados por movimiento fuera de sitio o por rompimiento. Los raspadores de tipo cable son más durables y excelentes para la remoción de lodo gelificado. Los raspadores con aditamentos de alambre son excelentes para remover enjarre de filtrado debido a la acción de rascado.

El uso de raspadores de pared en pozos horizontales es sumamente controversial. La tubería debe tener una correcta centralización para optimizar el funcionamiento de los raspadores. Cuando existe una pobre centralización hay una gran probabilidad de falla de estos. Así mismo una instalación inadecuada de los raspadores es una razón de peso para fallas de los mismos.

HERRAMIENTAS PARA CEMENTAR POR ETAPAS

En una cementación con etapas múltiples la lechada se calcula alrededor de la tubería en varias secciones y puntos determinados. Este procedimiento puede ser aplicado para las situaciones siguientes:

Cementaciones profundas con gran longitud horizontal.

Cementaciones en presencia de formaciones no consolidadas.

Para reducción de canalizaciones.

Terminación en varias secciones del pozo.

Minimizar pérdidas de cemento en zonas ladronas.

Usar una variedad de mezclas de lechadas a diferentes distancias en el pozo.

Los diseños de herramientas para cementar por etapas, se pueden dividir en tres grupos basados en el principio de operación:

- Operación con tapones.
- Operación con tapones y presión.
- Operados con sartas de trabajo.

Para pozos horizontales el uso del sistema de desplazamiento con tapones es el método más recomendado de operación.

EQUIPO DE FLOTACION

Los propósitos para utilizar equipo de flotación son:

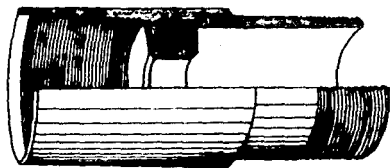
- Reducir la carga proporcionando flotación mientras se introduce la tubería al pozo.
- Permitir al fluido ser bombeado por la tubería y posteriormente al espacio anular, previniendo el contraflujo del mismo.
- Actuar como un asiento de acoplamiento para los tapones de cementación.

El API ha dirigido el proceso de selección con base en un documento de prácticas recomendadas. Este ha establecido categorías para las pruebas de flujo, presión y temperatura, en pozos altamente desviados donde se necesita una válvula de contra-presión específica para asegurar que exista un buen sello.

VER FIGURA 11.3



TIPO BOLA



TIPO FLOTANTE

FIG. II. 3

II.5 EVALUACION DE LA CEMENTACION

La capacidad de las herramientas acústicas para predecir parámetros tales como calidad de cementación, presencia de canales, unión de la tubería con la formación, etc., han sido objeto de muchas discusiones. En los pozos horizontales, uno de los más grandes problemas es la centralización de la herramienta acústica para poder obtener datos confiables. Se dice que una buena interpretación no es posible, porque lo excéntrico de la tubería y del registro la afectan considerablemente. El problema de las herramientas acústicas es que no se han modificado para pozos horizontales. Estos parámetros agregados a otras consideraciones como la centralización horizontal de la herramienta hace que la evaluación de la cementación sea poco confiable y en algunos casos totalmente imposible.

Las condiciones del yacimiento dictaminarán el método óptimo de terminación. Las formaciones con buen flujo natural probablemente deben ser terminadas con métodos de agujero descubierto. Las formaciones que normalmente requieren estimulación deben ser terminadas con liners o T.R. cementada.

En terminaciones en agujero descubierto una T.R. de protección se debe cementar en los límites de la zona productora para tener un sello entre esta zona y la formación suprayacente. El flujo a través de la matriz entrará al pozo con una caída de presión mínima. En las terminaciones para la estimulación la tubería intermedia se cementa en la sección vertical y la tubería de

explotación en la sección horizontal como tubería corta o corrida hasta la superficie.

Así se establece el control para las operaciones de estimulación y de fracturamiento. Una cementación primaria bien diseñada, es un factor crítico en el caso de un pozo horizontal, terminado con el método para estimulación. Se deben analizar detenidamente las siguientes áreas:

Mecánica de desplazamiento, diseño de la lechada, propiedades del fluido de perforación, tiempo de circulación, movimiento de tubería, agua libre, centralización de tubería, diseño de fluidos espaciadores, gasto de bombeo y de desplazamiento, velocidad de flujo y selección de diámetro de tubería y agujero, parámetros que serán revisados posteriormente. Generalmente, la estimulación de un pozo horizontal requiere los mismos fluidos y apuntalantes que son utilizados en pozos verticales.

Aunque las herramientas y las técnicas son similares, se requiere de un desarrollo continuo de nuevas herramientas y un trabajo preciso de las mismas para una operación exitosa, así como también tener una variedad de opciones, una alta posibilidad de optimizar adecuadamente la terminación y posterior estimulación del pozo horizontal.

CAPITULO III

SELECCION DEL TIPO DE TERMINACION

La experiencia en la perforación de pozos horizontales ha desarrollado procesos para lograr éxitos técnicos y optimizar el costo de los pozos. Sin embargo, los costos de terminación dependen de la longitud del intervalo que será explotado. El tipo de terminación está sujeto a las características del yacimiento.

El gran cambio que enfrenta la perforación de pozos horizontales, es mejorar los trabajos de terminación y estimulación. Las técnicas de terminación de pozos necesitan de una planeación apropiada para predecir futuros requerimientos, que pueden afectar drásticamente el éxito financiero de los pozos horizontales.

La experiencia en tecnología de perforación horizontal muestra que la planeación de la terminación se puede realizar antes que el programa de perforación ya que este afectará la producción de acuerdo con la alternativa de terminación elegida.

La selección incorrecta de la técnica de terminación tiene como resultado un pronto abandono del pozo, en caso contrario, la selección adecuada de la técnica de terminación puede incrementar la oportunidad de realizar operaciones de reparación, estimulación, pruebas de producción selectivas, etc. Por lo anterior, se requiere que la planeación de la terminación incluya un análisis completo de las posibles técnicas a utilizar.

Recientemente se han obtenido los siguientes logros:

Disminuir el tiempo de terminación y consecuentemente el costo total del pozo.

Reducir la pérdida de fluidos de terminación y mejorar el control del pozo durante las estimulaciones.

Tener la capacidad de abrir o cerrar selectivamente intervalos individuales una vez que el pozo esté produciendo.

III.1 MECANICA DE DESPLAZAMIENTO

En modelos de prueba se han observado intervalos no cementados tanto en la parte superior como en la inferior del espacio anular. En la parte superior se nota un canal altamente comunicado debido a la excesiva agua libre presente en la lechada.

El depósito de sólidos de la lechada como del fluido de perforación en la parte inferior del espacio anular es un problema significativo para la terminación exitosa del pozo. Con base a programas de investigación, se han dado recomendaciones para pozos horizontales y desviados en las siguientes áreas:

1. Diseño de la lechada.
2. Fluido espaciador.
3. Agua libre.
4. Centralización.
5. Movimiento de tubería.
6. Gasto de bombeo y de desplazamiento.
7. Diámetros de agujero y de tubería.

III.1.1 DISEÑO DE LA LECHADA

Los diseños de las lechadas para los pozos desviados y horizontales necesitan ser modificados para asegurar que no haya canalización en el espacio anular.

ESTA TESIS NO DEBE
SALIR DE LA BIBLIOTECA

Se consideran esencialmente dos pruebas:

Prueba modificada de agua libre.

Prueba de asentamiento de sólidos.

Cualquier separación de agua libre en este tipo de pozos, proporciona un cambio de flujo para una posible comunicación entre zonas. Las lechadas pueden ser acondicionadas a temperatura y presión de fondo para simular el tiempo de colocación y luego enfriadas a menos de 190 °F para efectuar la prueba de agua libre con un ángulo de 45°. Los resultados de las pruebas indican que las lechadas diseñadas para 0% de agua libre con la condición de 45°, no se observa agua libre en condiciones horizontales.

La prueba de asentamiento de sólidos puede ser conducida bajo condiciones verticales, después que la lechada ha sido acondicionada en forma similar a la mencionada en la prueba de agua libre. El asentamiento de sólidos de la lechada puede ser un problema aun cuando no halla agua libre presente. Cualquier sistema de cementación actualmente usado en pozos verticales o desviados, se puede aplicar para pozos horizontales, solo si las propiedades de la lechada son diseñadas para la sección horizontal.

III.1.2 FLUIDO ESPACIADOR

Se requiere el uso correcto de fluidos espaciadores para maximizar la eficiencia de colocación del cemento, considerando fluidos de perforación base agua y base aceite en pozos horizontales.

RECOMENDACIONES PARA EL FLUIDO ESPACIADOR

Lodo base agua.

Tiempo de contacto de 8 a 10 minutos.

Fluidos de baja viscosidad y acción turbulenta.

Fluidos reactivos (opcional).

Los lodos base aceite son considerados más útiles bajo estas condiciones puesto que su baja pérdida de fluido y propiedades lubricantes generalmente aseguran un agujero limpio y calibrado. Sin embargo, el ambiente de mojabilidad al aceite en la tubería y la formación afectan la adherencia del cemento, a menos que sea removido. Se puede diseñar el uso de surfactantes en conjunto con el espaciador, manteniendose la compatibilidad con el lodo y el cemento para inducir un ambiente de mojabilidad al agua que seguramente mejorará los resultados de la cementación. En forma general las recomendaciones son las siguientes:

Lodos base aceite

8 a 10 minutos de tiempo de contacto.

Compatibilidad con el lodo y cemento.

Diseño correcto del surfactante.

Altos gastos de corte para mejorar adherencia.

III.1.3 AGUA LIBRE

El desarrollo de lechadas sin agua libre es extremadamente importante. Una observación en las secciones horizontales, es la

formación de canales de agua a lo largo de la parte superior del espacio anular.

Hay 3 posibles soluciones, que muchas veces dependen de la temperatura:

La rápida hidratación y cristalización de aluminatos por la adición de ciertos dispersantes, crean una sobre-saturación en los iones de sulfato. La acción combinada de sulfato y aluminato forman una verdadera estructura de soporte entre los granos de cemento. Cuando es posible la adición de cloruro de calcio, se forma algún tipo de estructura de soporte y previene la sedimentación.

Al aumentar la viscosidad del agua intersticial con emulsiones de latex, da como resultado un incremento en la presión, perdiendo agua por la acción de la migración.

La adición de microelementos sólidos inertes los que debido a su muy pequeño tamaño de 10 a 100 veces más pequeños que los granos de cemento, pueden ocupar excelentemente los espacios entre los granos de cemento e incrementan la pérdida de presión en la migración del agua intersticial.

III.1.4 CENTRALIZACION

Los centradores pueden ser útiles en la prevención de pegadura en formaciones altamente permeables. El problema más común asociado con los centradores es el número insuficiente de éstos para ser usados, otro problema es que los centradores causan un excesivo

arrastre. El espaciamento entre centradores, será calculado con un modelo de cómputo para lograr un mejor comportamiento y minimizar el arrastre mientras se mantiene un espaciamento adecuado.

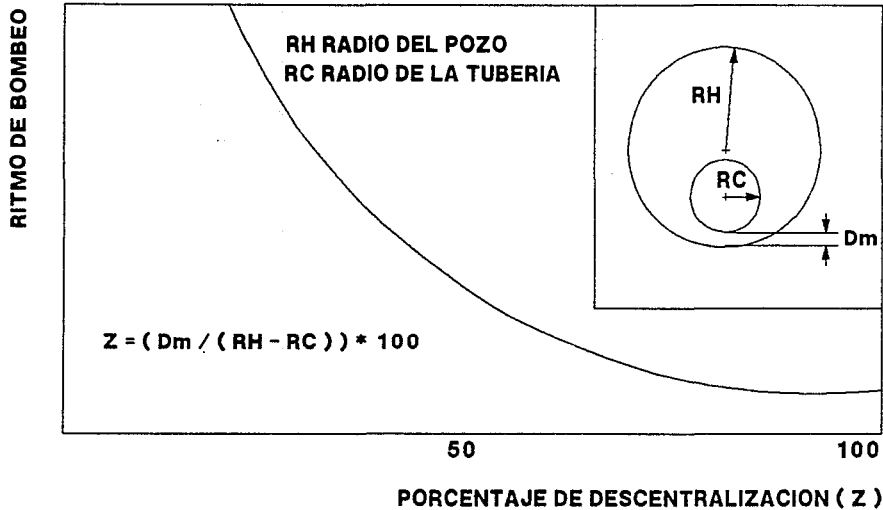
Adicionalmente se usan centradores con collarines y raspadores de pared, estos últimos remueven el enjarre y lodo gelificado para permitir una mejor unión del cemento con la formación y la tubería.

La tubería descentrada contribuye al problema de desplazamiento, porque la lechada de cemento y baches espaciadores siguen el camino de mínima resistencia en el espacio anular. Cualquier excentricidad de la tubería llega a ser crítica en pozos horizontales ya que de esto dependen las distribuciones de velocidad dentro del espacio anular. Se han hecho pruebas para identificar la mínima centralización recomendada para proporcionar una mejor opción para remover el lodo del lado angosto del pozo. Se recomienda una centralización mínima de 70%.

VER FIGURA III.1

III.1.5 MOVIMIENTO DE TUBERIA

Se ha demostrado que el movimiento de tubería ya sea recíprocante o rotatorio, es sumamente benéfico para los resultados de la cementación. La agitación mecánica creada ayuda a romper los bloques de lodo gelificado y los recortes de perforación que se acumulan a lo largo del pozo. El movimiento de tubería es el



EL RITMO DE BOMBEO ES FUNCION DE LA DESCENTRALIZACION DE LA TUBERIA

FIGURA III.1

camino más efectivo para la remoción de sólidos asentados en la parte inferior del espacio anular una vez que ya se han compactado.

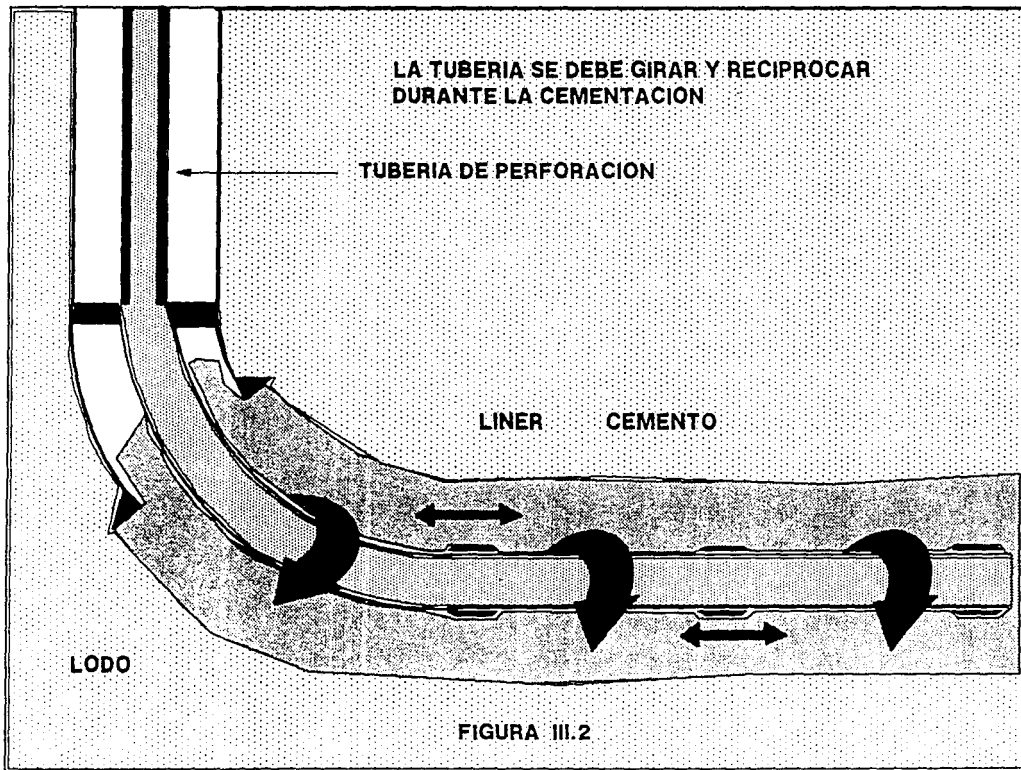
Las pruebas han indicado que el uso de raspadores de pared de cable en combinación con el movimiento de tubería, pueden agrandar el diámetro del agujero cuando no haya un canal de sólidos presente. Es evidente que entre mayor sea la energía transmitida con movimiento recíprocante y/o rotatorio, se desplazará más lodo gelificado.

VER FIGURA III.2

III.1.6 GASTO DE BOMBEO Y DE DESPLAZAMIENTO

Se ha demostrado que independientemente del régimen de flujo presente, entre más alta es la velocidad anular, mejor es la eficiencia de desplazamiento obtenida. Se recalca que un ambiente de mojabilidad al agua es necesario para asegurar una adherencia adecuada.

Con un gasto de 2 bpm se obtienen excelentes eficiencias de desplazamiento pero no hay adherencia. Esta situación es muy difícil de detectar con herramientas para registro CBL puesto que no hay acoplamiento acústico entre la tubería y la capa de cemento. Si se incrementando el gasto a 7 bpm y con el uso de surfactantes se alcanza un buen valor de adherencia. Las altas velocidades anulares también han demostrado que la remoción de lodo gelificado en el espacio anular es eficiente.



Es conveniente señalar que aunque se necesite alta velocidad anular, no se debe inducir un rompimiento de formación en algún punto del pozo por una excesiva presión de circulación. Se recomienda trabajar con modelos computarizados para optimizar los gastos de bombeo y de desplazamiento.

III.1.7 DIAMETROS DE AGUJERO Y DE TUBERIA

Los diámetros del agujero y de la tubería tienen una gran influencia en las eficiencias de desplazamiento en cualquier configuración de pozo. Para pozos verticales el óptimo claro anular sugerido es de 0.75 pg. Por ejemplo: liner de 5 1/2 pg. en agujero de 7 pg. En pozos horizontales las fuerzas gravitacionales en combinación con el hecho de que en determinados momentos las fuerzas hidrostáticas no crecen, es necesario aumentar este claro anular.

Se recomienda que el claro anular óptimo sea de 1.5 pg. por ejemplo: liner de 5 pg. en agujero de 8.5 pg. Esto proporcionará un amplio claro para el desplazamiento, con una centralización mínima de 20% manteniendo bajos los efectos de fricción.

111.2 TERMINACION EN AGUJERO DESCUBIERTO

La terminación en agujero descubierto es el tipo de terminación más económico que existe. Este tipo de terminación se puede realizar cuando:

La formación productora no sea delesnable.

La formación productora no tenga contacto gas-aceite y/o aceite-agua, es decir que su producción sea de una sola zona de aceite o gas según el intervalo de interés.

Para esta terminación, la última tubería de revestimiento cementada se coloca dentro de la cima de la formación productora y la sección horizontal se termina sin ningún tipo de tubería. Los radios de perforación cortos, medios y largos se pueden utilizar para una terminación de este tipo. Esta terminación no proporciona ninguna ventaja para algunas variables del yacimiento tales como permeabilidad y presión de poro, debido a la heterogeneidad de los yacimientos a lo largo de la sección horizontal.

Por esta razón, las terminaciones en agujero descubierto no son utilizadas frecuentemente, excepto en yacimientos carbonatados naturalmente fracturados. Brindan la ventaja de ser la opción de más bajo costo para la producción de aceite, aunque este tipo de terminación no proporciona ninguna oportunidad si se requiere una estimulación.

Con esta terminación, que es la más sencilla se pueden obtener las siguientes ventajas y desventajas.

VENTAJAS:

Tiempo mínimo de terminación.

Costo bajo.

Los gastos de producción son altos al principio.

Es favorable para aceites viscosos.

DESVENTAJAS:

Riesgo de derrumbe del agujero.

Posible reducción del tiempo de vida productiva del pozo.

Dificultad para introducir herramientas de trabajo o medición.

Riesgo de daño a los elementos de medición y control.

Imposibilidad de efectuar operaciones de estimulación.

No se puede cambiar el fluido de control por uno más ligero completamente.

VER FIGURA III.3

TERMINACION EN AGUJERO DESCUBIERTO

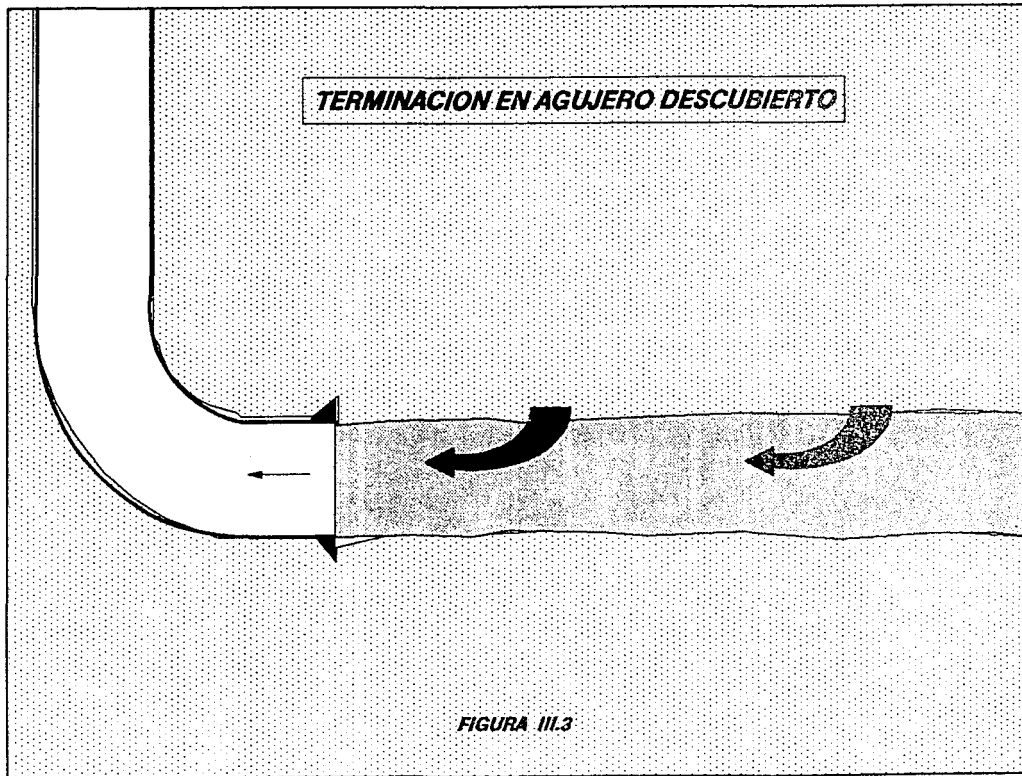


FIGURA III.3

III.3 TERMINACION CON LINER RANURADO O PERFORADO

Este tipo de terminación se usa esencialmente en agujero descubierto con una tubería ranurada, la cual no se cementa en la sección horizontal, para proveer un conducto de flujo en la ocurrencia de un colapso del agujero. Es la más usada en agujero descubierto, en radios, cortos, medios o largos. Se utiliza en yacimientos con flujo natural y en los que no será necesaria una estimulación posterior.

En la colocación del liner se puede introducir una tubería lavadora para:

Circular dentro del agujero si fuera necesario.

Remover el lodo y escombros del espacio anular.

Colocar un fluido con apuntalante (Grava).

Si el lodo de perforación ha causado daño dentro de la matriz de la roca, se dificulta una estimulación para corregirlo. Este tipo de terminación es conveniente cuando se encuentren formaciones arcillosas y donde no exista riesgo de conificación por invasión de fluidos de la formación.

En este caso se puede programar tubería de revestimiento ranurada o liner ranurado en toda la sección horizontal, dejando sin ranurar el segmento que se traslapa dentro de la sección cementada.

VENTAJAS:

Evita derrumbes o colapso del agujero.

Facilita la introducción de herramientas de trabajo o medición.

Evita daños a los elementos de medición.

Tiempo de terminación relativamente corto.

Facilidad de efectuar operaciones de disparo.

Facilidad para utilizar tubería flexible para mejorar las condiciones de limpieza.

DESVENTAJAS:

Dificultad para efectuar operaciones de estimulación.

Durante la introducción de la tubería de revestimiento se obtiene mínima circulación.

Abatimiento de la producción por obturación de las ranuras.

El costo de terminación se incrementa respecto al agujero abierto.

VER FIGURAS III.4 Y III.5

TERMINACION CON LINER RANURADO

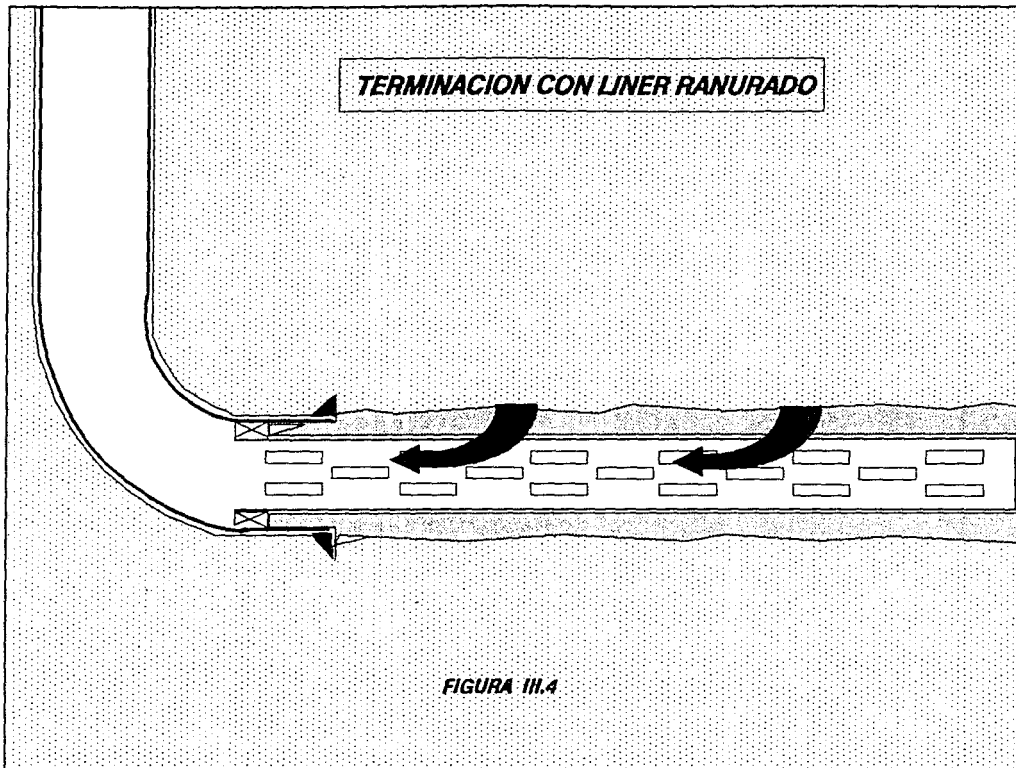


FIGURA III.4

TERMINACION CON LINER PRE-PERFORADO

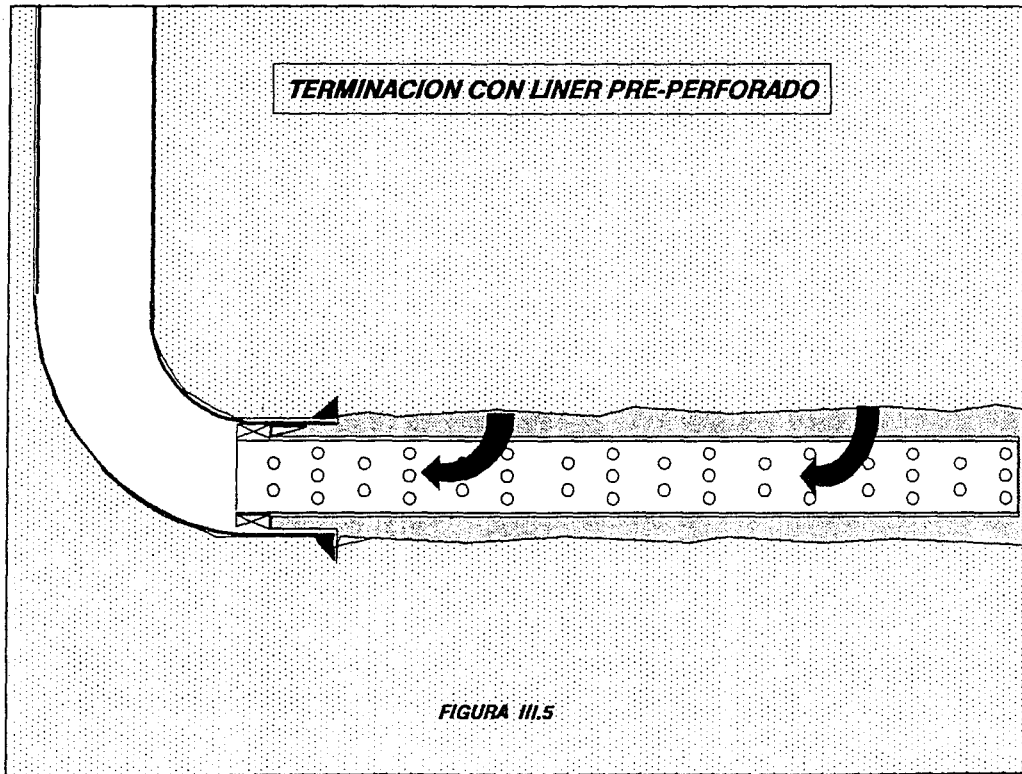


FIGURA III.5

III.4 TERMINACION CON LINER RANURADO O PERFORADO Y EMPACADOR EXTERNO DE TUBERIA

Este tipo de terminación es utilizado para el control de un intervalo en la totalidad de la sección horizontal. Frecuentemente un yacimiento tiene diferentes zonas que producen hidrocarburos y algunas veces estas zonas producen agua por lo que mediante el uso de empacadores externos de tubería estas zonas pueden ser controladas.

Con este tipo de herramientas de terminación se puede probar la producción de cada intervalo individualmente logrando remover el lodo y proporcionando un control para la estimulación de la roca. Los empacadores externos pueden ser inflados con gas, fluido de perforación o cemento.

VER FIGURA III.6

Cuando los empacadores externos de tubería son apropiadamente seleccionados e instalados, proporcionan una barrera física en el área anular entre la tubería y el pozo. Se usan en una gran variedad de aplicaciones para aislar zonas de pozos verticales. En pozos horizontales se utilizan principalmente por dos razones:

El primer empacador soporta el cemento y lo mantiene fuera de la sección horizontal.

Divide la sección horizontal en intervalos discretos permitiendo un tratamiento selectivo de cada intervalo.

Por otro lado, se puede tener la variante de utilizar un empacador recuperable o semipermanente mecánico con camisa deslizable, que tiene como ventajas principales:

Aislar el espacio anular para que fluya el pozo unicamente por T.P.

Proteger a la tubería de revestimiento de presiones elevadas.

Efectuar operaciones de limpieza.

VENTAJAS:

Evitar derrumbes y colapso del agujero.

Mayor centralización de la tubería de revestimiento.

Probar selectivamente intervalos productores.

Aislar zonas que no son productoras.

Permitir operaciones de estimulación.

Asegurar una buena centricidad de la tubería.

DESVENTAJAS:

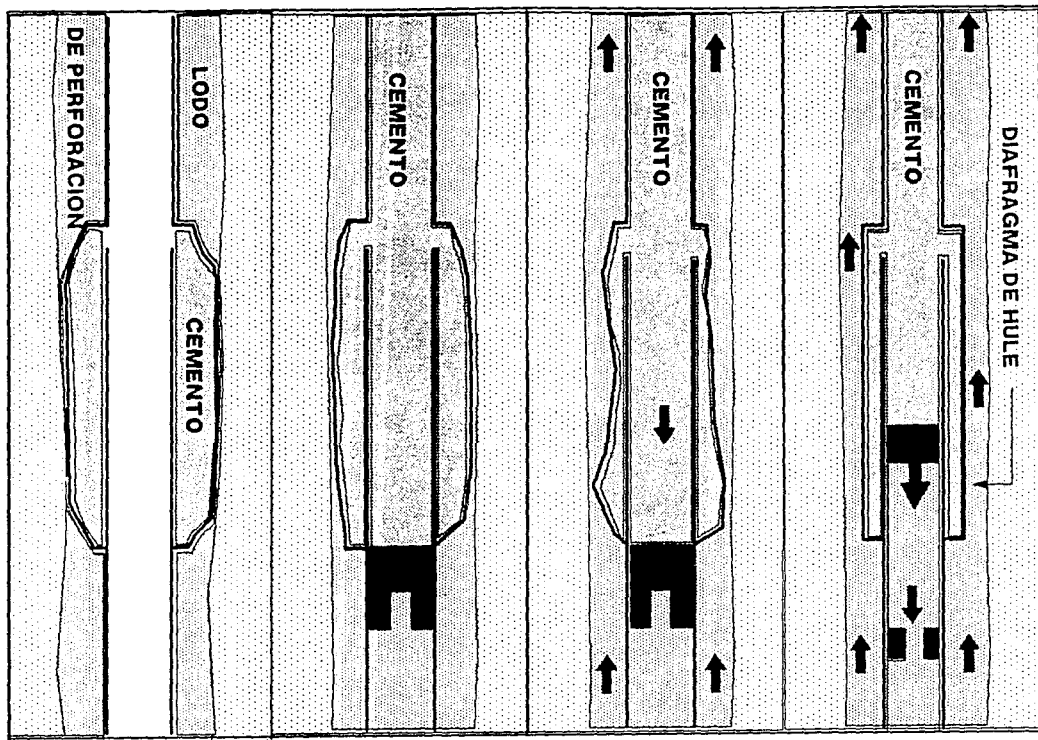
Incrementa el costo del pozo.

Incrementa el tiempo de terminación.

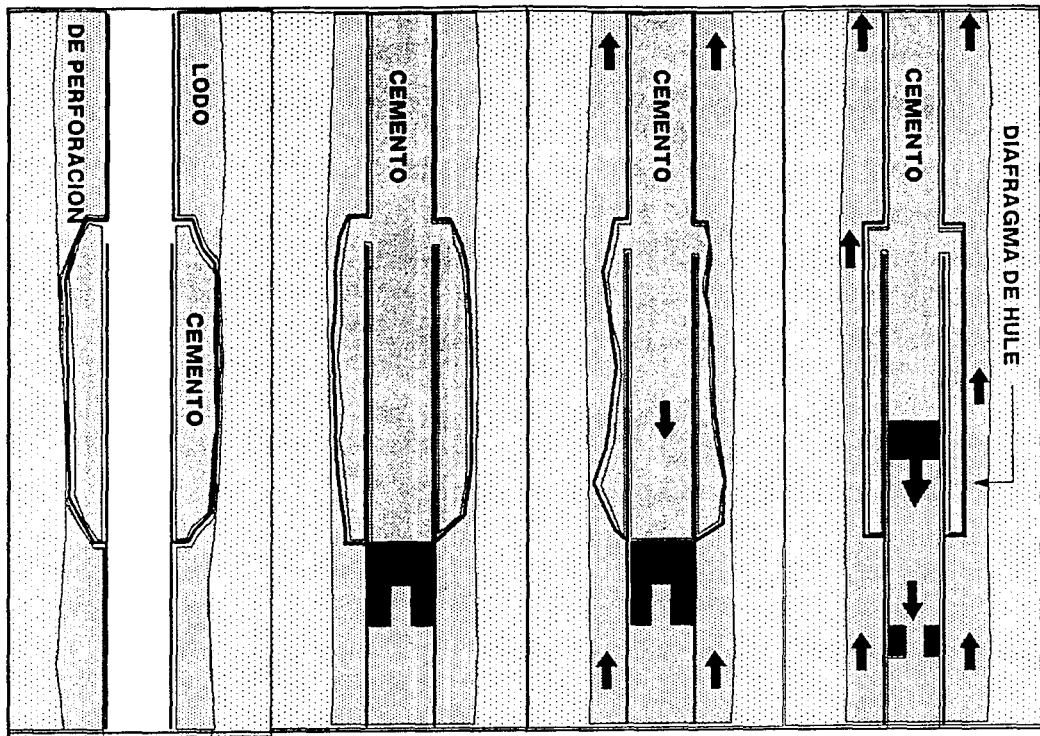
El liner se introduce sin circulación.

Riesgo que algún empaque no selle con la formación, debido a la irregularidad del agujero.

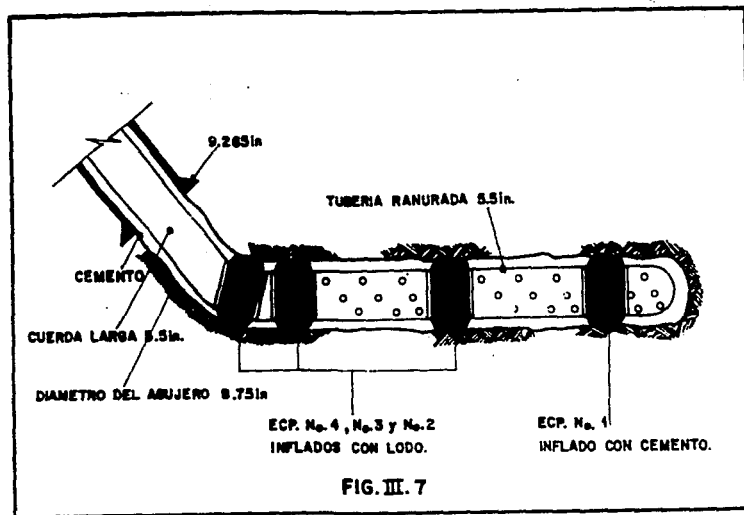
VER FIGURAS III.7, III.8 Y III.9

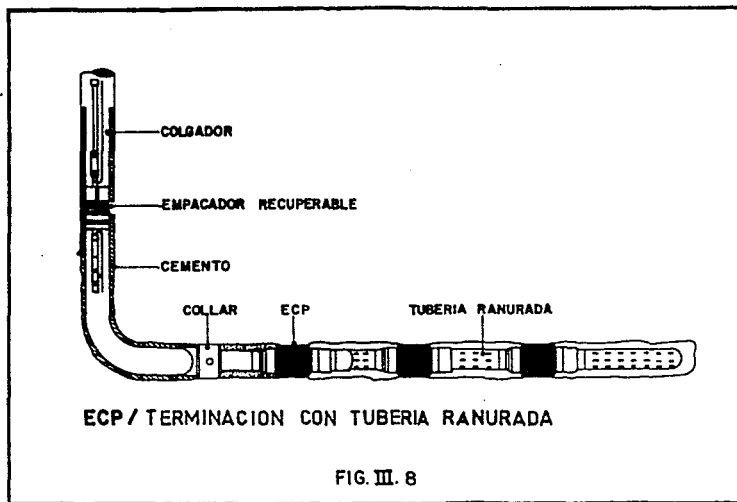


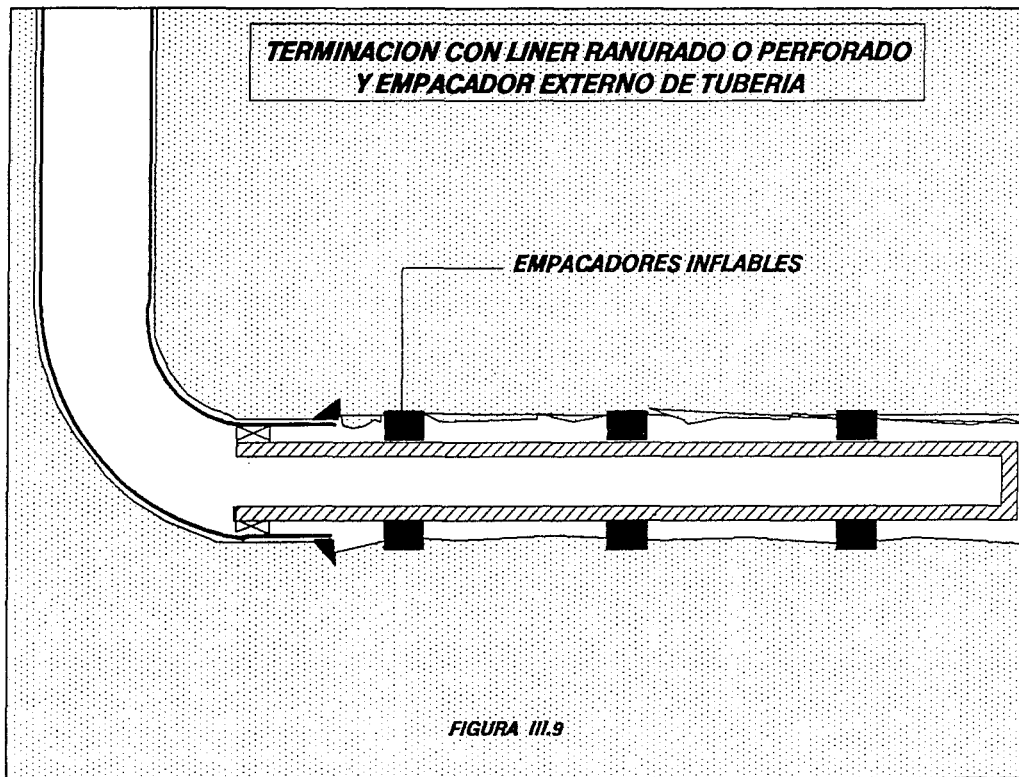
LA FIGURA MUESTRA COMO SE INFLA UN EMPACADOR EXTERNO CON CEMENTO
FIGURA III.6



LA FIGURA MUESTRA COMO SE INFLA UN EMPACADOR EXTERNO CON CEMENTO
 FIGURA III.6







III.5 TERMINACION CON LINER PRE-EMPACADO

Este tipo de terminación fué desarrollado en campos del Mar del Norte y se utiliza en yacimientos de arenas no consolidadas.

Una malla pre-empacada es una defensa en contra de la producción de arena, el uso debe ser restringido a las condiciones que demanda la producción de arena. Se deben tomar ciertas precauciones en su instalación para minimizar su efecto sobre los ritmos de producción.

Un cedazo de tubo ranurado pre-empacado consiste básicamente en dos tubos ranurados colocados uno dentro del otro, con grava natural o sintética en el espacio anular existente entre los dos tubos. Particularmente estos cedazos tienen granos muy finos de arena y sedimento, su costo es muy elevado y son fáciles de taponarse. Son poco usados, aunque el problema de obturación se puede solucionar mediante lavados periódicos con ciertos aditivos.

La malla pre-empacada contiene un tamaño de grava la cual detendrá la producción de arena. La grava que se usa se debe seleccionar con base a un estudio granulométrico de la arena producida por la formación. En formaciones no consolidadas, las terminaciones horizontales son realizadas normalmente terminadas con cedazos.

Recientemente se ha mejorado la producción en pozos horizontales al retrasar la invasión de agua o gas. Las terminaciones de pozos horizontales se dificultan debido a las fuerzas de gravedad en el lado inferior del pozo, que incrementan el riesgo de no llenarlo con el engravado alrededor de la malla, cualquier parte de la malla que no quede cubierta por el empacamiento está expuesta a la corrosión y producción de arena.

VER FIGURA III.10 y III.11

TERMINACION CON LINER PRE-EMPACADO

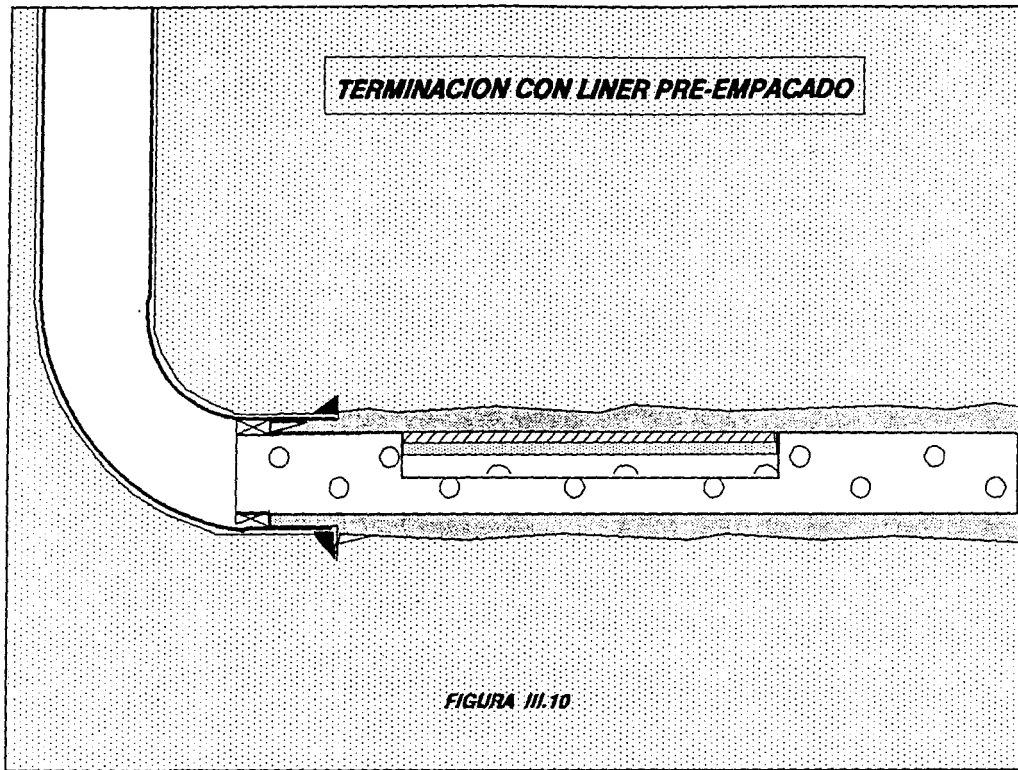


FIGURA III.10

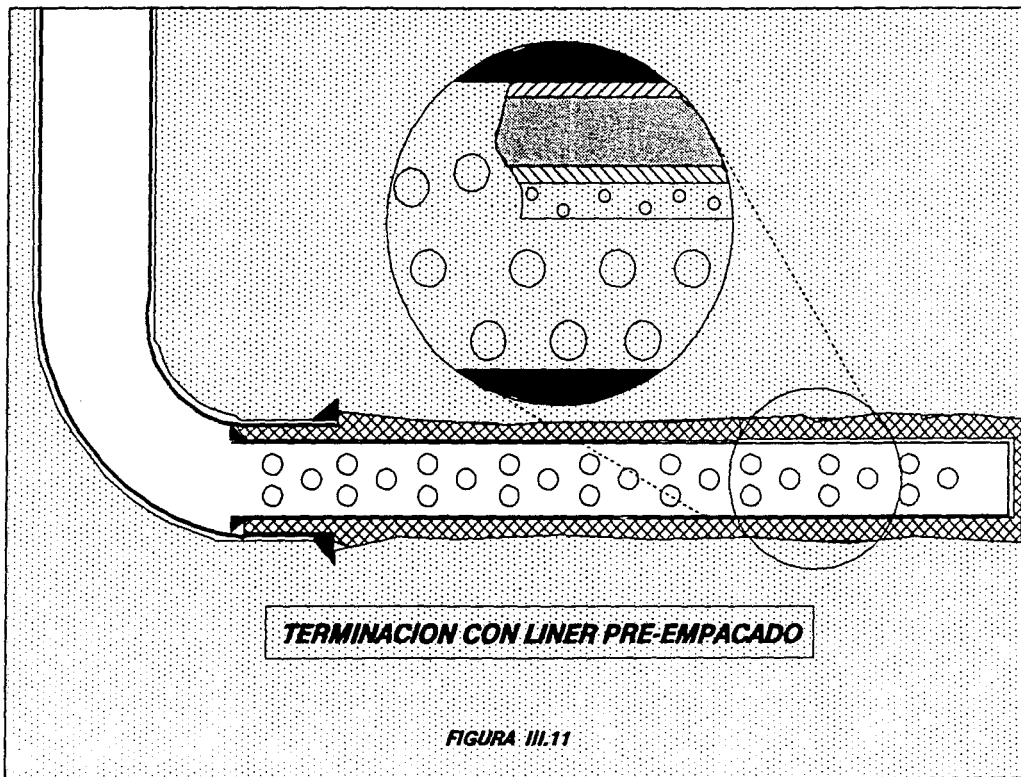


FIGURA III.11

III.6 TERMINACION CON EMPACAMIENTO DE GRAVA

Los empacamientos de grava pueden efectuarse tanto en agujero descubierto como en agujero entubado dependiendo de las condiciones de terminación del pozo.

El empacamiento de grava en agujero entubado se lleva a cabo en pozos revestidos y perforados a través de secciones productoras múltiples donde es necesario aislar intervalos de agua o gas. La primera etapa consiste en forzar a la grava a introducirse en las perforaciones o disparos mediante la aplicación de presión, como si fuera una cementación forzada, el segundo paso es el acomodamiento de grava en el espacio anular por medio de circulación inversa.

En agujero abierto el empacamiento de grava es empleado cuando las características de la formación permiten una terminación en agujero abierto y donde la instalación de un sistema de control de arena permiten un máximo flujo del yacimiento. Si se diseña e instala apropiadamente ayudará a tener una mayor productividad, comparada con la de cualquier empacamiento en agujero entubado, debido a que las perforaciones restrictivas de la T.R. son eliminadas y la ampliación del agujero mejora el flujo radial dentro del pozo.

Recientemente un empacamiento convencional fué considerado impráctico por razones mecánicas e hidráulicas. Al modificarse estas razones se ha permitido que los pozos sean empacados con grava sin la necesidad de un costo adicional para acondicionar el

pozo. En los pozos horizontales donde se han utilizado, los técnicos han tenido que modificar los diseños convencionales de mallas pre-empacadas para mejorar el comportamiento del pozo y dar mayor seguridad, así como reducir el costo del mismo. Es mucho mejor que utilizar un empacamiento de grava que una malla pre-empacada en el problema de la retención de arena.

Para lograr un transporte efectivo del empacamiento de grava se deben considerar algunas variables. Se han realizado estudios que muestran que el acarreo de grava en la sección horizontal se logra fácilmente diseñando una lechada y ritmo de bombeo adecuados para colocar exitosamente el empaque de grava.

VER FIGURA III.12 Y III.13

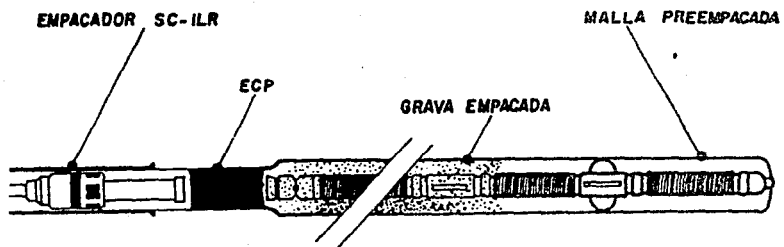
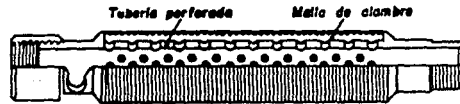


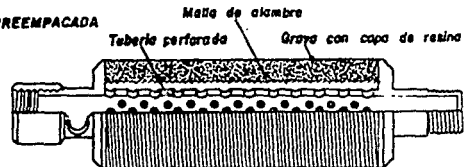
FIG. III.12

COMPARACION DE MALLAS

A) MALLA CONVENCIONAL



B) DOBLE MALLA PREEMPACADA



C) MALLA DE EMPACAMIENTO DELSADO



FIG. III.13

III.7 TERMINACION CON TUBERIA DE REVESTIMIENTO CEMENTADA

Este tipo de terminación se puede considerar como una de las mejores opciones para aplicarse en pozos horizontales ya que proporciona la oportunidad de efectuar una serie de operaciones que incrementan las condiciones de producción del pozo.

La forma de operar de algunas compañías, es cementar liners y sartas de producción cuyas principales características son:

Controlar el contacto agua-aceite y/o gas aceite.

Asistir la determinación de puntos de entrada de fluidos en el pozo.

Proporcionar facilidad para servicios.

Evitar un colapso durante la vida productiva.

La cementación de la Tubería de Revestimiento es importante en casos donde el contacto gas-aceite y/o agua-aceite se mueven hacia arriba o hacia abajo durante la producción. Con la tubería cementada y disparada, las reparaciones se facilitan y son menos costosas.

VENTAJAS:

Evita derrumbes al 100 %.

Permite disparar con cargas de alta penetración.

Por lo anterior, se pueden penetrar cuerpos arenosos que estén bloqueados por intercalaciones lutíticas.

Facilita la introducción de herramientas y equipo de medición.

Se pueden efectuar operaciones de estimulación y fracturamiento hidráulico.

DESVENTAJAS:

Incrementa el tiempo de terminación.

Aumenta el costo del pozo.

El control de los tratamientos de estimulación se pueden llevar a cabo eficientemente. La estimulación matricial se facilita utilizando empacadores mientras que el fracturamiento se debe planear con:

Orientación del pozo.

Distancia entre fracturas hidráulicas.

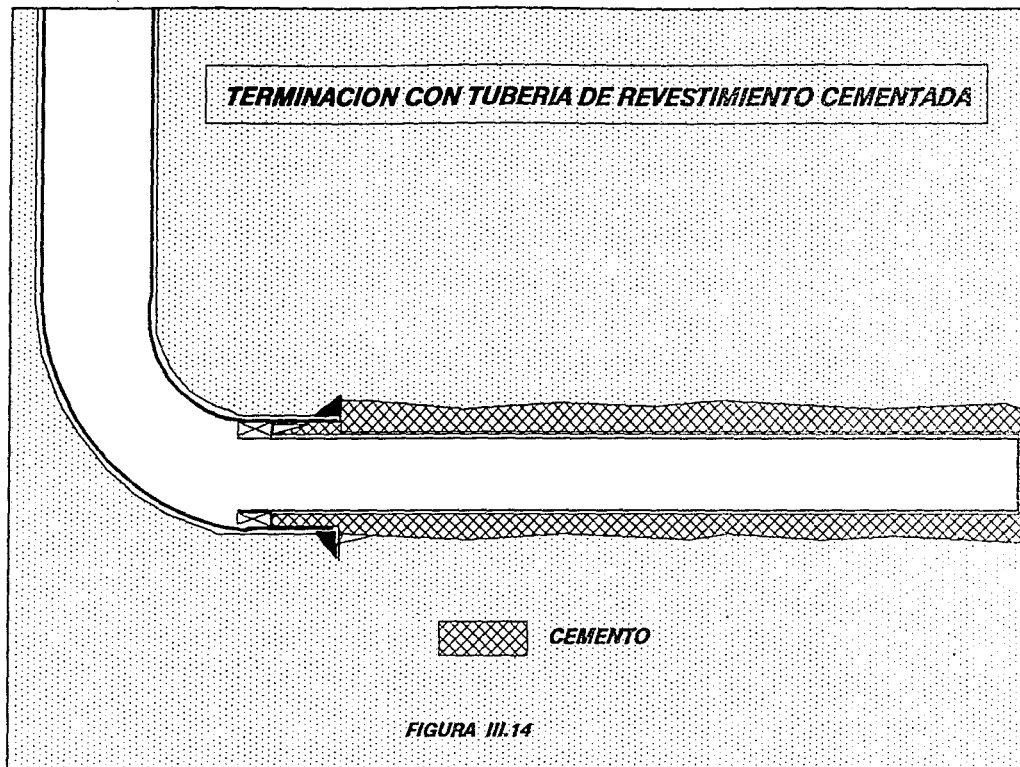
Amplitud de la fractura.

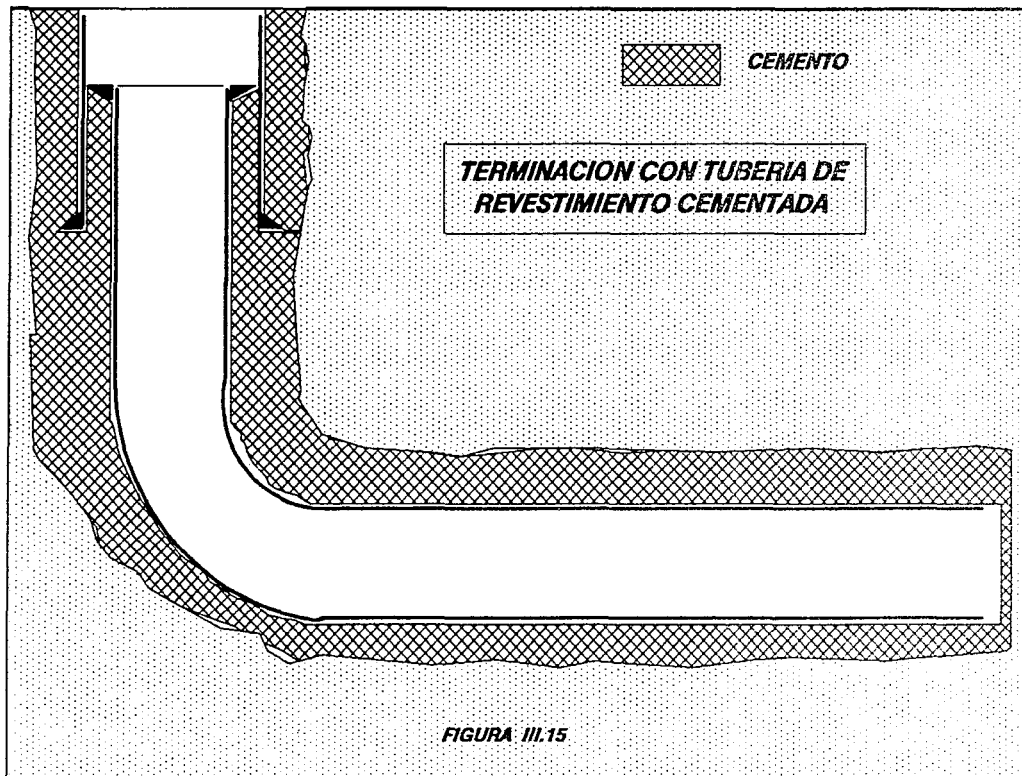
Gastos.

Volumen del tratamiento con ácido.

Pruebas de pre-fracturamiento.

VER FIGURAS III.14 Y III.15





CAPITULO IV

RANURACION DE TUBERIA

Hoy en día es muy común la terminación de pozos horizontales con tuberías ranuradas, por este motivo en el presente capítulo se da una breve descripción de algunas características que se deben tomar en cuenta para realizar el óptimo diseño de las ranuras en la tubería.

Es importante observar que para este tipo de terminaciones, la tubería ranurada que se introduce al agujero descubierto deberá llevar ranuras tipo puente, ya que esto asegura una sección uniforme de extremo a extremo, sin distorsiones causadas por soldaduras intermedias, variaciones en su diámetro o espesor de pared.

Antes de introducir la tubería ranurada se debe dejar el agujero lleno con un fluido base aceite de la misma densidad del fluido de control o un poco menor, eso tiene como finalidad que en el espacio anular no quede atrapado lodo que en un momento dado ocasiona un taponamiento, sobre todo cuando se utilizan lodos base agua-polímeros.

Al realizar la ranuración de un tubo, este deberá conservar la resistencia mecánica original, que le permita en un momento dado soportar los esfuerzos máximos que se requieren, tales como:

Tensión.

Colapso.

Presión interna.

Por lo que se recomienda que sean tubos de una sola pieza. El corte de las ranuras deberá ser :

Recto. (Normal a la pared del tubo).

Oblicuo. (Mayor abertura en la parte interior del tubo).

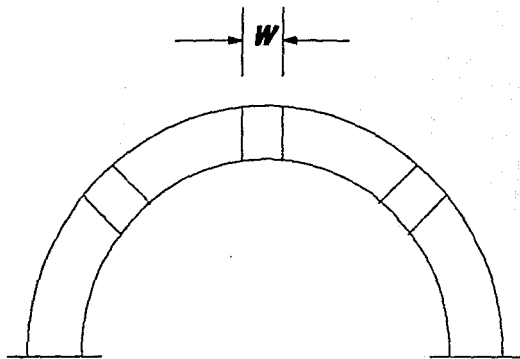
VER FIGURAS IV.1 Y IV.2

La ubicación de las ranuras pueden ser:

Alternadas.

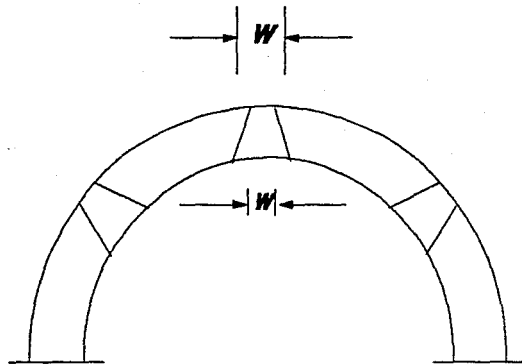
Enfiladas.

Agrupadas.



**CORTE RECTO DE ANCHO W
CON UN RANGO DESDE 0.03 HASTA 1.27 cm.**

FIGURA IV.1



CORTE OBLICUO: ANCHO W DESDE 0.03 HASTA 1.27 cm.

FIGURA IV.2

IV.1 DISEÑO DE LAS RANURAS

Para el diseño del número óptimo de ranuras con las que debe contar un tubo, se mencionan una serie de fórmulas para obtener el número o grupo de ranuras por metro de tubo.

Para obtener el número de ranuras por metro de tubo se tiene lo siguiente:

$$\boxed{NR = 6.5 * F} \quad \dots (1)$$

donde :

NR Es el número de ranuras o grupo de ranuras por metro de tubo.

F Número de filas de ranuras o grupos de ranuras alrededor del tubo.

6.5 Número de ranuras o grupos de ranuras en una sola fila por metro de tubo.

Para obtener el número de ranuras individuales en el caso de tubos con ranuras agrupadas:

$$\boxed{S = 4 * NR} \quad \dots (2)$$

donde :

- S Número de ranuras por metro de tubo para el caso de tubos con ranuras agrupadas.
- NR Número de grupos de ranuras, calculado con la fórmula (1).
- 4 Número de ranuras que forman un grupo.

Para obtener el área de infiltración por metro de tubo en cm^2 ya sea para ranuras aisladas o agrupadas, se utiliza la siguiente fórmula:

$$\alpha = 5.08 * W * NR$$
$$\alpha = 5.08 * W * S$$

donde :

- α Area de infiltración por metro de tubo en cm^2 .
- NR Número de ranuras por metro de tubo calculado con la fórmula (1) .
- S Número de ranuras por metro de tubo calculado con la fórmula (2) .
- W Ancho de las ranuras en cm.
- 5.08 Longitud de las ranuras en cm.

Para obtener la distancia entre centros de ranuras o entre centros de grupos de ranuras en el sentido circunferencial se tiene que:

$$C = \frac{\pi * D_e}{F}$$

donde :

C Es la distancia entre centros de ranuras o centros de grupos de ranuras en el sentido circunferencial del tubo en cm.

De Es el diámetro exterior del tubo en cm.

F Número de filas de ranuras o grupos de ranuras alrededor del tubo.

NOTA: El valor de C es la distancia entre centros de ranuras para el caso de que estas esten alineadas. Si se requiere obtener la distancia entre ranuras alternadas esta será igual a 2C.

La longitud recomendada de las ranuras es de:

5.08 cm. (2 pg)

La distancia recomendada entre centros de ranuras en el sentido longitudinal del tubo es de :

15.24 cm. (6 pg)

El número de ranuras o grupos de ranuras por metro de tubo en la misma generatriz, suponiendo una longitud de las ranuras de 5.08 cm y una separación entre sus centros de 15.24 cm.

VER FIGURAS IV.3, IV.4 Y IV.5

RANURAS ALTERNADAS

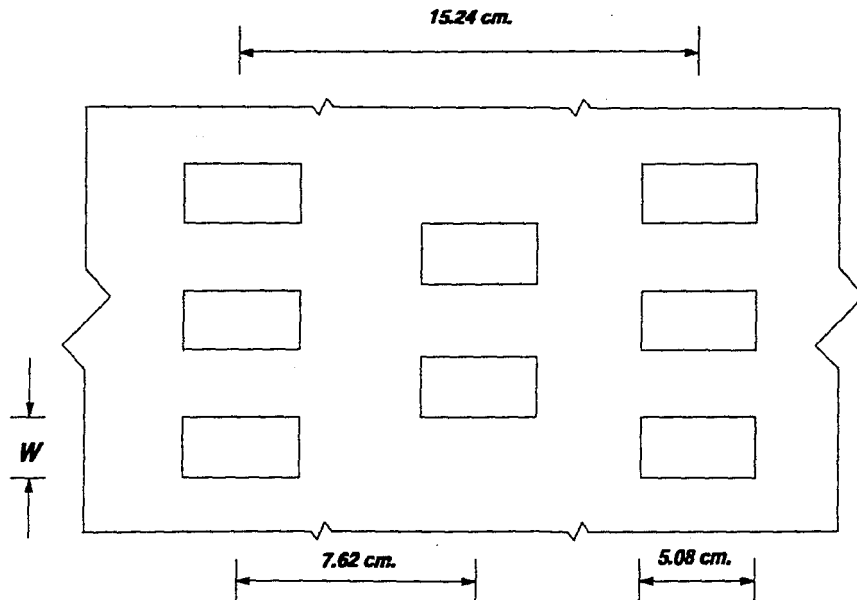


FIGURA IV.3

RANURAS ENFILADAS

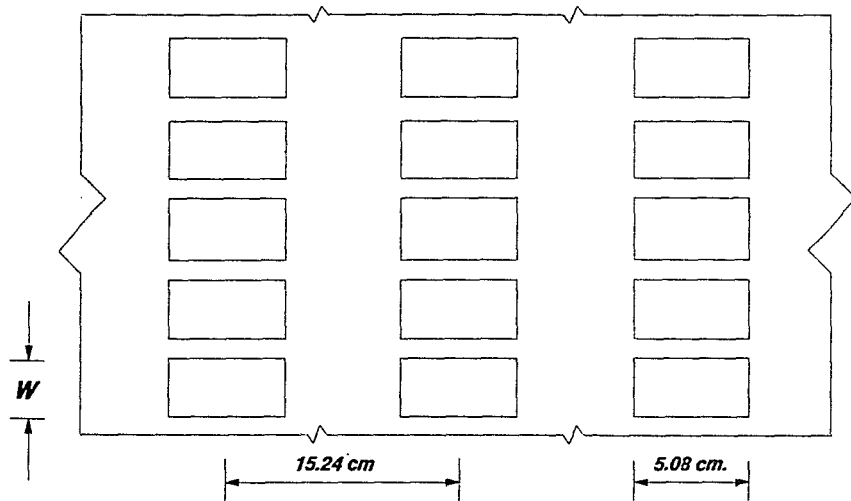


FIGURA IV.4

RANURAS AGRUPADAS

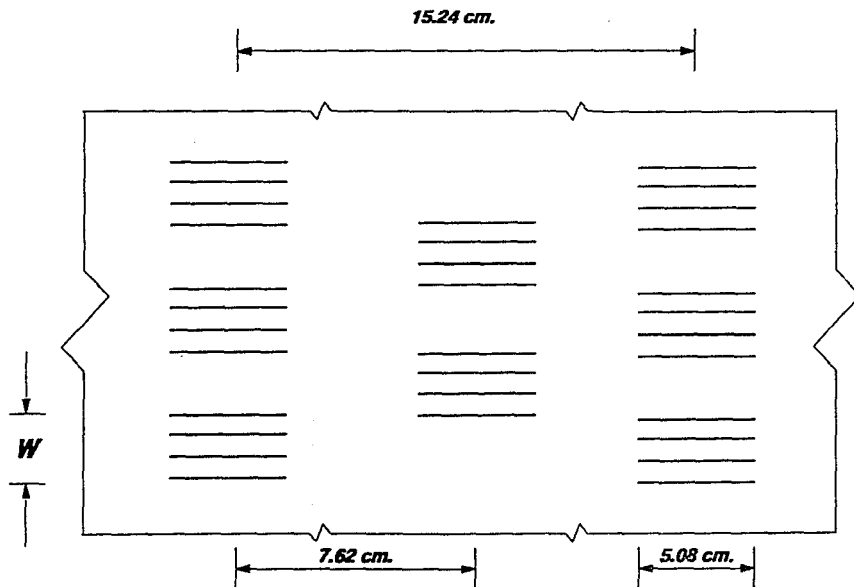


FIGURA IV.5

CAPITULO V

TIPOS DE TERMINACION UTILIZADOS EN EL CAMPO AGUA FRIA

V.1 UBICACION GEOGRAFICA Y ASPECTOS GEOLOGICOS

El campo Agua Fría se encuentra localizado en la porción central del Paleocanal de Chicontepec, en los límites de los estados de Puebla y Veracruz, aproximadamente a 25 Km. de la ciudad de Poza Rica, Ver.

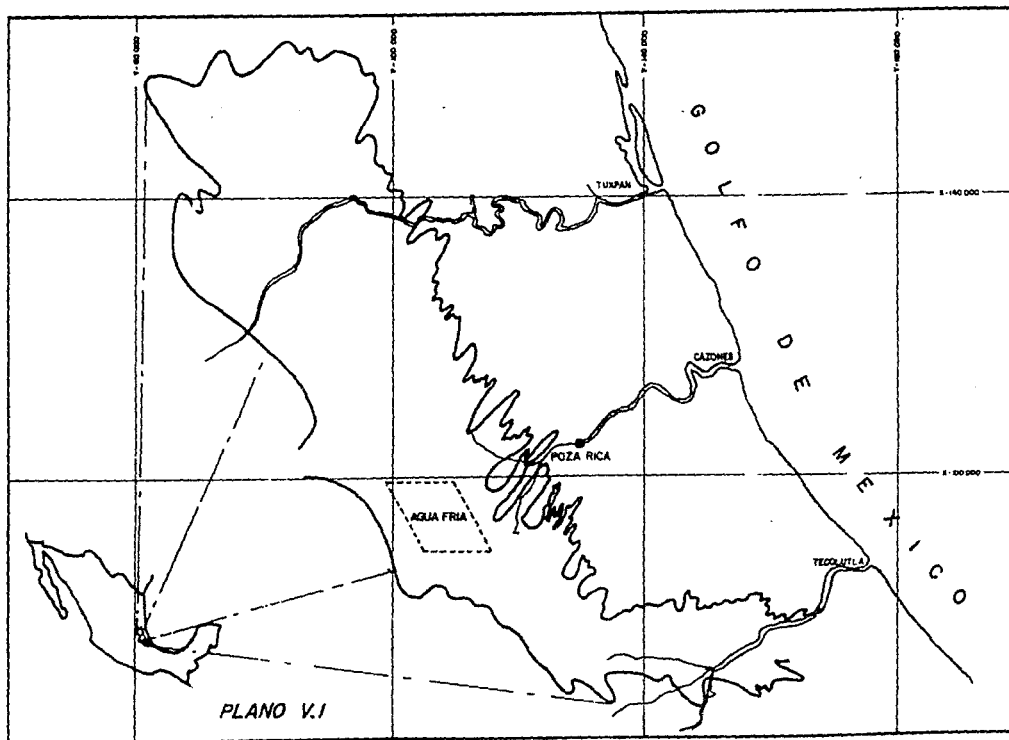
VER PLANO V.1

La secuencia estratigráfica en el campo Agua Fría comprende tres cuerpos productores areno-arcillosos de edad Eoceno Inferior, denominados "A", "B" y "C", formados por alternancias de capas delgadas de lutitas y areniscas discontinuas de muy baja permeabilidad. Estos cuerpos fueron depositados en un ambiente de turbidez generada por un gran canal tributario de un sistema deltaico elongado.

El cuerpo "A", primer objetivo de la perforación horizontal en el campo Agua Fría, tiene un espesor aproximado de 50 m. con intercalaciones de lutitas de un promedio de 2 a 3 m.

UBICACION CAMPO AGUA FRIA

123



PLANO V.1

V.2 DESARROLLO DEL CAMPO AGUA FRIA

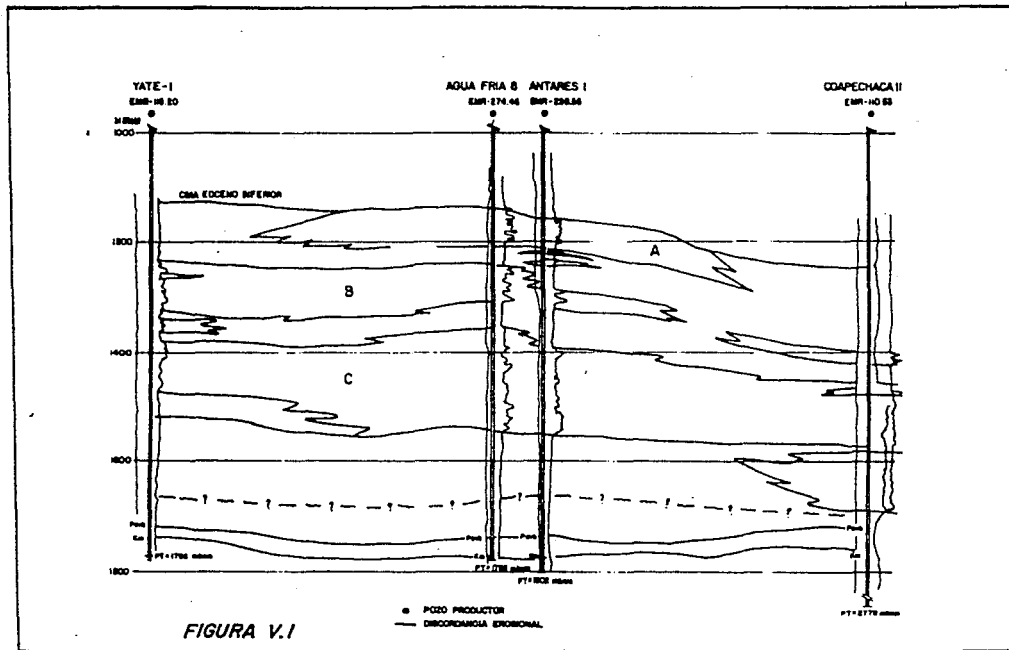
En el campo Agua Fría se utilizan plataformas comunes para la perforación de tres pozos, uno vertical y dos direccionales a una profundidad promedio de 2000 m. para explotar los tres cuerpos. El proyecto original de explotación considera la perforación de 700 pozos. Actualmente se producen cerca de 1500 bl/día de aceite con 21 pozos operando.

El procedimiento para explotar el cuerpo "A" consiste en fracturarlo hidráulicamente, utilizando arena como material sustentante, con una producción inicial promedio de 250 bpd/pozo.

Bajo esta perspectiva se consideró aplicar la tecnología de la perforación horizontal, con el objeto de mejorar el índice de productividad del cuerpo "A", incrementando el área de exposición de los estratos de arenisca. Basados en estudios de Ingeniería de Yacimientos, se perforaron los primeros cuatro pozos horizontales, con diferentes trayectorias dentro del cuerpo productor.

En las Figuras v.1 y v.2, se puede observar la sección estructural así como la correlación del cuerpo productor "A".

SECCION ESTRUCTURAL DEL CAMPO AGUA FRIA



CORRELACION DEL CUERPO A

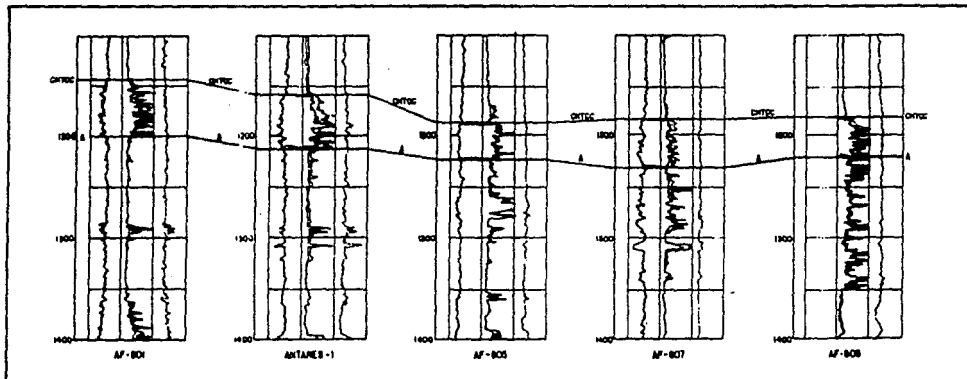


FIGURA V.2

V.3 PLANEACION DE LA PERFORACION HORIZONTAL

ETAPA DE AGUJERO VERTICAL

Previo al inicio de la desviación de los pozos horizontales, se programaron operaciones convencionales de perforación en las siguientes secciones del agujero vertical:

a) Agujero de 14-3/4" perforado hasta 500 m., para correr y cementar tubería de revestimiento de 10-3/4" e instalar conexiones superficiales de control.

b) Agujero de 9-1/2" perforado de 500 m. hasta la profundidad de inicio de desviación (KOP).

ETAPA DE CONSTRUCCION DE LA CURVA

Agujero de 9-1/2" perforado del KOP hasta el punto final de la curva (EOC), para correr y cementar la tubería de revestimiento de 7-5/8".

ETAPA DE LA SECCION HORIZONTAL

Agujero de 6-1/8" perforado dentro del cuerpo productor "A" para terminar el pozo en agujero descubierto o correr liner ranurado de 5".

VER FIGURA V.3

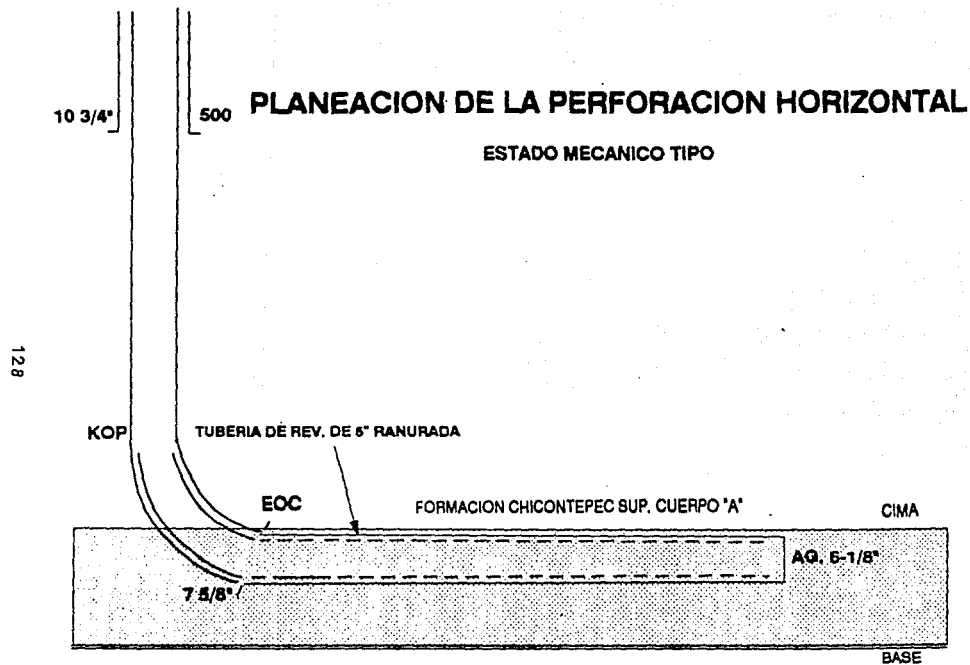


FIGURA V.3

V.4 FLUIDO DE PERFORACION

El sistema empleado para perforar las secciones curva y horizontal de los pozos, consistió en un fluido base agua no disperso viscosificado con polímeros y tratado con sales. Sus componentes fueron: Un polímero orgánico como viscosificante primario, un bajo contenido de arcillas como viscosificante secundario, auxiliares en el control del filtrado, e hidróxido de sodio para mantener el pH alcalino.

Además se utilizó un polímero reductor de filtrado, poliacrilato de sodio. Para inhibir el hinchamiento de las arcillas por filtrado se empleó cloruro de potasio y finalmente carbonato de calcio como material densificante. Los polímeros dan lubricidad natural al sistema, lo que permite evitar el uso de diesel; sin embargo, se pueden adicionar lubricantes de presión extrema o ácidos grasos, en caso de requerir alta lubricación en el sistema. El fluido también presenta compatibilidad con los baches empleados durante las cementaciones de las tuberías de revestimiento y características tixotrópicas fácilmente ajustables a los requerimientos operativos.

Adicionalmente, el fluido utilizado no interfiere durante el análisis de muestras para el registro continuo de hidrocarburos, ni durante la corrida de los registros geofísicos en agujero descubierto. Las densidades utilizadas fueron con el margen mínimo necesario para mantener la estabilidad del agujero y minimizar el daño a la formación.

CARACTERISTICAS PROMEDIO DEL FLUIDO

	DENSIDAD GR/CC	VISC. SEGS.	VISC. PLÁST. CP	P.C. LBS/100 FT ²	GEL 0/10 LBS/100 FT ²	FILTRADO CC	PH	% SOLIDOS
KOP-EOC	1.28 - 1.30	50 - 53	22 - 24	28 - 30	2/8 - 7/13	4.8 - 7.4	8.5 - 11	12 - 20
SECCION HORIZONTAL	1.29 - 1.31	47 - 50	15 - 24	20 - 30	6/13-12/22	5.0 - 6.8	9 - 9.5	16 - 18

TABLA V.1

V.5 DISEÑO Y DESARROLLO DE LA PERFORACION DE POZOS

POZO AGUA FRIA 801-H

DISEÑO DE LA PERFORACION

El primer pozo horizontal AF-801-H consideró un diseño de curva tipo "Tangente compuesta", con un cambio en su dirección para ubicarlo entre las líneas 800 y 820 de la red de distribución de pozos en el campo. Este tipo de curva se construyó en tres secciones de 990 a 1566 m.

1) En la sección superior, curva simple de radio largo ($5^\circ/30\text{m}$) para iniciar la desviación de 0 a 30° de inclinación en dirección S 22.62° E.

2) Una sección tangente con inclinación y dirección uniformes para conectar la curva de la sección inferior.

3) En la sección inferior, curva de radio medio ($12^\circ/30\text{m}$) para incrementar la inclinación de 30 a 88° , y simultáneamente virar el rumbo hacia la dirección Este franco.

La longitud total desarrollada del pozo se programó a 2806 m. con un desplazamiento horizontal de 1440 m. y una sección horizontal de 1240 m. con una trayectoria transversal al cuerpo productor "A", en dirección Este franco y 88° de inclinación.

DESARROLLO DE LA PERFORACION

Para iniciar la construcción de la curva hasta el final de la tangente se utilizó un ensamble de fondo dirijible 6-1/2" con un BENT-HOUSING o codo ajustable de 1.25°.

Para construir la sección inferior de la curva, inicialmente se utilizó un ensamble rígido, con dos codos: Un BENT-SUB o codo fijo de 1.25° y un BENT-HOUSING de 1.5°. Este ensamble desarrolló ritmos de construcción hasta de 16°/30 m., (programado para 12°/30 m), siendo sustituido por un ensamble dirijible con BENT-HOUSING de 1.5°.

En la sección horizontal se utilizaron cuatro BHA'S de 4-3/4" tipo dirijible, los dos primeros con un BENT-HOUSING ajustado a 1.5° y los últimos a 1°.

La perforación del pozo fue suspendida a 2700 m., por presentarse atrapamiento de la sarta de perforación y dificultad para transmitir el peso a la barrena al intentar orientar la herramienta de desviación.

La longitud de agujero descubierto fue de 1134 m. dentro del cuerpo productor "A" con una longitud horizontal de 1111 m. e inclinación máxima de 91.1°.

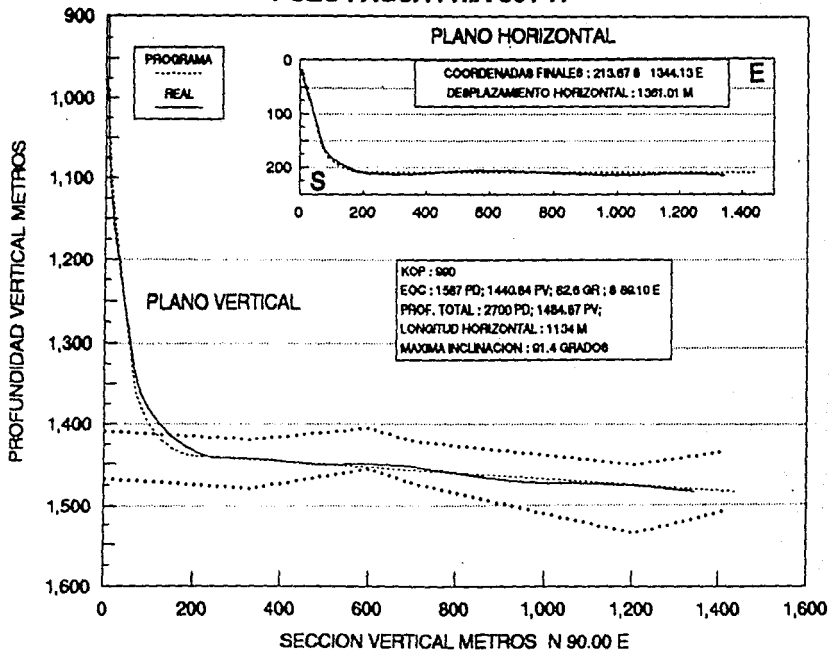
VER TABLA V.2 Y FIGURA V.4

POZO : AGUA FRIA 801-H

BHA No	SECCION DE LA CURVA				SECCION HORIZONTAL			
	1	2	3	4	5	6	7	8
INTERVALO (MTS)	900-983	983-1372	1372-1480	1480-1557	1557-1924	1924-2297	2297-2463	2463-2700
METROS PERFORADOS	3	379	78	117	357	373	166	237
HORAS DE PERFORACION	0.5	20	11.5	15.5	34.5	48	21.5	29.9
ROP PROMEDIO (M/HR)	6	18.95	6.78	7.55	10.35	7.77	7.72	7.93
ROP ORIENTANDO		19.6	6.78	7.4	5.66	2.74	2.3	2.15
MOTIVO DE CAMBIO	FALLA MWD	FIN TANGENTE	MODIF BHA	CORRER TR	VERIF BNA	CAMBIO BHA	CAMBIO ESTAB	FIN PERF.

TABLA V.2

POZO : AGUA FRIA 801-H



134

FIGURA V.4

POZO AGUA FRIA 807-H

DISEÑO DE LA PERFORACION

El pozo se diseñó con una curva tipo "simple" de radio medio ($7.5^\circ/30\text{m}$), para iniciar la desviación a 1201 m. y terminarla a 1528 m., con una inclinación de 82.2° en dirección uniforme N 67° W.

La profundidad total desarrollada se programó a 2236 m. con un desplazamiento de 900 m., para obtener una longitud de 703.4 m. en la sección horizontal, de tal manera que su trayectoria atravesara en dos ocasiones los estratos arenosos del cuerpo "A" de la formación productora, con una inclinación máxima de 99.3° , requiriendo para ello la construcción de dos curvas simples de radio largo ($3^\circ/30\text{ m}$) dentro del mismo cuerpo, conectadas mediante un "punto de inflexión".

El programa de tuberías de revestimiento fue el siguiente:

- 10 3/4" a 500 m. DES. Tubería conductora.
- 7 5/8" a 1528 m. DES. Tubería intermedia para proteger la curva.
- 5" 1090 - 2236 m. DES. Tubería de explotación (ranurada).

DESARROLLO DE LA PERFORACION

Para construir la curva simple hasta su punto final (EOC), y correr la tubería de revestimiento 7-5/8", se utilizó un BHA 6-1/2" tipo dirigible con un BENT-HOUSING ajustado a 1.375° .

En la sección horizontal se emplearon cuatro BHA'S de 4-3/4" tipo dirigible con un BENT-HOUSING ajustado a 1°.

Se presentó una falla en la barrena al perforar a 1958 m. dejando los tres conos de la misma. Se intentó recuperar los conos durante dos días sin éxito, decidiendo continuar las operaciones normales de perforación.

La perforación del pozo alcanzó la longitud total programada de 2236 m. con un desplazamiento horizontal de 900 m. obteniendo una longitud horizontal de 697.34 m. en el cuerpo productor "A", con una inclinación máxima de 99.9°.

VER TABLA V.3 Y FIGURA V.5

POZO : AGUA FRIA 807-H

	CURVA		SECCION HORIZONTAL		
BHA No	1	2	3	4	5
INTERVALO (MTS)	1190-1528	1535-1861	1862-1958	1958-2202	2202-2236
METROS PERFORADOS	338	326	96	244	34
HORAS DE PERFORACION	54.5	40	26.5	36	4
ROP PROMEDIO	6.2	8.15	3.62	6.78	8.5
ROP ORIENTANDO	5.79	3.5	1.9	2.38	-
MOTIVO DE CAMBIO	CORRER TR	FALLA BNA	CAMBIO BNA	CAMBIO BNA	PROF. FINAL

TABLA V.3

POZO : AGUA FRIA 807-H

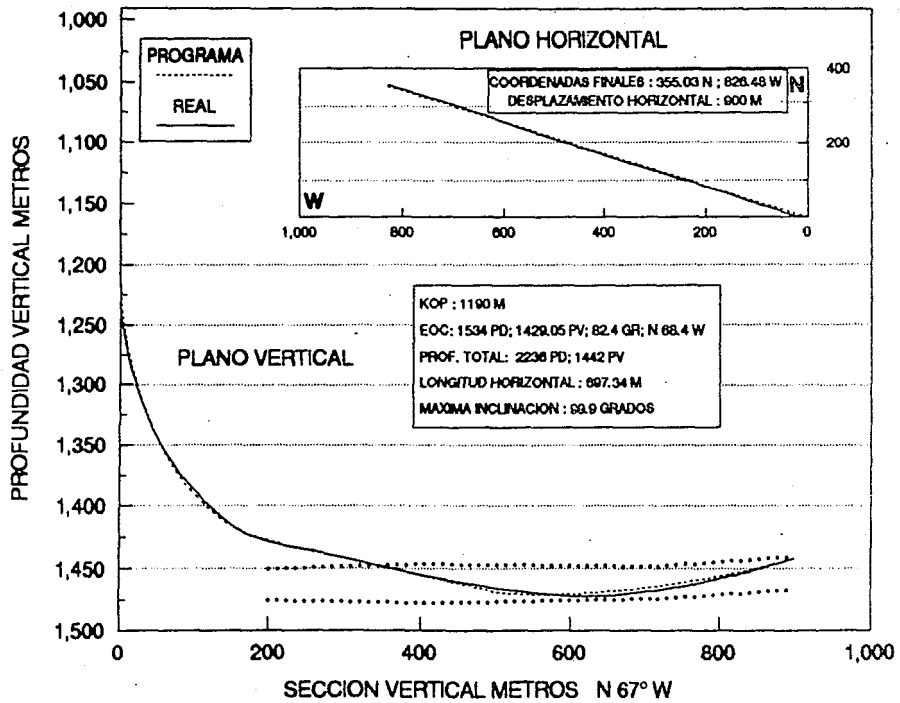


FIGURA V.5

POZO AGUA FRIA 817-H

DISEÑO DE LA PERFORACION

El pozo se diseñó con curva tipo "simple" de radio medio ($7.1^{\circ}/30$ m), para iniciar la desviación a 1228 m. y terminarla a 1566 m., con una inclinación de 80° en dirección uniforme N 63.5° W.

La longitud total desarrollada se programó a 2572 m. con un desplazamiento horizontal, de tal manera que su trayectoria atravesara en dos ocasiones los estratosarenosos del cuerpo "A" de la formación productora, con una inclinación máxima de 95.6° , requiriendo para ello la construcción de dos curvas simples de radio largo ($3^{\circ}/30$ m) dentro del mismo cuerpo, conectadas mediante una sección tangente.

El programa de tuberías de revestimiento fue:

- 10 $3/4$ " a 500 m. DES. Tubería conductora.
- 7 $5/8$ " a 1566 m. DES. Tubería intermedia para proteger la curva.
- 5" 1128 - 2572 m. DES. Tubería de explotación (ranurada).

DESARROLLO DE LA PERFORACION

En la sección de la curva se utilizaron dos configuraciones de ensamble de fondo 6- $3/4$ ". El primero con doble codo (BENT-HOUSING 1.5° y BENT-SUB 1.25°) que fue eliminado a 1372 m. por incremento en el ritmo de construcción de la curva; el segundo utilizó un

solo codo (BENT-HOUSING ajustado a 1°). Ambos ensambles fueron operados en modo orientado obteniendo dificultades en el avance.

Para perforar la sección horizontal se ajustaron tres ensambles de fondo tipo dirigible con BENT-HOUSING ajustados a 0.75 , 1.25 y 1.0° , respectivamente, con una falla en el sistema MWD a 1579 m.

La perforación del pozo alcanzó la longitud total programada de 2236 m. y un desplazamiento horizontal de 900 m., obteniendo una longitud horizontal de 697.34 m. en el cuerpo productor con una inclinación máxima de 99.9° .

El control de la trayectoria fue de baja calidad, siendo relevante en los siguientes puntos:

El punto final de la curva se obtuvo 24.7 m. por debajo de la profundidad vertical programada.

En el objetivo a 2572 m. de profundidad desarrollada se tiene una diferencia de 23.9 m. de profundidad vertical con respecto a la programada.

VER TABLA V.4 Y FIGURA V.6

POZO : AGUA FRIA 817-H

BHA No	SECCION DE LA CURVA			SECCION HORIZONTAL			
	1	2	3	4	5	6	7
INTERVALO (MTB)	1228-1372	1372-1524	1524-1588	1568-1578	1579-1847	1847-2155	2155-2572
METROS PERFORADOS	144	152	42	11	268	308	417
HORAS DE PERFORACION	25.5	50	20.25	1	38.75	44.25	44.75
ROP PROMEDIO (M/HR)	5.64	3.04	2.07	11	6.91	6.96	9.31
ROP ORIENTANDO	5.64	3.04	2.07	-	5.87	3.09	-
MOTIVO DE CAMBIO	BHA	SIN AVANCE	CORRER TR	FALLA MWD	AJUSTE BHA	TORQUE BHA	PROP FINAL

TABLA V.4

POZO : AGUA FRIA 817-H

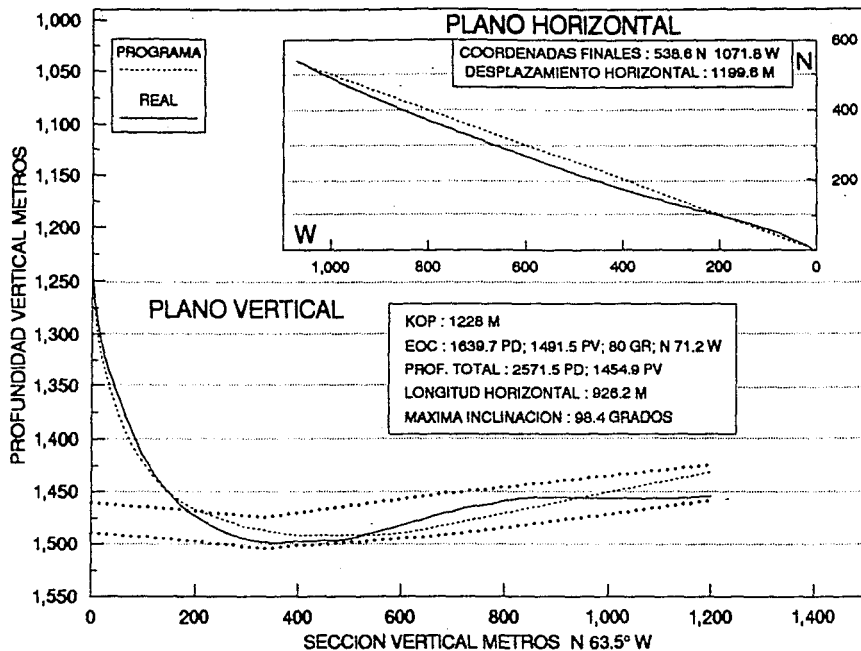


FIGURA V.6

POZO AGUA FRIA 801-H-2

DISEÑO DE LA PERFORACION

El pozo se diseñó con curva tipo "simple" de radio medio ($7.4^{\circ}/30$ m) para iniciar la desviación a 1200 m. y terminarla a 1532 m., con una inclinación de 82° en dirección uniforme N 56.5° W.

La profundidad total desarrollada se programó a 2334 m. con un desplazamiento horizontal de 1000 m., para obtener una sección horizontal de 800 m. con una trayectoria transversal al cuerpo productor "A".

El programa de tuberías de revestimiento fue el siguiente:

- 10 $3/4$ " a 500 m. DES. Tubería conductora.
- 7 $5/8$ " a 1532 m. DES. Tubería intermedia para proteger la curva.
- 5" 1200 - 2334 m. DES. Tubería de explotación (ranurada).

DESARROLLO DE LA PERFORACION

En la sección de la curva se utilizaron dos configuraciones de ensamble de fondo 6- $1/2$ " tipo dirigible. El primero utilizó un BENT-HOUSING ajustado a 1.5° hasta 1442 m., que fue eliminado por obtener ritmos de construcción menores a los esperados en la parte final de la curva, siendo necesario ajustar el BENT-HOUSING a 1.75° y eliminar el lastrabarrenas corto del ensamble.

Para la sección horizontal se utilizaron cinco ensambles de fondo tipo dirigible, los dos primeros con un BENT-HOUSING ajustado a 1° , y los tres últimos a 0.625° , se presentaron dos fallas en el sistema MWD a 2062 y 2119 m.

La trayectoria original en la sección horizontal fue modificada para mantener el agujero dentro de los cuerpos predominantemente arenosos, ocasionando con esto la construcción de dos curvas en la sección, condición bajo la cual fue imposible bajar el liner ranurado de 5" a más de 1964 m.

La perforación del pozo se dio por concluida a la profundidad de 2307 m., por observarse continuidad de las lutitas y sin posibilidad de un nuevo cambio en la trayectoria. El desplazamiento horizontal alcanzado fue de 971 m., obteniendo una longitud horizontal de 797.34 m. en el cuerpo "A" con una inclinación máxima de 91.2° .

VER TABLA V.5 Y FIGURA V.7

POZO : AGUA FRIA 801-H-2

	SECCION CURVA		SECCION HORIZONTAL				
BHA No	1	2	3	4	5	6	7
INTERVALO (MTS)	1200-1442	1442-1529	1531-1800	1800-2062	2062-2119	2119-2245	2245-2307
METROS PERFORADOS	242	87	269	262	56	126	62
HORAS DE PERFORACION	24	21	25	29	8	33	11
ROP PROMEDIO (M/HR)	10.08	4.14	10.8	9.03	7	3.82	5.64
ROP ORIENTANDO	9.36	5.43	6.34	5.62	4	2.63	2.45
MOTIVO DE CAMBIO	BHA	CORRER TR	TORQUE BNA	FALLA MWD	FALLA MWD	HRS BNA	PROF FINAL

TABLA V.5

POZO : AGUA FRIA 801-H2

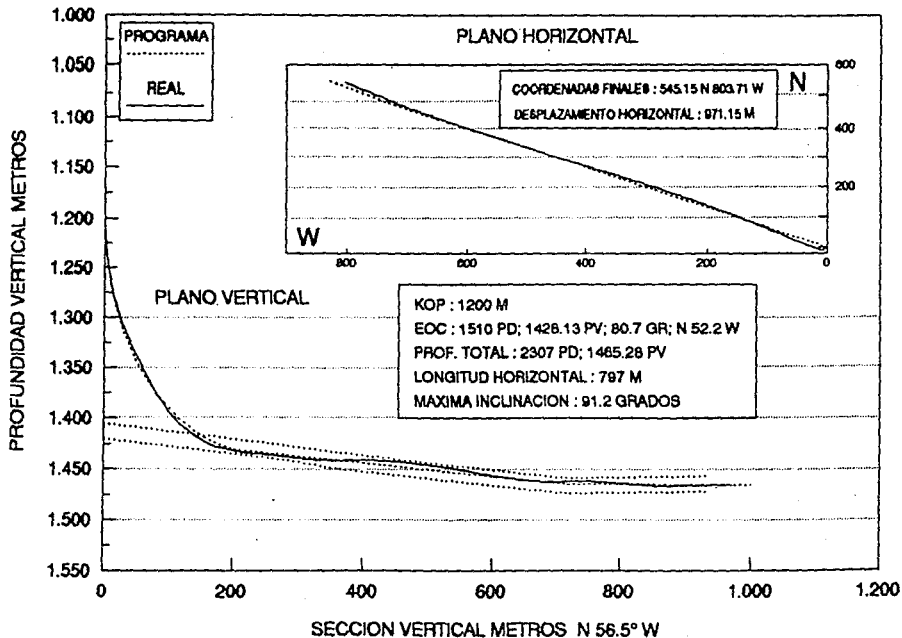


FIGURA V.7

V.6 TERMINACION DE POZOS

La etapa de terminación incluyó la toma de registros mediante un sistema que consiste en guiar a la sonda del registro y cable a la sección horizontal del pozo mediante tubería de perforación.

Los tipos de registros geofísicos tomados para la evaluación de las areniscas fueron: Litodensidad, Rayos Gamma, Neutrón Compensado, Doble Inducción, Tiempo de Tránsito y Tiempo de Tránsito de Espaciamiento Largo (DSI), para procesar y digitalizar la información en las presentaciones del registro ELAN y de estabilidad del agujero -IMPACT- de la compañía Schlumberger.

El tipo de terminación seleccionado para los pozos de Agua Fría fue el liner ranurado de 5" con tubería de producción franca de 2-7/8" dentro del agujero entubado en tres casos y con empacador recuperable en el Agua Fría 817-H. Se seleccionó tubería de revestimiento de 5", grado N-80, rosca 8 hilos, para fabricar en los talleres las ranuras con una densidad de 32 por metro con 1/8" de ancho por 2" de largo como promedio.

Para bajar el liner solo se utilizaron colgadores mecánicos convencionales, siendo introducidos en el seno del fluido de perforación empleado, en los tres primeros pozos y en seno de salmuera en el último pozo.

En el pozo Agua Fría 801-H el liner bajó solo hasta la profundidad de 2314 m. por accidente mecánico y en el pozo Agua Fría 801-H-2 hasta 1964 m. al dificultarse la introducción debido a la geometría del agujero y a la mayor rigidez de este cuerpo tubular.

En las Figuras v.8, v.9, v.10 y v.11, se muestra el estado mecánico de los pozos horizontales del Campo Agua Fría.

Los procedimientos de inducción empleados en los pozos consistieron en el cambio del fluido de control por aceite crudo, con auxilio del equipo de tubería flexible y el empleo de nitrógeno.

Para evaluar la capacidad productiva de los pozos se realizaron pruebas de incremento de presión, en donde se interpretó, como aspecto más relevante, que de acuerdo al comportamiento de la presión de fondo, los pozos resultaron sin daño a la formación, con una longitud efectiva de aportación máxima de 150 m.

**POZO : AGUA FRIA 801-H
ESTADO MECANICO**

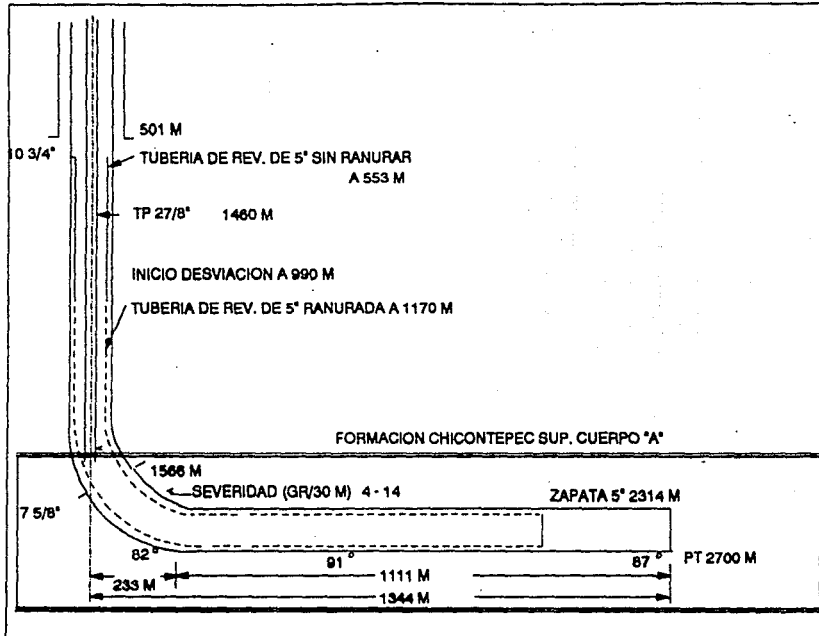


FIGURA V.8

**POZO : AGUA FRIA 807-H
ESTADO MECANICO**

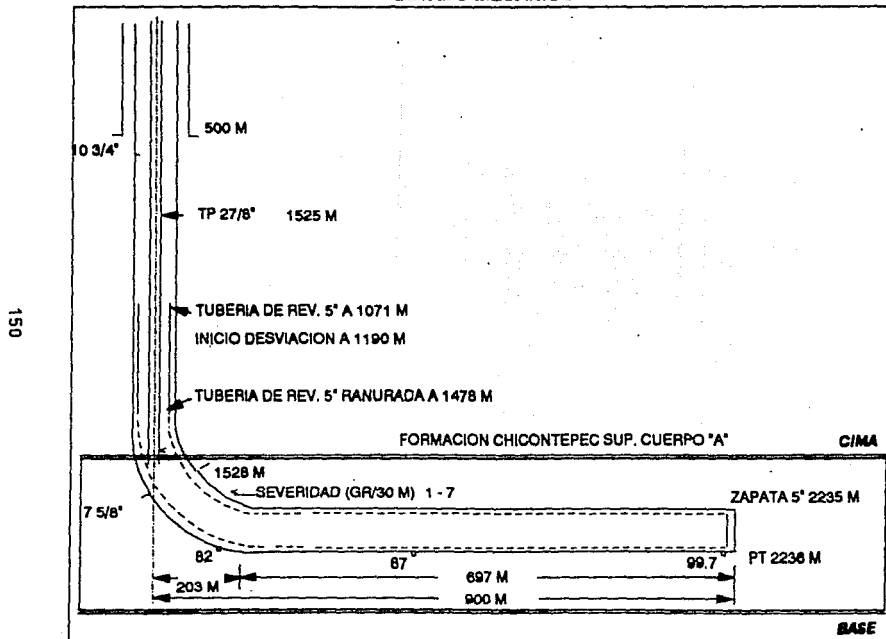


FIGURA V.9

**POZO : AGUA FRIA 817-H
ESTADO MECANICO**

151

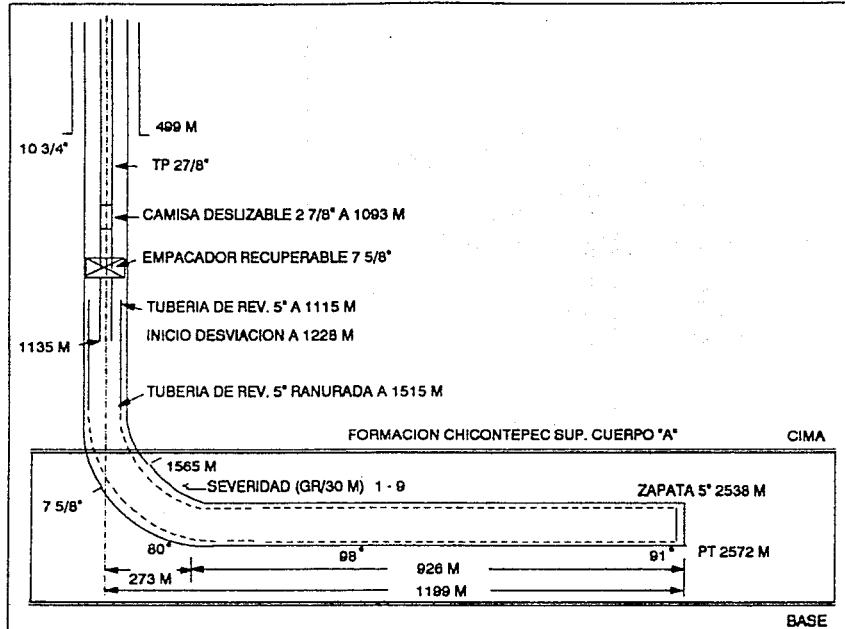
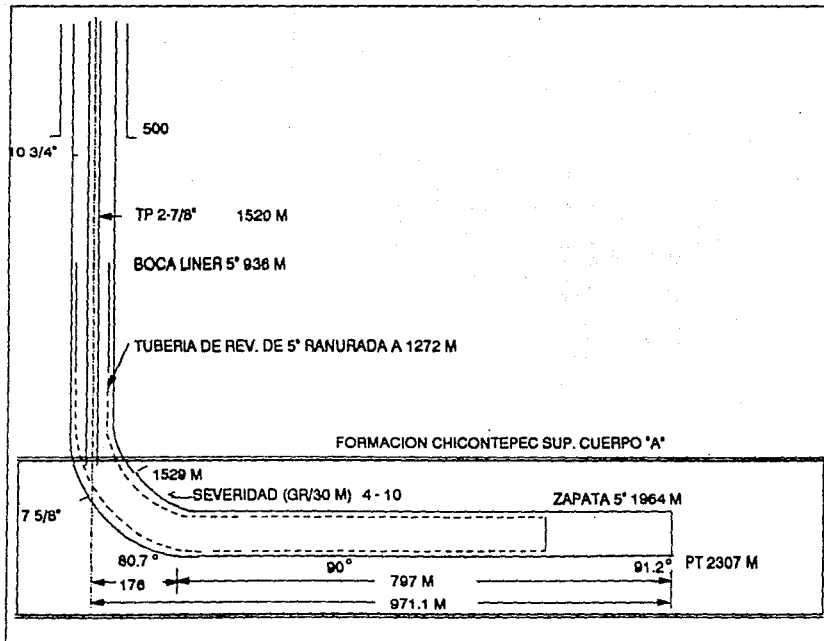


FIGURA V.10

POZO : AGUA FRIA 801-H-2
ESTADO MECANICO



152

FIGURA V. II

V.7 EVOLUCION DE COSTOS DE POZOS HORIZONTALES

El paso final en la planeación de un pozo, es la estimación del costo del mismo que en muchos casos es la pauta para decidir si el pozo se perfora o se queda sólo en proyecto.

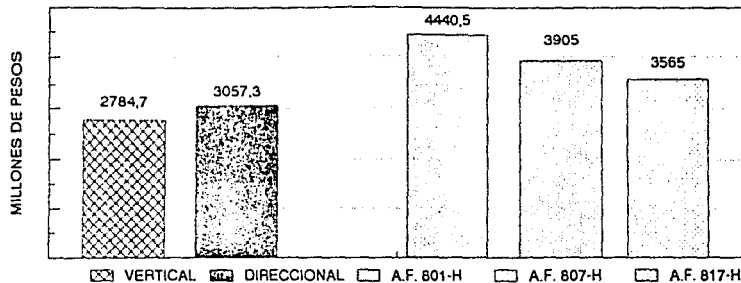
El costo real del pozo se obtiene integrando los tiempos de perforación y terminación en conjunto con el diseño del pozo.

El costo de un pozo horizontal se incrementa en relación con un pozo vertical, principalmente por los servicios direccionales que llegan a representar en promedio un 30% del costo total del pozo.

El costo promedio de perforación y terminación de los pozos horizontales del campo Agua Fría comparados con los pozos verticales y direccionales del mismo campo resultó ser mayor en un 42% y 30% respectivamente.

En la Figura v.12 se presenta en forma gráfica el porcentaje de los costos con base en los servicios direccionales.

EVOLUCION DE COSTOS DE POZOS HORIZONTALES



IMPACTO DE LOS SERVICIOS DIRECCIONALES

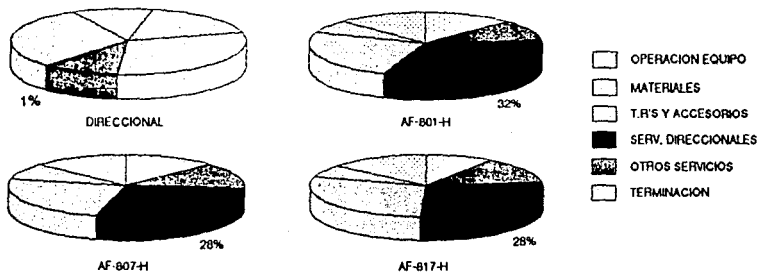


FIGURA V.12

CONCLUSIONES

1. Los pozos horizontales se programan principalmente para evitar la conificación de los fluidos del yacimiento, comunicar fracturas, explotar yacimientos de gas, de bajo espesor, de baja permeabilidad y para recuperaciones secundaria o mejorada.
2. La velocidad, eficiencia, seguridad y costo de los pozos petroleros horizontales, dependen directamente del comportamiento de los fluidos de control utilizados en su perforación y terminación. El flujo turbulento combinado con la rotación de la tubería es el método más efectivo para mantener limpio el pozo.
3. La cementación de una tubería de revestimiento en la sección horizontal es una de las operaciones más importantes en la etapa de terminación. Se debe terminar con T.R. cementada, cuando las formaciones deban ser estimuladas.
4. La centralización de la T.R. en la sección horizontal es de vital importancia y complementa el éxito de la cementación: debido a que la lechada de cemento y el fluido espaciador siguen el camino de mínima resistencia en el espacio anular.

5. Al realizar la ranuración de un tubo, éste deberá conservar la resistencia mecánica original, que le permita en un momento dado soportar los esfuerzos máximos que se requieren, tales como: Tensión, colapso, presión interna.

6. Los costos de los pozos horizontales dependen del tipo de terminación, de la longitud del intervalo que será explotado y de las características del yacimiento. La selección incorrecta de la técnica de terminación tiene como resultado un pronto abandono del pozo, mientras que la selección adecuada prolonga su vida productiva.

7. El costo promedio de perforación y terminación de los pozos horizontales del campo Agua Fría comparado con los pozos verticales y direccionales del mismo campo resultó ser mayor en un 42% y 30% respectivamente.

NOMENCLATURA

AG	Diámetro de agujero	pg
C	Distancia entre centros de ranuras	cm
De	Diámetro exterior del tubo	cm
Dm	Distancia mínima entre la tubería y el pozo	pg
Go	Fuerza de gelatinosidad	lb/100 pie ²
h	Profundidad	m
P	Presión	Kg/cm ²
Pb	Presión del lodo bajo la barrena	Kg/cm ²
PD	Profundidad desarrollada	m
Ph	Presión hidrostática	Kg/cm ²
PT	Profundidad total	m
PV	Profundidad vertical	m
Py	Presión del yacimiento	Kg/cm ²
RC	Radio de la tubería	pg
RH	Radio del pozo	pg
W	Ancho de la ranura	cm
Z	Porcentaje de centralización	%
α	Area de infiltración por metro de tubo	cm ²
ρ	Densidad	gr/cm ³
μ	Viscosidad	cp
μ_a	Viscosidad aparente	cp

μ_p	Viscosidad plástica	cp
τ_y	Punto de cedencia	lb/100 ft ²
BHA	Ensamble de fondo	
ECP	Empacador externo de tubería	
EOC	Punto final de la curva	
F	Número de filas de ranuras	
GR	Grados	
KOP	Punto de inicio de desviación	
MWD	Medición durante la perforación	
NR	Número de ranuras	
pH	Potencial hidrógeno	
S	Número de ranuras por metro de tubo	

BIBLIOGRAFIA

1. STAGG, T.O., POWELL, J.W. AND DEWEES, R.L. "HORIZONTAL DRILL IN PROJECT USES SIZED-SALT FLUID". PETROLEUM ENGINEER INTERNATIONAL, JUL-1986.
2. HEMPHILL, TERRY. "TEST TO DETERMINE OIL-MUD PROPERTIES TO WATCH IN HIGH ANGLE WELLS". OIL AND GAS JOURNAL, NOV-1990.
3. BYRD, BOB AND ZAMORA, MARIO. "FLUIDS ARE KEY IN DRILLING HIGHLY DEVIATED WELLS". PETROLEUM ENGINEER INTERNATIONAL, JAN-1987.
4. DOBSON, JAY. "UNIQUE COMPLETION FLUIDS SULTS HORIZONTAL WELLS". PETROLEUM ENGINEER INTERNATIONAL, SEPT-1990.
5. WALK, HAYDEL. "WATER-BASE DRILLING FLUIDS FOR HORIZONTAL WELLS". DRAFT API 1988 CEMENTS, U.S. EPA, WASHINGTON D.C. NOV-1988.
6. WALKER, O. THAD AND SIMPSON, P. JAY. "DRILLING MUD SELECTION FOR OFFSHORE OPERATIONS". OCEAN INDUSTRY, PART 1 AUG-1989, PART 2 SEPT-1989, PART 3 OCT-1989.
7. ZURDO, C. AND GEORGES, C. "MUD AND CEMENT FOR HORIZONTAL WELLS". ANUAL TECHNICAL CONFERENCE AND EXHIBITION OF SPE, HELD IN NEW ORLEANS, OCT-1986.
8. FRASER, L. "EFFECTIVE WAYS TO CLEAN AND STABILIZE HIGH-ANGLE HOLES". PETROLEUM ENGINEER INTERNATIONAL, NOV-1990.
9. FLUIDOS DE CONTROL NIVEL 2. PEMEX-IMP.
10. CROUSE, C. PHILIP. "HORIZONTAL DRILLING SPURS OPTIMISM". WORD OIL, FEB-1991.
11. MAHONY, B.J. "HORIZONTAL DRILLING USE ON THE RISE: WHY AND WHO". WORLD OIL, OCT-1988.
12. HERNANDEZ AVILEZ, SERGIO. "YACIMIENTOS PETROLEROS FACTIBLES DE EXPLOTARSE CON POZOS HORIZONTALES". UNAM TESIS, FEB-1991.

13. BENITEZ H., MIGUEL A. Y GARAI COECHEA P., FRANCISCO. "APUNTES DE FLUIDOS DE PERFORACION". FI/DICT/ABR-1983.
14. "CEMENTING HORIZONTAL WELLS". HALLIBURTON SERVICES.
15. SABINS L., FRED. "PROBLEMS IN CEMENTING HORIZONTAL WELLS". HALLIBURTON SERVICES, APR-1990.
16. REILEY, R.H. AND BLACK, J.W. "IMPROVING LINER CEMENTING IN HIGH-ANGLE/HORIZONTAL WELLS". WORLD OIL, JUL-1988.
17. BENITEZ H., MIGUEL A. "TECNOLOGIA DE PERFORACION 2^o PARTE". UNAM FI, ABR-1988.
18. ALONSO CARDENAS, IGNACIO. "APUNTES DE TERMINACION DE POZOS". UNAM FI, ABR-1983.
19. MARTINEZ GONZALEZ, RAUL. E ISLAS JUAREZ, SOTERO. "DISEÑO DE TUBERIAS DE REVESTIMIENTO". PEMEX-IMP, MAR-1991.
20. SALINAS SALAZAR, SANDRO. "CEMENTOS PARA POZOS PETROLEROS". UNAM TESIS, ABR-1981.
21. CABRERA MONTERO, MARIA ISABEL. "CEMENTOS, ADITIVOS Y SU APLICACION EN LA INDUSTRIA PETROLERA". UNAM TESIS, MAY-1990.
22. JURGENS, RAINER, BITTO, RON. AND HENDERSON, BRUCE. "HORIZONTAL DRILLING AND COMPLETIONS A REVIEW OF AVAILABLE TECHNOLOGY". PETROLEUM ENGINEER INTERNATIONAL, PART 1, PART 2, FEB-1991.
23. "HORIZONTAL WELL TECHNOLOGY". SCHLUMBERGER, JUL-1990
24. STAGG, TED. "HORIZONTAL WELL TECHNOLOGY". PETROLEUM ENGINEER INTERNATIONAL, JAN-1991.
25. ZALESKI, T.E. "INNOVATIONS IN COMPLETION TECHNOLOGY FOR HORIZONTAL WELLS". OFFSHORE, FEB-1989.
26. "COMPLETIONS AND STIMULATION". HALLIBURTON SERVICES, JUN-1991.
27. SPARLIN, DERRY AND HAGEN, RAYMOND. "PREPACKED SCREENS IN HIGH ANGLE AND HORIZONTAL WELL COMPLETIONS". OFFSHORE, APR-1991.

28. STOKLEY, C.O. AND JENSEN, R.G. "PLAN HORIZONTAL COMPLETIONS TO FACILITATE DRILLING/WORKOVERS". WORLD OIL, NOV-1991.
29. OGDEN, STEVE. "INFLATABLE PACKERS PROVIDE OPTIONS FOR HORIZONTAL WELLS". PETROLEUM ENGINEER INTERNATIONAL, NOV-1991.
30. LIMONEZ CRUZ, J.A. " TIPOS DE TERMINACIONES DE POZOS HORIZONTALES". CONFERENCIA AIPM, MAR-1992.
31. "PROYECTO DE PERFORACION HORIZONTAL CAMPO AGUA FRIA". PEMEX-1991.



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

SRITA. DIANA GORDILLO MACIAS
Presente

En atención a su solicitud, me es grato hacer de su conocimiento el tema que propuso el profesor Ing. José Luis Martínez Galván, y que aprobó esta Dirección, para que lo desarrolle usted como tesis de su examen profesional de ingeniero petrolero:

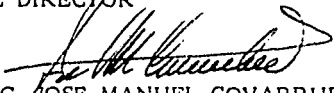
SELECCION DEL SISTEMA ARTIFICIAL DE EXPLOTACION PARA EL
CAMPO KU-MALOOB

- INTRODUCCION
- I DESCRIPCION DE LOS SISTEMAS ARTIFICIALES
- II SELECCION Y EVALUACION DE LOS SISTEMAS
- III ANALISIS E INTERPRETACION DE LOS RESULTADOS
- CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES
- NOMENCLATURA
- BIBLIOGRAFIA

Ruego a usted cumplir con la disposición de la Dirección General de la Administración Escolar en el sentido de que se imprima en lugar visible de cada ejemplar de la tesis el título de ésta.

Asimismo le recuerdo que la Ley de Profesiones estipula que se deberá prestar servicio social durante un tiempo mínimo de seis meses, como requisito para sustentar examen profesional.

Atentamente
"POR MI RAZA HABLARA EL ESPIRITU"
Ciudad Universitaria, a 5 de octubre de 1992
EL DIRECTOR



ING. JOSE MANUEL COVARRUBIAS SOLIS

UNIVERSIDAD NACIONAL AUTONOMA DE MEXICO

FACULTAD DE INGENIERIA

TEMA DE TESIS.

SELECCION DEL SISTEMA ARTIFICIAL DE
EXPLOTACION PARA EL CAMPO KU-MALOOB.

DIRECTOR DE TESIS: ING. JOSE LUIS MARTINEZ GALVAN.

REALIZADA POR: DIANA GORDILLO MACIAS.

No. CTA. 8020921-6

FIRMAS DE CONFORMIDAD DEL JURADO.

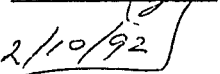
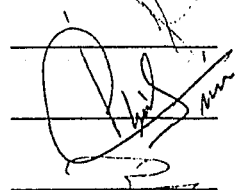
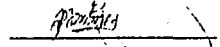
PRESIDENTE: ING. SALVADOR MACIAS HERRERA

VOCAL: ING. JOSE LUIS MARTINEZ GALVAN

SECRETARIO: ING. JESUS H. DIAZ ZERTUCHE

1ER. SPTE: M. EN I. RAUL LEON VENTURA

2DO. SPTE: M. EN I. RAFAEL RODRIGUEZ NIETO



2/10/92

Con respeto y veneración a
la memoria de mi abuelita,
Profra. Ma. Rosa Cisneros E. QEPD.

Con cariño y agradecimiento
a mi madre,
Profra. Aracely Macías Cisneros

Por el amor y apoyo brindado
en los momentos difíciles
a mi esposo,
Ing. Alan A. Zetina Maldonado.

Con cariño y ternura
a mis hijos,
Carla y futuro bebe.

Con estimación a mis hermanos,
Héctor, Rafael y Roberto.

Por el grano de arena
puesto en mi vida
a mi padre,
Profr. Marcelino Gordillo Ch.

Por la amistad, cariño y enseñanza
que de alguna manera ayudaron
a mi formación,
Sr. Jorge Zetina Rodríguez y
Sra. Graciela Maldonado de Z.

Con especial admiración y agradecimiento
al Ing. Jose Luis Martínez G. por la
ayuda y colaboración brindada en la
realización de este trabajo.

Con reconocimiento por sus
observaciones y sugerencias
al Ing. Jesús H. Díaz Z.