



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Cementaciones forzadas en
reparaciones mayores y
menores**

TESIS

Que para obtener el título de
INGENIERO PETROLERO

P R E S E N T A

BRANDON EMMANUEL ESTRADA ESTRADA

DIRECTOR DE TESIS

ING. DANIEL MARURE VALDEZ



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2019.



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

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

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

Dedicatoria

A mi querida madre, por apoyarme, alentarme todos los días de mi vida a ser alguien mejor, aspirar siempre a lograr más, por darme su amor incondicional y su confianza plena.

A mi tía Elizabeth, por ser mi segunda madre, estar en todo momento pendiente de mi vida, darme su cariño incondicional y brindarme todo lo que siempre he necesitado.

A mi querida abuela Paz, por consentirme tanto, por ayudarme y darme sabios consejos de vida.

A mi novia Lorena, por escucharme, amarme, por alentarme a ser siempre una mejor persona y aconsejarme en la vida universitaria con sus propias experiencias.

A mi padre Juan, por darme los mejores años de mi vida, por hacerme una persona constante y enseñarme a no rendirme jamás.

A mi tío Carlos y a Juan Pablo, Carlos que me brindo sabios consejos y los mejores valores, Juan Pablo que es mi hermanito menor y la razón para superarme.

Al resto de mi familia, por darme ese calor y cariño de hogar que con sus experiencias enriquecían mi forma de ver la vida.

Al ingeniero Daniel, por ser un buen profesor de asignatura, por ayudarme y apoyarme durante el servicio social y brindarme un espacio de su tiempo para la elaboración y la revisión de esta tesis.

A la Universidad Nacional Autónoma de México, mi alma mater, por darme los mejores años de mi vida, las experiencias más increíbles y por darme la oportunidad de ser un profesionalista.

A mis amigos, Javier García, Enrique Sánchez y Anthony López, por ser siempre mis compañeros fieles, ayudarme y apoyarme durante todo esta trayectoria escolar.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN	1
CAPÍTULO I	3
GENERALIDADES	3
1.1 Cemento	3
1.1.1 Propiedades físicas de los cementos.....	3
1.1.2 Fabricación.....	5
1.1.3 Clases del cemento.....	7
1.1.4 Aditivos.....	8
1.1.4.1 Familias de aditivos.....	9
1.1.4.1.1 Aceleradores.....	9
1.1.4.1.2 Retardadores.....	10
1.1.4.1.3 Extendedores.....	11
1.1.4.1.4 Densificantes.....	12
1.1.4.1.6 Controladores de filtrado.....	14
1.2 Lechada de cemento	18
1.2.1 Propiedades de la lechada.....	18
1.2.1.1 Rendimiento.....	18
1.2.1.2 Densidad de la lechada.....	18
1.2.1.3 Agua de mezcla.....	19
1.2.1.4 Tiempo de fraguado.....	19
1.2.1.5 Fuerza de compresión.....	20
1.2.1.6 Pérdida de agua.....	20
1.2.1.7 Trabajo forzado.....	20
1.2.1.8 Permeabilidad.....	20
1.2.2 Procedimiento para realizar una lechada de cemento.....	21
CAPÍTULO II	22
CEMENTACIÓN	22
2.1 Cementación	22
2.2 Metodología del diseño	22
2.2.1 Información necesaria para la cementación.....	23
2.2.2 Cálculo de volumen de cemento.....	23
2.2.3 Cálculo de volumen de desplazamiento en TR.....	24

2.2.4	Cálculo de la presión diferencial durante el desplazamiento	24
2.2.5	Densidad equivalente de circulación.....	26
2.3	Accesorios para la cementación	27
2.4	Tipos de cementación	28
2.4.1	Cementación primaria.....	28
2.4.1.1	Desarrollo operativo	29
2.4.1.2	Información del pozo	30
2.4.2	Cementación forzada	30
2.4.2.1	Aplicaciones	32
2.4.3	Tapones de cemento	34
2.4.3.1	Objetivos	34
2.4.3.1.1	Taponamiento de zonas aisladas	34
2.4.3.1.2	Taponamiento para detener la pérdida de circulación	36
2.4.3.1.3	Taponamiento para perforación direccional.....	37
2.4.3.1.4	Taponamiento para abandono del pozo	38
2.4.3.2	Tipos de tapón.....	39
2.4.3.2.1	Tapón de desvío	39
2.4.3.2.2	Tapón de abandono.....	40
2.4.3.2.3	Tapón por pérdida de circulación.....	41
2.4.3.2.4	Tapón por pruebas de formación	42
2.4.3.3	Técnicas de colocación de tapones	43
2.4.3.3.1	Método del tapón balanceado.....	43
2.4.3.3.2	Método de la cuchara vertedora.....	44
2.4.3.4	Procedimiento de colocación de tapones de cementación balanceada	45
CAPÍTULO III		46
REPARACIONES MAYORES Y MENORES.....		46
3.1	Reparaciones menores	46
3.1.1	Limpieza de pozo.....	47
3.1.1.1	Limpieza del aparejo de producción	47
3.1.2	Corrección de anomalías de tubería de revestimiento	48
3.1.3	Inducciones.....	49
3.1.4	Mantenimiento a conexiones superficiales.....	49
3.1.5	Estimulaciones matriciales	50
3.1.5.1	Estimulación matricial no reactiva	51

3.1.5.2 Estimulación matricial reactiva	51
3.2 Reparaciones mayores	52
3.2.1 Reacondicionamiento de aparejos de producción	52
3.2.1.1 Aparejos para pozos fluyentes	54
3.2.1.2 Aparejos para pozos inyectoros.....	55
3.2.1.3 Aparejos para pozos de bombeo neumático	56
3.2.1.4 Aparejos para pozos de bombeo mecánico.....	57
3.2.1.5 Aparejos para pozos con bombeo centrifugo	58
3.2.1.6 Aparejo para pozos con sarta de velocidad.....	59
3.2.2 Cambios de aparejo o empacador por comunicación o daño	60
3.2.3 Limpieza de pozo.....	60
3.2.3.1 Limpieza del fondo del pozo.....	61
3.2.4 Fracturamientos	61
3.2.5 Cambio de intervalo productor.....	62
3.2.5.1 Aislamiento de zonas productoras	63
3.2.5.1.1 Usando sarta de trabajo	64
3.2.5.1.1.1 Técnica del tapón balanceado	64
3.2.5.1.1.2 Técnica para una cementación forzada.....	65
3.2.5.1.1.3 Uso de tapón mecánico permanente.....	66
3.2.5.1.2 Aislar intervalos disparados a través de la tubería de producción.....	67
3.2.5.1.2.1 Técnica para colocar un tapón de cemento con cable eléctrico.....	67
3.2.5.1.2.2 Uso de la tubería flexible para colocar un tapón de cemento.....	68
3.2.5.1.2.3 Uso de tapones anclados en la tubería de producción.....	69
3.2.5.1.3 Aislar intervalos en agujero descubierto	70
3.2.6 Redisparo	71
CAPÍTULO IV.....	73
MÉTODOS Y TÉCNICAS DE CEMENTACIONES FORZADAS.....	73
4.1 Métodos de la cementación forzada	73
4.1.1 Cementación forzada a baja presión	73
4.1.2 Cementación forzada a alta presión	74
4.2 Técnicas de colocación en cementación forzada	74
4.2.1 Colocación por balanceo e inyección de la lechada (bradenhead).....	74
4.2.2 Cementación forzada con herramientas.....	76

4.2.2.1	Cementación forzada mediante herramientas recuperables.....	76
4.2.2.2	Cementación forzada mediante herramientas molibles	78
4.3	Métodos de inyección de la lechada.....	79
4.3.1	Inyección de lechada con bombeo continuo (Running Squeeze)	79
4.3.2	Inyección de lechada de cemento con bombeo intermitente (Hesitation Squeeze).....	79
CAPÍTULO V.....		81
CASOS PRÁCTICOS.....		81
5.1	Pozo 1	81
5.1.1	Ubicación.....	81
5.1.2	Descripción estructural	81
5.1.3	Cementación forzada	82
5.1.3.1	Objetivos	82
5.1.3.2	Tubería anterior.....	82
5.1.3.3	Información técnica del pozo	82
5.1.3.4	Cálculo de volúmenes	83
5.1.3.5	Estado mecánico	84
5.1.3.6	Parámetros indicadores para la cementación	85
5.1.3.7	Procedimiento operativo para el desarrollo de la cementación	85
5.2	Pozo 2.....	86
5.2.1	Ubicación.....	86
5.2.2	Descripción estructura	86
5.2.3	TxC Inyectado	87
5.2.3.1	Objetivos	87
5.2.3.2	Tubería a cementar.....	87
5.2.3.3	Información técnica del pozo	87
5.2.3.4	Recomendaciones	88
5.2.3.5	Cálculo de capacidades, informe de laboratorio y volúmenes.....	88
5.2.3.6	Estado mecánico	89
5.2.3.7	Procedimiento operativo para el desarrollo de la cementación	90
5.3	Pozo 3.....	91
5.3.1	Ubicación.....	91
5.3.2	Descripción estructural	91
5.3.3	Cementación tapón balanceado.....	92
5.3.3.1	Información técnica del pozo	92

5.3.3.2	Objetivo	92
5.3.3.3	Recomendaciones	92
5.3.3.4	Cálculo de capacidades, informe de laboratorio y volúmenes	93
5.3.3.5	Estado Mecánico.....	94
5.3.3.6	Procedimiento operativo para el desarrollo de la cementación	95
CONCLUSIONES.....		96
GLOSARIO.....		99
ÍNDICE DE FIGURAS.....		101
BIBLIOGRAFIA.....		103

INTRODUCCIÓN

Durante el proceso de construcción de un pozo petrolero, han existido errores, tanto operacionales como de diseño, esto ha generado la necesidad de efectuar trabajos remediales, para garantizar la hermeticidad de una TR y el aislamiento de las zonas específicas o productoras, a este tipo de trabajos se les conoce como cementaciones forzadas.

Es necesario destacar que la cementación primaria de pozos petroleros es considerada como una operación de alto riesgo, ya que si la cementación es deficiente se necesitará una cementación forzada, esto ocasionará que se incremente el tiempo operativo y de igual forma los costos.

Las cementaciones forzadas pueden darse en cualquier momento en la vida productiva de un pozo, desde el momento donde se debe de hacer una reparación menor hasta el momento en que este comienza a ser económica y operativamente incosteable, por esto, se requiere aislar la zona productora de dicho pozo para poder continuar con la extracción de una zona diferente.

La cementación forzada puede ser necesaria por muchas razones, pero probablemente el uso más importante es el de aislar la producción de hidrocarburos de aquellas formaciones que producen otros fluidos, siendo el elemento clave en estas operaciones la correcta colocación del cemento en el o los puntos deseados y así lograr el objetivo principal de la operación de cementación.

Dentro de los factores más importantes para comenzar con las cementaciones forzadas están la selección, programación y diseño, lo cual, combinado con una buena operatividad y el manejo de un buen personal de trabajo traerán beneficios económicos para las empresas.

Cabe mencionar que en algunos casos de pozos con cementaciones deficientes existe una última alternativa, que son los tapones de cemento, estos están enfocados para perforaciones direccionales o para la cementación de algunas formaciones, aunque también son utilizados para hacer la corrección de una cementación o para el abandono de una formación.

Existen diversos tipos de tapones de cemento y se usan de acuerdo a la necesidad de la formación y cuando se planea abandonar un pozo.

No debemos de olvidar tampoco la importancia que tienen las reparaciones mayores y menores en los pozos petroleros, donde se realizan trabajos de rehabilitación y corrección de problemas con respecto a los trabajos hechos con anterioridad en dicho pozo, en este punto también podemos echar mano de diseños de aparejos con sistemas artificiales de producción en el caso de las reparaciones menores y el uso de estimulaciones de pozos en el caso de reparaciones mayores, tratando así de extender de la mejor y mayor forma posible la vida de un pozo.

El mantenimiento y reparación a pozos es uno de los temas más importantes a los que se enfrenta la industria petrolera debido a la diversificación de problemas a los que se presentan los pozos dependiendo de las características mismas del pozo, las propiedades de los fluidos que son producidos y las propiedades de la formación productora; estas características tienen mucha influencia en el tipo de problemáticas a los que se vea expuesto el pozo.

El termino reparación se refiere a una variedad de operaciones correctivas realizadas en un pozo a fin de mantener, restaurar o mejorar su producción. La reparación del mismo es un proceso que se lleva acabo después de la perforación y de la terminación que en conjunto son las operaciones que tienen como fin comunicar a la formación productora con la superficie teniendo como objetivo optimizar, rehabilitar o mejorar la productividad de este y de esta manera obtener hidrocarburos al menor costo.

Es por ello por lo que las cementaciones forzadas en las reparaciones mayores y menores están completamente relacionadas con aislar la formación para prevenir una contaminación de esta y hacer reparaciones al equipo de perforación para darle una mejor vida productiva al pozo.

Entendiendo la importancia de las cementaciones forzadas y las funciones que tienen las reparaciones mayores y menores entramos de lleno al análisis de los casos de campo, donde se abordará y comprenderá que tipo de cementación tuvo el pozo, analizaremos cuales pudieron ser sus errores y por último se prevendrán actividades que en un futuro puedan ayudar y mejorar la cementación de pozos.



CAPÍTULO I

GENERALIDADES

1.1 Cemento

El cemento es una mezcla de caliza (u otros materiales con alto contenido de carbonato de calcio), sílice, hierro y arcilla, que al entrar en contacto con el agua forman un cuerpo sólido, esta mezcla de ingredientes se muele y se calcina en hornos horizontales con corrientes de aire y se convierte en clinker, el cual tiene a todos los componentes del cemento, agregando al final el sulfato de calcio. *(Tejeda Arias, Ingeniería de Cementaciones, Petróleos Mexicanos)*

De todos los cementos existentes para la industria petrolera el más importante es el Portland, debido a que en términos de calidad es el más idóneo para la cementación de pozos petroleros.

Los principales componentes del cemento son:

- Silicato tricálcico (3CaO SiO_2)
- Silicato dicálcico (2CaO SiO_2)
- Aluminato tricálcico ($3\text{C}_8\text{O Al}_2\text{O}_3$)
- Aluminato férrico tetracálcico ($4\text{C}_8\text{O Al}_2\text{O}_3\text{Fe}_2\text{O}_3$)

1.1.1 Propiedades físicas de los cementos

Los diversos cementos cuentan con diversas propiedades físicas que los hacen una herramienta útil para las operaciones o trabajos de cementación, por ello la clasificación API define las siguientes propiedades físicas:

- Gravedad específica (G_e)

Denota el peso por unidad de volumen, sin tomar en consideración otros materiales, tales como el aire o el agua; es decir, el peso de los granos de cemento específicamente; sus unidades son: gr/cm^3 , kg/lt y ton/m^3 .

- Peso volumétrico (PV)

Denota el volumen por unidad de masa. Se toma en consideración el aire contenido entre los granos de cemento, sus unidades son: gr/cm^3 , kg/lt y ton/m^3 .

- Distribución del tamaño de partícula.

Indica la eficiencia con lo que se llevó a cabo la selección, la molienda y el resto del proceso de fabricación sobre la homogeneización de los materiales crudos molidos.



- Blaine (Fineza de granos)

Indica el tamaño de los granos de cemento. Su mayor influencia se da sobre el requerimiento de agua para la preparación de la lechada. Esta característica es un factor determinante, pero no único, para la clasificación de los cementos. Sus unidades son: cm^3/gr y m^3/kg . Representa el área expuesta al contacto con el agua y se determina como una forma de permeabilidad al aire.

- Tamaño promedio de partículas

Es el tamaño de grano que agrupa el 50% de un peso determinado de cemento, dentro de la gama de tamaños de grano que integran el cemento.

- Unidades Bearden (Bc)

La viscosidad o consistencia de una mezcla, se mide en unidades de Bearden de consistencia (Bc), una cantidad adimensional con ningún factor de conversión directa a unidades más comunes de la viscosidad.

- Requerimiento de agua normal

Es el agua necesaria para la lechada con cemento solo. Debe dar 11 Bc a los 20 minutos de agitarse en el consistómetro de presión atmosférica a temperatura ambiente, se expresa en por ciento por peso de cemento.

- Requerimiento de agua mínima

Denota el agua necesaria para la lechada de cemento. Debe dar 30 Bc a los 20 minutos de agitarse el consistómetro de presión atmosférica a temperatura ambiente, se expresa en por ciento por peso de cemento.

- Densidad de la lechada

Es el peso de la mezcla de cemento con agua y está en función de la relación de agua por emplear.

- Ángulo de talud natural de cemento

Es el ángulo que forma el material granulado cuando se deposita en una superficie plana horizontal, sirve para el diseño de la planta dosificadora de cemento y para recipientes a presión.



1.1.2 Fabricación

Para la fabricación del cemento los materiales crudos se muelen y se mezclan, de esta manera se obtiene una mezcla homogénea, la cual se puede obtener de dos procesos diferentes como son el seco y el húmedo.

- Proceso seco

En este proceso los materiales son preparados y se pasan por un molino para homogenizar el tamaño de las partículas y su cantidad, después se pasan por un separador de aire y se manda a los mezcladores para su almacenaje, posteriormente el material va al horno rotatorio.

- Proceso húmedo

Aquí se realiza el mismo procedimiento que en el proceso seco, siendo la única diferencia la de mezclar los materiales con agua, para poder mantener la mezcla de una forma más homogénea. *(Tejeda Arias, Registros Geofísicos, Petróleos Mexicanos)*

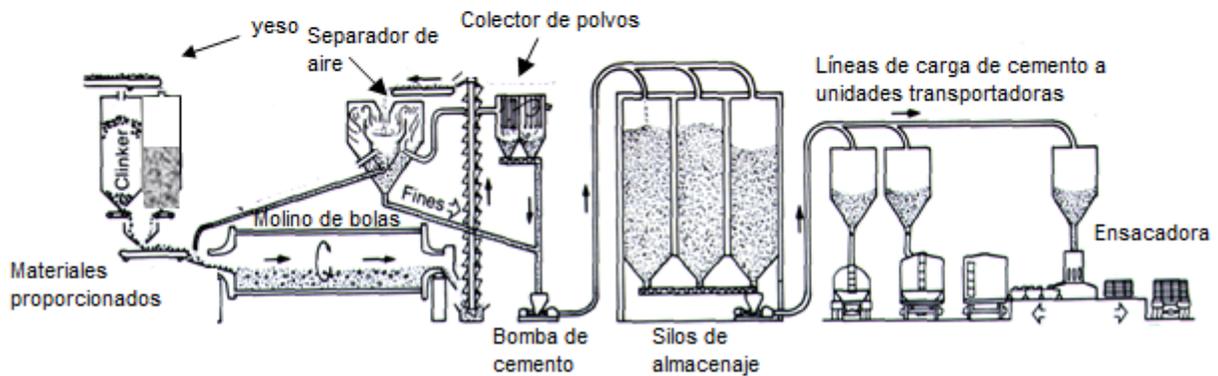
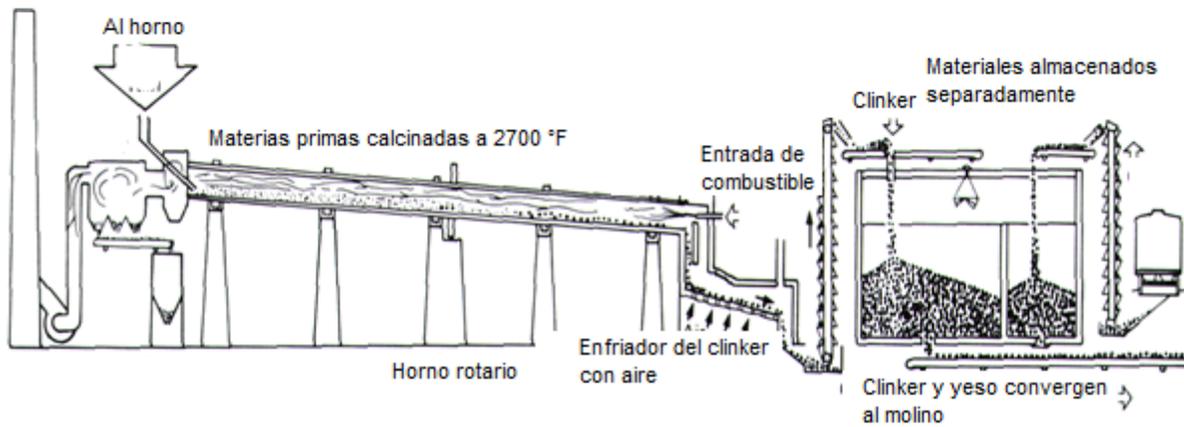
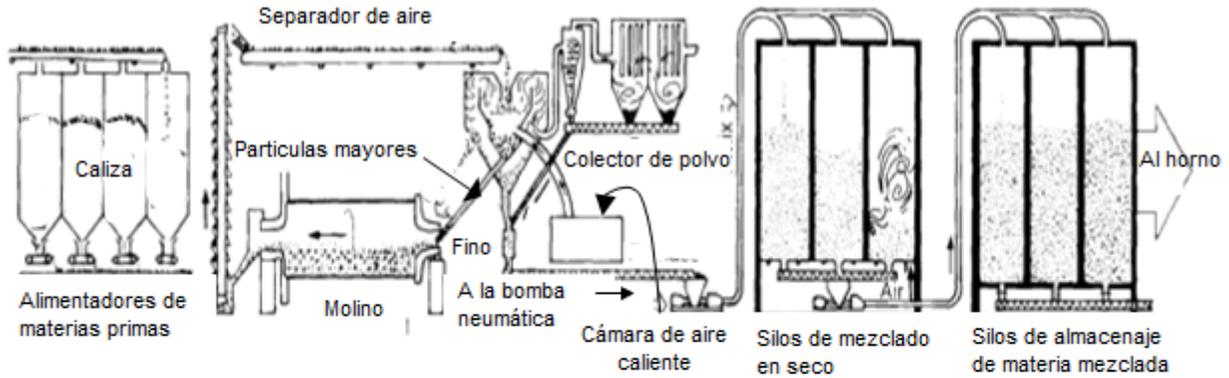


Figura no. 1, "Proceso de Fabricación del cemento", Schlumberger.



1.1.3 Clases del cemento

Los cementos Portland son fabricados cumpliendo ciertos estándares químicos y físicos, los cuales dependen de su aplicación. En Estados Unidos existen diversas agencias para el estudio y la estructuración para la especificación del cemento Portland. Estas agencias incluyen al ACI (Instituto Americano del Concreto), AASHTO (Asociación Americana de Caminos Oficiales del Estado), ASTM (Sociedad Americana para Pruebas de Materiales), API (Instituto Americano del Petróleo) y varios departamentos del gobierno federal de este país, es necesario mencionar que algunas de estas agencias rigen también normas internacionales.

De estos grupos, los que mejor conocen de la industria del petróleo es la ASTM, la cual negocia con cementos para las construcciones y edificaciones, y el API, el cual escribe las especificaciones para los cementos que sólo pueden ser utilizados en pozos petroleros, las especificaciones del cemento escritas para una u otra sociedad son indicadas por representantes de ambos usuarios, trabajadores y fabricantes. (*API Specification, 2017*)

Los tipos de cementos establecidos por la ASTM son los siguientes:

- Cemento clase A (Tipo 1)

Este cemento se diseñó para emplearse hasta 1,830 m (6,004 ft) de profundidad, 77 °C (170.6 °F) y donde no se requieran propiedades especiales.

- Cemento clase B (Tipo 2)

Está diseñado para usarse hasta los 1,830 m (6,004 ft) de profundidad, con una temperatura máxima de 77 °C (170.6 °F) y en donde se requiere una moderada resistencia a los sulfatos.

- Cemento clase C (Tipo 3)

Este cemento está diseñado para la resistir la compresión, usado hasta los 1,830 m (6,004 ft), 77 °C (170.6 °F) y debe de tener una alta resistencia a los sulfatos.

- Cemento clase D

Este cemento se usa a profundidades que van desde 1,830 a 3,050 m (6,004 a 10,007 ft) de profundidad, hasta los 110 °C (230 °F) y una presión moderada, se fabrica para moderada y alta resistencia a los sulfatos.



- Cemento clase E

Este cemento se usa a profundidades que van desde 1,830 a 4,270 m (6,004 a 14,010 ft) de profundidad, hasta los 143 °C (289.4 °F) y una presión alta, se fabrica para moderada y alta resistencia a los sulfatos.

- Cemento clase F

Este cemento se usa a profundidades que van desde 3,050 a 4,880 m (10,007 a 16,011 ft) de profundidad, hasta los 160 °C (320 °F) y una presión alta, se fabrica para moderada y alta resistencia a los sulfatos.

- Cemento clase G y H

Estos se conocen como cementos petroleros, ya que pueden emplearse desde la superficie hasta los 2,240 m (7,349 ft). Pueden modificarse con aceleradores y retardadores para usarlos en un amplio rango de condiciones de presión y temperatura. En cuanto a su composición química son parecidos a los cementos de clase B.

1.1.4 Aditivos

En el servicio de cementaciones de pozos, rutinariamente se requiere que los cementos API sean efectivos en un amplio rango de condiciones geofísicas:

- Temperaturas que varían desde zonas “permafrost” hasta los 176.66 °C (350 °F).
- Presiones que varían desde casi la presión atmosférica en los pozos someros, hasta más de 2,109.20 kg/cm² (30,000 psi) en pozos muy profundos.
- Gradientes de fracturas muy bajos.
- Ambiente corrosivo.
- Arenas con sobrepresión.

Muchas lechadas de cemento contienen aditivos, para modificar las propiedades de la lechada y optimizar las operaciones de cementación. Muchos aditivos son conocidos por su nombre comercial usado por las compañías de servicios de cementación. Los aditivos de cemento pueden ser usados para:

- Variar la densidad de la lechada.
- Cambiar la resistencia a la compresión.
- Acelerar o retardar el tiempo de fraguado.
- Controlar el filtrado y pérdida de fluido.
- Reducir la viscosidad de la lechada.



Los aditivos pueden ser entregados en la localización de la perforación, en estado granular o líquido, y pueden ser mezclados con el cemento en polvo o ser añadidos al agua de mezcla antes de que la lechada de cemento sea mezclada. Muchos aditivos afectan más de una propiedad y por tanto deben ser cuidadosamente usados. (*Bourgoyne, 1991*) (*Bolaños Monter, 1998*)

1.1.4.1 Familias de aditivos

Con base en lo mencionado anteriormente los aditivos se pueden dividir en varias familias de acuerdo a sus funciones, las familias quedan divididas de la siguiente manera:

- Aceleradores: Reducen el tiempo de espesamiento y aceleran el proceso de endurecimiento.
- Retardadores: Incrementan el tiempo de espesamiento.
- Extendedores: Reducen el peso de la lechada y aumentan el rendimiento de esta.
- Densificantes: Incrementan el peso de la lechada y disminuyen el rendimiento de esta.
- Dispersantes: Reducen la viscosidad de la lechada.
- Controladores de filtrado: Controlan la pérdida de la fase líquida de la lechada, manteniéndola fluida.
- Controladores de pérdida de circulación: Controlan la pérdida de cemento hacia una formación débil.
- Especiales: Aditivos como los antiespumantes, trazadores radioactivos, etc.

1.1.4.1.1 Aceleradores

Estos aditivos químicos acortan el tiempo de bombeo e incrementan el desarrollo de la resistencia compresiva; acortan el tiempo de espesamiento y aceleran el proceso de endurecimiento, también son usados para evitar el retardo que provocan ciertos aditivos. (*Bourgoyne Adam T., 1991*)

Los aceleradores de mayor aplicación son:

- Cloruro de calcio (CaCl_2)

Esta sal se dosifica del 2 al 4% por peso de cemento, dependiendo del tiempo de bombeo que se desea obtener. Es el producto que exhibe mayor control en el tiempo bombeable.



- Cloruro de sodio (NaCl)

Actúa como acelerador en concentraciones de hasta un 10% por peso de agua, entre el 10 y 18% produce un tiempo de bombeo similar al obtenido con agua dulce. A concentraciones mayores del 18% causa retardamiento. La típica concentración de acelerador es del 2 al 5% por peso de agua.

- Sulfato de calcio (CaSO_4)

Es un material que por sí mismo posee características cementantes y tiene fuerte influencia en expandir el cemento fraguado; como acelerador se dosifica basándose en el tiempo que se desea y a la temperatura a la cual se va a trabajar. Su concentración varía del 50 al 100% por peso del cemento.

1.1.4.1.2 Retardadores

Son aditivos químicos que incrementan el tiempo de fraguado inicial y brindan la posibilidad de trabajar el cemento en un amplio rango de temperatura y presión.

Como la aceleración, los mecanismos para retardar el fraguado del cemento Portland son aún materia de controversia. Así han surgido varias teorías que intentan explicar el proceso retardante. Estas teorías son las de la absorción, la precipitación, la nucleación y la complejidad, dichas teorías consideran dos factores importantes: la naturaleza química del retardador y la base del cemento (silicato o aluminato) sobre la cual actúa el retardador.

Los retardadores más conocidos son los lignosulfonatos de calcio y los cromolignosulfonatos de calcio, así como otros que son mezclas químicas. Unos trabajan a temperaturas bajas y otros a temperaturas altas. Su dosificación es de 0.1 a 2.5% por peso de cemento.

Los retardadores más empleados son:

- Lignosulfonatos

Se componen de sales de ácidos lignosulfónicos de sodio y calcio. Son polímeros derivados de la pulpa de la madera. Usualmente son compuestos no refinados y contienen varias cantidades de compuestos sacaroides con un peso promedio molecular que varía de 20,000 a 30,000.

- Compuestos sacáridos

Son excelentes retardadores del cemento Portland. Se usan ocasionalmente en la cementación de pozos, por ser muy sensibles a pequeñas variaciones a sus concentraciones.



- Ácidos hidroxilcarboxílicos

Los ácidos hidroxilcarboxílicos contienen grupos hidroxílicos (OH) y carboxílicos (CH_n) en su estructura molecular. Son retardadores poderosos y se aplican en un rango de temperatura de 93.33 °C (200 °F) a 148.88 °C (300 °F). Otro ácido hidroxilcarboxílico con un fuerte efecto retardante, es el ácido cítrico. Este también es efectivo como dispersante de cemento y normalmente se usa en concentraciones de 0.1 a 0.3% por peso de cemento. Los ácidos hidroxilcarboxílicos de igual forma que los lignosulfonatos actúan más eficientemente con cementos de bajo contenido de C₃A.

- Derivados de la celulosa

Los polímeros de la celulosa son polisacáridos derivados de la madera o de otros vegetales. Son estables a las condiciones alcalinas de la lechada de cemento. El retardador celulósico más común es el carboximetil hidroxietil celulosa (CMHEC).

Es efectivo a temperaturas superiores de 121.11 °C (250 °F). También la CMHEC se usa como agente de control de pérdida de fluido; además incrementa significativamente la viscosidad de la lechada.

- Organofosfonátos

Se aplican a temperaturas de circulación tan altas como 204.44 °C (400 °F). Presentan insensibilidad a variaciones sutiles en la composición del cemento, y tienden a bajar la viscosidad de lechadas densificadas.

1.1.4.1.3 Extendedores

Son materiales que reducen la densidad de las lechadas de cemento y/o reducen la cantidad de cemento por unidad de volumen por producto fraguado (extendedor). Los extendedores se usan para reducir la densidad de la lechada en lugares donde la hidrostática generada por la lechada excede la resistencia a la fractura de ciertas formaciones.

El uso de estos aditivos permite añadir más agua de mezcla y por lo tanto incrementa la cantidad de lechada a ser producida por cada saco de cemento (por tal motivo también son llamados extendedores).

Los aditivos reductores de densidad más comunes son:

- Bentonita (2 – 16%)

Es por mucho el aditivo más comúnmente usado para reducir la densidad de la lechada de cemento.



- **Puzzolanas**

Son cenizas volcánicas que por sí solas no tienen características cementantes, pero que, mezcladas con cemento, reaccionan con la cal libre del cemento. Puede ser usado en mezcla de 50/50 con cementos Portland.

- **Tierras diatomeas (10 – 40%)**

Su gran área superficial de las tierras diatomeas permiten mayor absorción de agua y producen una lechada de baja densidad por debajo de 1.31 gr/cm^3 (11 lb/gal).

- **Metasilicato de sodio anhidro**

Es muy eficiente y económico. Es compatible con el mayor número de aditivos químicos; maneja un porcentaje variable de agua en función del porcentaje que se utilice.

1.1.4.1.4 Densificantes

Son materiales químicos inertes, de alto peso específico y que manejan poca agua, encargados de incrementar la densidad de la lechada y con esto bajar su rendimiento.

Los densificantes comúnmente empleados son:

- **Barita**

Tiene un peso específico de 4.23 gr/cm^3 (35.30 lb/gal) y requiere 22% de agua de su propio peso. No tiene influencia en el tiempo de bombeo, pero es recomendable correr pruebas de tiempo de espesamiento en cada caso. Se dosifica del 20 al 40% por peso de cemento, donde se desea usar una lechada de alta densidad.

- **Limadura de hierro**

Este producto tiene peso específico de 5.02 gr/cm^3 (41.89 lb/gal) y requiere el 3% de agua de su propio peso. Se emplea hasta el 50% por peso de cemento, dependiendo del peso que se desea obtener de lechada. Otro procedimiento que se emplea para aumentar la densidad de la lechada es reducir el agua de la mezcla, adicionando un agente reductor de fricción para disminuir el efecto de incremento de viscosidad.

- **Arena**

Arenas seleccionadas (40 – 60 mesh) pueden generar un incremento de 0.239 gr/cm^3 (2 lb/gal) en la lechada de cemento.



1.1.4.1.5 Dispersantes

Son productos que ayudan a obtener con gastos bajos de bombeo el régimen turbulento, además reducen la fricción entre granos, y entre estos y las paredes.

De acuerdo con varias investigaciones realizadas en diferentes países se ha demostrado que la mayor eficiencia en la limpieza del lodo del espacio anular se logra en régimen turbulento; es decir, cuando la lechada de cemento y los baches de limpieza se desplazan a una velocidad tal que corresponda a un número de Reynolds de 3,000 a 4,000 o mayor, en función de sus características reológicas n = índice de comportamiento de flujo y k = índice de consistencia. Generalmente, son sales de ácidos grasos y se dosifican del 0.2 al 2.5% por peso de cemento.

La composición química de los dispersantes es:

- Polimelamida sulfonato (PMS)

Tiene uso limitado en cementación de pozos. La melanina reacciona con formaldehído para formar trimetol melamina, el cual es sulfonado con bisulfito y condensado en forma de polímero

- Polinaftaleno sulfonato (PNS)

Es el dispersante más comúnmente usado en cementación de pozos. Es un condensado de beta-naftaleno sulfonato y formaldehído.

- Lignosulfonatos

Es el dispersante más usado en lodos de perforación y son también efectivos en lechadas de cemento. En este último caso actúan también como retardadores, luego no pueden ser utilizados en temperaturas bajas.

- Poliestireno sulfonato

Son muy efectivos, pero son raramente usados por su alto costo. Los poliacrilatos y copolímeros como el sulfonato estireno-indeno y el estireno-maleico-anhidro tienen un excelente poder de dispersión si son usados mezclados con componentes inorgánicos.

- Polisacáridos hidroxilados

Los de bajo peso molecular, formados por hidrólisis de almidón, celulosa o hemicelulosa y otros, tienen propiedades dispersantes. No obstante, retardan el cemento como efecto secundario.



- No poliméricos

El ácido hidroxicarboxílico es un poderoso dispersante, pero también un retardador fuerte. Su compuesto más conocido es el ácido cítrico, usado frecuentemente en sistemas salados.

1.1.4.1.6 Controladores de filtrado

El control de filtrado es un factor de vital importancia en la cementación de tuberías de revestimiento y en las cementaciones forzadas para colocar el cemento en el lugar deseado, sin que sufra deshidratación fuerte al pasar por zonas permeables o bien al estar forzando la lechada.

Generalmente, los reductores de filtrado son productos derivados de celulosa y se dosifican del 0.3% al 15%, por peso de cemento. Cuando una lechada de cemento es colocada a través de una zona permeable, se produce un proceso de filtrado.

La fase acuosa de la lechada escapa dentro de la formación dejando las partículas sólidas contra la cara de la formación. Este proceso es conocido como "pérdida de filtrado".

El mecanismo exacto bajo el cual actúan los controladores de filtrado posee diversas teorías, no obstante, se conoce que ocurre en varios procesos. Tan pronto como la lechada se comienza a filtrar a través de la zona permeable, se comienza a formar una "costra" o enjarre (cement cake) de material sólido contra la superficie de la formación.

Los agentes controladores de filtrado reducen el filtrado de la fase acuosa mediante los siguientes mecanismos:

- Reducción de la permeabilidad de la costra de cemento
- Incrementando la viscosidad de la fase acuosa

Hay dos principales clases de controladores de filtrados:

- Materiales finamente divididos
- Polímeros solubles en agua

Los materiales de control de filtrado más comunes son:

- Bentonita

Fue el primer usado como control de filtrado. Debido al reducido tamaño de sus placas, la bentonita puede penetrar en la costra filtrada y alojarse entre los granos de cemento. Como consecuencia de esto la permeabilidad de la costra se reduce.



- Látex

Los látex son polímeros emulsionados y pueden ser sólidos o líquidos. Su tamaño de grano es muy pequeño (200 a 500 nm). Su mecanismo de acción es similar a la de la bentonita.

Los látex más usados en cementación son:

- Cloruro de vinilideno
- Acetato polivinilo
- Estireno-butadieno.
- Polímeros solubles en agua

Estos materiales son utilizados intensivamente hoy como controladores de filtrado para cemento. En términos generales actúan incrementando la viscosidad de la fase acuosa y reduciendo la permeabilidad de la costra filtrada.

Entre los polímeros más utilizados se encuentran:

- Polímeros sintéticos no iónicos

El polivinil pirolidona (PVP), puede ser utilizado con sulfonato de naftaleno con formaldehídos condensado (PNS) como dispersante con muy buenos resultados. También puede añadirse al CMHEC para mejorar su comportamiento

- Polímeros aniónicos sintéticos

El grupo más grande de polímeros aniónicos controladores de filtrado se componen de terpolímeros derivados de la acrilamida (AAM). La poliacrilamida parcialmente hidratada y con una proporción de ácido acrílico o acrilatos es frecuentemente usada en lodos de perforación, pero, en cementos, debido a la fuerte interacción entre el polímero y los granos de cemento produce a menudo floculación o retardación lo que hace difícil su utilización en lechadas de cemento.



1.1.4.1.7 Controladores de pérdida de circulación (obturantes)

El término "pérdida por circulación" está definido como la pérdida por inducción de fracturas propiciado por el fluido de perforación del pozo, por la lechada de cemento usada durante la perforación, terminación del pozo o por la falta de presión en el yacimiento o la formación. La pérdida por circulación no debe ser confundida con la merma de volumen de la lechada resultante de la filtración, o el volumen para llenar un nuevo agujero.

Usualmente hay dos etapas para controlar la pérdida por circulación. La primera es reduciendo la densidad de la lechada sin rebasar el gradiente de poro, y la segunda es adicionando un agente puenteante o un material obturante. Otra técnica es adicionar nitrógeno al lodo de perforación.

a) Thix Set A

- Agente thixotrópico.
- 15.5 a 121.1 °C (60 a 250°F)
- 1.0% por peso de cemento.
- No utilizar con HR-12, CFR-2 y CFR-3.

b) FWCA

- Agente thixotrópico.
- 15.5 a 121.1 °C (60 a 250° F)
- 0.25% por peso de cemento.
- No utilizar con HR-12, CFR-2 y CFR-3.

c) Proceso Flo-Check

- Flo-Chek química A.
- 15.5 a 176.6 °C (60 a 350° F)
- No mezclar con cemento, fluido de perforación o baches espaciadores y lavadores.



1.1.4.1.8 Especiales

Estos aditivos se pueden dar en 2 tipos:

- Antiespumantes
- Agentes expandidores del cemento fraguado

Debido a la velocidad con que se maneja el cemento en el campo cuando se está haciendo la lechada (aproximadamente 1 tonelada por minuto), el cemento tiende a mantener gran cantidad de aire. Esto propicia que el control de densidad de esta sea erróneo; así mismo, algunos de los productos químicos ayudan a mantener el aire dentro de la mezcla y dificultan el trabajo de las bombas de la unidad de alta presión con que se maneja esta para ser bombeada al pozo.

El problema se minimiza mediante el uso de los agentes antiespumantes, los que eliminan la mayor parte de burbujas de aire.

Generalmente, son sales orgánicas ácidas de solubilidad media y se dosifican del 0.2 al 0.3% por peso de cemento. Los antiespumantes son aditivos que dilatan el producto hidratado, sin que esto sea originado por efecto de temperatura.

Los expandidores empleados comúnmente son:

- Cloruro de sodio.

Su máxima dilatación se obtiene al 18% por peso de agua y a concentraciones mayores se obtiene ligera contracción del cemento fraguado.

- Cloruro de potasio.

Este producto, además de ser un eficiente estabilizador de arcillas, al 5% por peso de agua de mezcla exhibe la misma dilatación que al 18% de cloruro de sodio en el cemento. Otra característica positiva del cloruro de potasio es que al 2% por peso de agua hace que el filtrado de las lechadas que lo contienen sea compatible con la mayoría de los aceites, porque reduce considerablemente la tensión de la interfaz, evitando la formación de emulsiones estables y el hinchamiento de las arcillas de la formación. Todas las expansiones de cemento obtenidas con cloruro de sodio y con cloruro de potasio son controladas, así no se presentan agrietamientos en el cuerpo del cemento.

- Sulfato de calcio anhidro solo o combinado con cloruro de sodio.

Se usa en la dilatación del cemento fraguado del 3 al 5% por peso de cemento. Estas mismas concentraciones complementadas con cloruro de sodio al 18% por peso de agua, proporcionan máxima eficiencia en la expansión lineal.



Los problemas más frecuentes con las cementaciones son:

- Baja eficiencia en el desplazamiento, que conduce a una pobre calidad de las cementaciones primarias.
- Diseños de lechadas demasiado complejas, que se tornan altamente costosos y poco eficientes.
- Bajo porcentaje de éxito en la colocación de tapones balanceados.
- Diversificación de los cementos empleados, con pobre control de calidad.
- Pérdida de circulación.
- Migración de gas.

1.2 Lechada de cemento

Las lechadas de cemento son suspensiones altamente concentradas de partículas sólidas de agua. El contenido de sólidos de una lechada de cemento puede llegar hasta el 70%.

La reología de una lechada de cemento se encuentra relacionada con la del líquido de soporte, la fracción volumétrica de los sólidos y la interacción entre las partículas.

En una lechada de cemento, el fluido intersticial es una solución acuosa de varias clases de iones y aditivos orgánicos. Por lo tanto, la reología de la lechada difiere de la del agua. Los sólidos en una lechada están en función directa a su densidad. (*Gomez Martinez*)

1.2.1 Propiedades de la lechada

1.2.1.1 Rendimiento

El rendimiento del cemento, en litros por saco, es el volumen que será ocupado por el cemento, el agua de mezcla y los aditivos, una vez que la lechada este mezclada. Esto variará dependiendo de la clase de cemento.

1.2.1.2 Densidad de la lechada

Es una mezcla estándar que comprende 5 litros (1.32 gal) de agua y 94 kg (1 saco) de cemento, creará una lechada con una densidad de 1.893 gr/cm^3 (15.8 lb/gal).

La densidad de la lechada es ajustada, ya sea variando la proporción del agua de mezcla o el uso de aditivos. La mayoría de las densidades de lechada se encuentran en un rango de $1.318 - 2.217 \text{ gr/cm}^3$ (11-18.5 lb/gal).



1.2.1.3 Agua de mezcla

Durante una operación de cementación típica son de mucha ayuda las lechadas de llenado o relleno y las lechadas principales o de amarre.

La diferencia entre estas es debido a la reducción en la cantidad de agua de mezcla que está siendo usada.

Un incremento en contenido de agua para la lechada de amarre va a permitir tiempos de bombeo y tiempos de asentamiento más largos, pero resulta en una fuerza de compresión menor y en agua libre adicional.

El agua libre puede volver a ser utilizada adicionando bentonita en la lechada para ligar el agua libre.

Las proporciones de agua de mezcla detalladas anteriormente dependen de:

- La necesidad de una lechada bombeable.
- Un monto mínimo de agua libre en caso de permitir que se asiente.

Reducir la proporción de agua de mezcla tiene los siguientes efectos:

- Causa un incremento en la densidad, fuerza de compresión y viscosidad de la lechada.
- La lechada se hace más difícil de bombear.
- Se construye menos volumen de lechada por saco de cemento utilizado, es decir, baja la resistencia.

1.2.1.4 Tiempo de fraguado

El tiempo de fraguado es el tiempo disponible para la mezcla de una lechada, bombeada y desplazada dentro del espacio anular antes de que comience a fraguar y a asentarse.

Este tiempo va a depender de los aditivos utilizados (retardadores para incrementar el tiempo y aceleradores para reducir el tiempo) y las condiciones dentro del agujero descubierto (un incremento en la temperatura, presión y pérdida de fluido o filtración va a reducir el tiempo de fraguado).

El tiempo de fraguado es determinado durante las pruebas de laboratorio.

El tiempo para alcanzar 100 unidades bearden (Uc) es registrado como el tiempo de fraguado. La capacidad de bombeo normalmente cesará alrededor de 70 Uc.



1.2.1.5 Fuerza de compresión

Para apoyar la sarta de revestimiento y soportar diferentes presiones antes de continuar perforando es necesaria una fuerza de compresión mínima de 35.16 kg/cm^2 (500 psi), incluyendo el factor de seguridad. Para tuberías de revestimiento o sargas de "liner" es requerida una fuerza de compresión de aproximadamente 140.64 kg/cm^2 (2,000 psi) para lograr hacer la perforación.

El periodo de WOC (esperado de fraguado de cemento), permite a la fuerza del cemento desarrollarse por completo. El periodo de tiempo depende de la temperatura, presión, proporción de agua de mezcla y del tiempo transcurrido desde el mezclado, en el agujero descubierto.

1.2.1.6 Pérdida de agua

El proceso de asentamiento del cemento es el resultado de una reacción química que resulta en deshidratación. De modo que es importante que cualquier pérdida de agua sea controlada hasta que el cemento sea colocado para asegurar que se mantenga bombeable. La cantidad aceptable de pérdida de agua dependerá del tipo de trabajo que se está realizando.

1.2.1.7 Trabajo forzado

Esto requerirá una pérdida de agua controlada (usualmente 50-200 ml) para así permitir a la lechada de cementación ser bombeada a las formaciones antes de que se forme un enjarre significativo e impermeable.

1.2.1.8 Permeabilidad

Una vez asentado el cemento tiene una permeabilidad menor a 0.1 milidarcy (las piedras areniscas compactas tienen alrededor de 1-10 millidarcies). Se pueden tener disturbios durante el asentamiento, es decir, colado del gas o prueba de presión, estas pueden incrementarse por varias órdenes de magnitud. (*Schlumberger, 1997*)

1.2.2 Procedimiento para realizar una lechada de cemento

1. Se pesa la cantidad de agua, cemento y aditivos en una balanza electrónica
2. Se mezcla el agua, cemento y aditivo en una mezcladora API.
La mezcla se realiza de la siguiente manera:
 - Por 15 segundos a 4,000 rpm se mezclan los aditivos.
 - Y luego por 35 segundos a 12,000 rpm toda la lechada.
3. Se mide la densidad de la lechada en una balanza presurizada.



Figura no. 2, "Medición de la densidad en balanza presurizada", Manual de terminación de pozos FI UNAM.

4. Después de mezclar la lechada en la mezcladora API se pasa al consistómetro atmosférico para simular las condiciones de mezclado que soportará la lechada antes de ser bombeada al pozo.
5. Se mide la reología de la mezcla en el viscosímetro FANN donde se le determina el punto cedente y la viscosidad plástica de la lechada. Estas características nos permiten conocer qué tipo de flujo nos va a permitir esa lechada (flujo turbulento o flujo tapón). Por medio del simulador, nos dice si va a entrar en flujo turbulento con tantos barriles/min.
6. Se mide el agua libre en un equipo para análisis de agua libre que nos permite evaluar la cantidad de agua libre que puede migrar a través de la lechada.
7. Se mide la cantidad de pérdida de filtrado de la lechada en el filtro prensa bajo condiciones dinámicas de presión y temperatura.
8. Se toma una muestra de la lechada y se coloca dentro del consistómetro presurizado, equipo que nos permite simular las condiciones del fondo del pozo (presión y temperatura) y determinar el tiempo de fraguado de la lechada.
9. Se mide la resistencia a la compresión de la lechada:
 - Cámara de curado: Equipo de alta presión y alta temperatura donde se elaboran bloques de muestra de las diversas lechadas de cemento diseñadas, los cuales serán sometidos a diversos esfuerzos.

CAPÍTULO II

CEMENTACIÓN

2.1 Cementación

La cementación de pozos petroleros es el proceso mediante el cual se mezcla una cantidad de cemento y agua formando una lechada para bombearla al fondo del pozo a través de la tubería de revestimiento, con el fin de cumplir los siguientes objetivos:

- Crear un aislamiento de zonas productoras, formaciones de alta o baja presión y acuíferos.
- Proveer soporte al revestidor dentro del pozo.
- Proteger al revestidor del proceso de corrosión.
- Proteger el pozo de un posible colapso.
- Formar un sello hidráulico entre la T.R. y la formación. (Smith D. K., 1990)

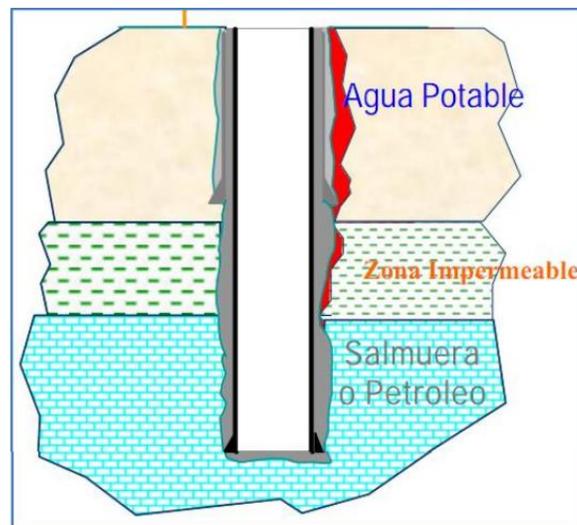


Figura no. 3, "Aislamiento de formación por cementación", Manual terminación de pozos PEP.

2.2 Metodología del diseño

El ingeniero encargado de diseñar la cementación, además de conocer el objetivo de la cementación, debe comprender la siguiente información: datos del estado mecánico del pozo, datos de la formación, y datos de los fluidos usados durante la cementación entre otros.



2.2.1 Información necesaria para la cementación

Para poder tener un buen proceso de cementación el ingeniero debe de contar con información muy importante del pozo que va a ser cementado, asegurando así una correcta cementación, estos datos se resumen en:

- Datos del estado mecánico del pozo: diámetro de agujero descubierto, profundidad, desviación, diámetro, peso, y grado de la TR a cementar y de la TR anterior.
- Datos de la formación: temperatura de fondo estática y circulante, tipo de formación, presión de poro y presión de fractura.
- Datos de fluidos involucrados en la cementación: es indispensable conocer el tipo, reología, y densidad del lodo de perforación, de la lechada de cemento, y de los baches lavadores y espaciadores. Se recomienda efectuar pruebas de compatibilidad cemento-lodo, lodo-bache espaciador, y bache espaciador-cemento, para evitar reacciones indeseables entre los fluidos.

2.2.2 Cálculo de volumen de cemento

El cálculo del volumen de cemento se determina con el registro calliper o similar, considerando la cima de cemento programada y el volumen de cemento entre zapata y cople. Cuando no se cuenta con el registro del pozo, se recomienda un exceso de volumen de cemento del 10 al 50 % para formaciones consolidadas y no consolidadas respectivamente.

- Volumen del espacio anular

$$Vol_{EA}=0.5067 (lts)*(D_{AG}^2-D_{ETR}^2)(lts/m)*H(m)$$

Donde D_{AG} y D_{ETR} son los diámetros del agujero y el exterior de la TR, respectivamente, y H es la profundidad del pozo.

- Volumen entre cople y zapata

$$Vol_{C/Z}=0.5067 (lts)*(d_{int}^2)*h$$

D_{ITR} es el diámetro interno de la TR y h es la distancia entre el cople y la zapata.

- Volumen de lechada

$$Vol_C=Vol_{EA}+Vol_{C/Z}$$

- Cantidad de sacos de cemento

$$Sacos=\frac{Vol_C}{Rendimiento\ por\ saco}$$

- Agua requerida para la mezcla

$$\text{Agua} = \text{Sacos} * \text{Rendimiento por saco}$$

2.2.3 Cálculo de volumen de desplazamiento en TR

El volumen de desplazamiento (Vol_D) es igual al volumen dentro de la tubería de revestimiento desde la superficie hasta el cople de retención.

$$\text{Vol}_D = 0.5067 \text{ (lts)} * d_{\text{int}}^2 * (H-h)$$

2.2.4 Cálculo de la presión diferencial durante el desplazamiento

Durante la ejecución de una cementación primaria, inicialmente los fluidos en el pozo se desplazan al mismo ritmo de bombeo que en la superficie. Sin embargo, cuando la diferencia de densidades entre el lodo y la lechada de cemento es significativa, esta diferencia de densidades causa, eventualmente, que el ritmo de flujo de los fluidos en el espacio anular sea diferente al ritmo de flujo dentro de la tubería de revestimiento. Este fenómeno es conocido como caída libre del cemento, y se detecta cuando la presión de bombeo superficial es cero. La siguiente figura ilustra este fenómeno.

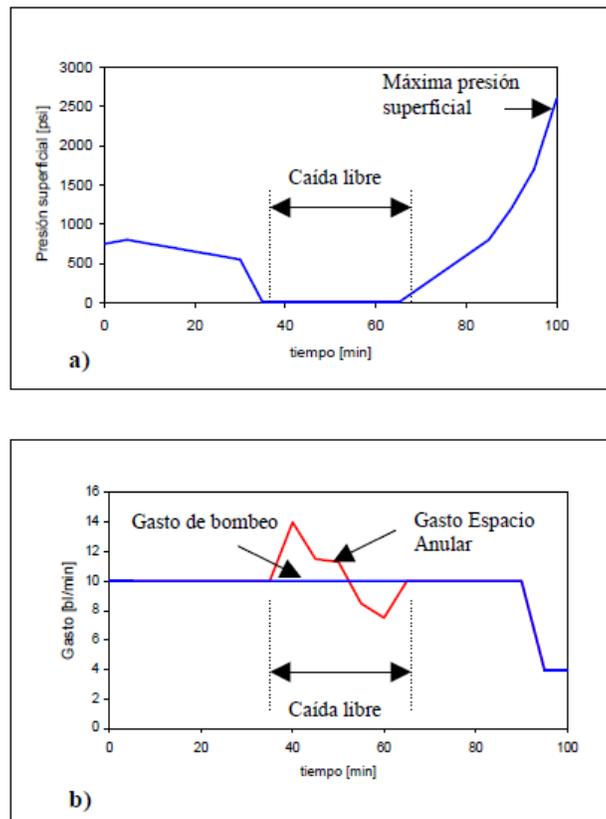


Figura no. 4, "Fenómeno de caída libre detectado cuando: a) la presión superficial es cero, y b) los gastos de bombeo y EA son diferentes", Manual de perforación de pozos PEP.

Es indispensable entender el fenómeno de caída libre debido a que la eficiencia de la cementación es controlada principalmente por los fenómenos que ocurren en el espacio anular.

Inicialmente el ritmo de caída libre del cemento es alto, este ritmo disminuye paulatinamente a medida que el cemento da vuelta hacia el espacio anular. La condición más crítica ocurre cuando el gasto de desplazamiento no es suficiente, entonces el cemento puede alcanzar el equilibrio y detenerse completamente. En este caso, si el fenómeno de caída libre no es comprendido, esta condición puede ser erróneamente interpretada como una pérdida de circulación inducida durante la cementación.

La cuantificación del ritmo de caída libre sólo es posible por métodos numéricos, por lo que la utilización de software especializado es altamente recomendable para el diseño óptimo de la cementación. (Smith D. K., 1990)

Otro aspecto importante es cuantificar la presión superficial (P_s) bajo condiciones dinámicas. Esta diferencial de presión es dada por la siguiente expresión:

$$P_s = P_{EA} - P_{TR} + P_{FEA} + P_{FTR}$$

Donde P_{EA} y P_{TR} son presiones hidrostáticas en el espacio anular y dentro de la TR, respectivamente, mientras que P_{FEA} y P_{FTR} son pérdidas de presión por fricción.

La siguiente figura muestra esquemáticamente la operación de cementación durante la etapa de desplazamiento.

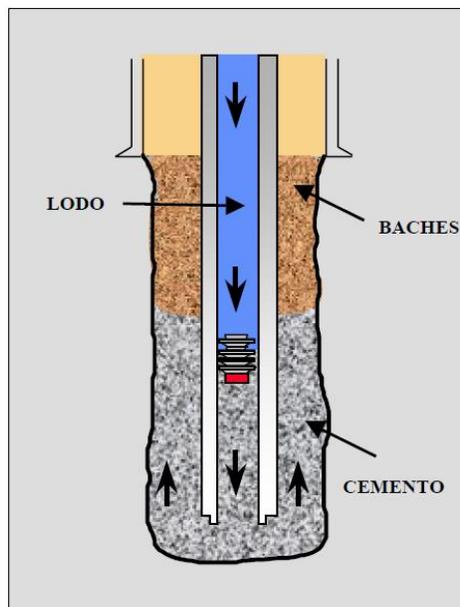


Figura no. 5, "Desplazamiento de la lechada", Manual de perforación de pozos PEP.



2.2.5 Densidad equivalente de circulación

Otro parámetro de diseño es la densidad equivalente de circulación. Este parámetro es particularmente importante por dos razones.

Primero, la DEC debe ser mayor que la presión de poro de la formación, esto es para evitar que esta se manifieste cuando los baches lavador y espaciador se encuentran en el espacio anular. Segundo, la DEC debe ser menor que la presión de fractura.

Particularmente al final de toda operación de cementación primaria, cuando la columna de lechada de cemento en el espacio anular ejerce la mayor presión hidrostática, se puede ocasionar pérdida de fluidos por exceder el gradiente de fractura de la formación.

La densidad equivalente de circulación se calcula con la siguiente expresión:

$$DEC=0.7045 \left(\frac{P_A+P_{FA}}{H} \right)$$

La siguiente figura ilustra el comportamiento de la DEC calculada en el fondo del pozo durante una cementación primaria.

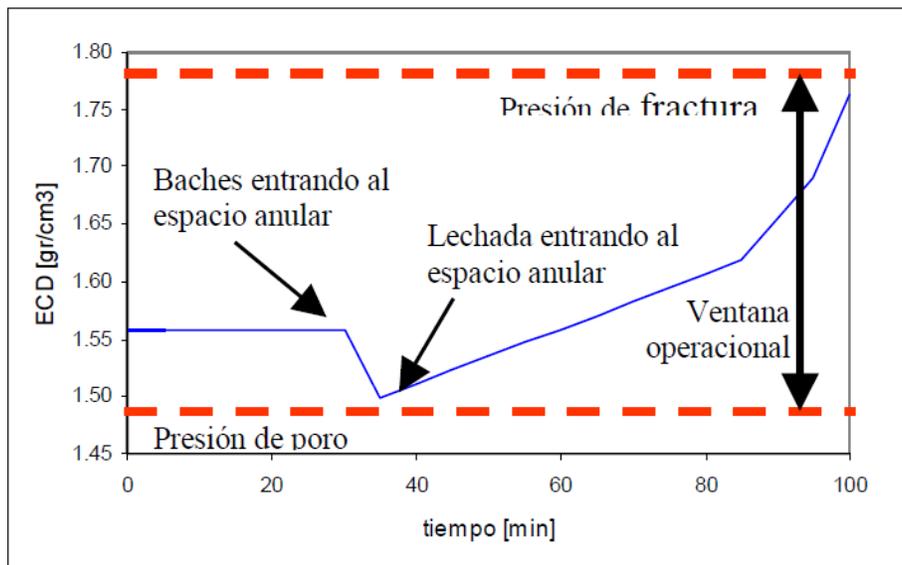


Figura no. 6, "Densidad equivalente de circulación en el fondo del pozo", Manual de cementaciones forzadas PEP.

2.3 Accesorios para la cementación

Para poder llevar a cabo las operaciones de cementación se debe de contar con los diversos accesorios para la cementación y así obtener los mejores resultados en la cementación, estos accesorios se pueden visualizar en la siguiente tabla:

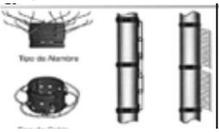
Tipo de Equipo	Principales Funciones	Ubicación
Zapata guía 	Guía la tubería de revestimiento al pozo. Ayuda a proteger los extremos de la tubería de revestimiento.	Primer tramo de la tubería de revestimiento.
Zapata flotadora 	Mismas funciones de la zapata guía. Evita el contraflujo de fluido o de cemento.	Primer tramo de la tubería de revestimiento.
Cople de retención 	Para brindar un asiento para los taponés.	1-3 tramos por arriba de la zapata (dependiendo de la profundidad del pozo).
Cople flotador	Mismas funciones que la zapata flotadora.	1-3 tramos por arriba de la zapata debajo del cople de retención
Válvula flotadora de inserción 	Misma función del cople flotador.	En el cople flotador de la tubería de revestimiento.
Collarín 	Asegurar los tramos de TR.	Al hacer conexión en cada TR.
Centrador 	Para centrar la tubería de revestimiento en el pozo.	1 por tramo desde 200 m por arriba de la formación, a 200 pies por abajo de ella, 1 por 3 tramos en un agujero abierto.
Limpiador de pared 	Para remover el enjarre de lodo de la pared del pozo.	Desde 100 m por arriba de una formación productora.
Tapón de diafragma y sólido 	Para actuar como un espaciador mecánico entre el lodo y la lechada de cemento.	Entre fluidos del pozo y cemento.

Tabla 1, "Accesorios para la cementación", (Smith D. K., 1990).

2.4 Tipos de cementación

En la cementación encontramos diversos tipos de cementación de acuerdo a las necesidades que tenga nuestra formación, además de buscar los mejores resultados de la extracción de los hidrocarburos. (Preston, *Drilling Practices Manual*, 1986)

Los diferentes tipos de cementación se dividen en tres:

- Cementación primaria
- Cementación forzada
- Tapones de cemento

2.4.1 Cementación primaria

La cementación primaria para pozos petroleros es el proceso mediante el cual se mezcla la lechada de cemento con agua para bombearla al fondo del pozo a través de la tubería de revestimiento y luego hacia el espacio anular en donde fraguara. La finalidad es tener buena adherencia entre las fases formación-cemento-tubería y asegurar sello efectivo que aisle las diferentes capas geológicas (estratigráficas) de la formación. (Haut & Crook, 1979)

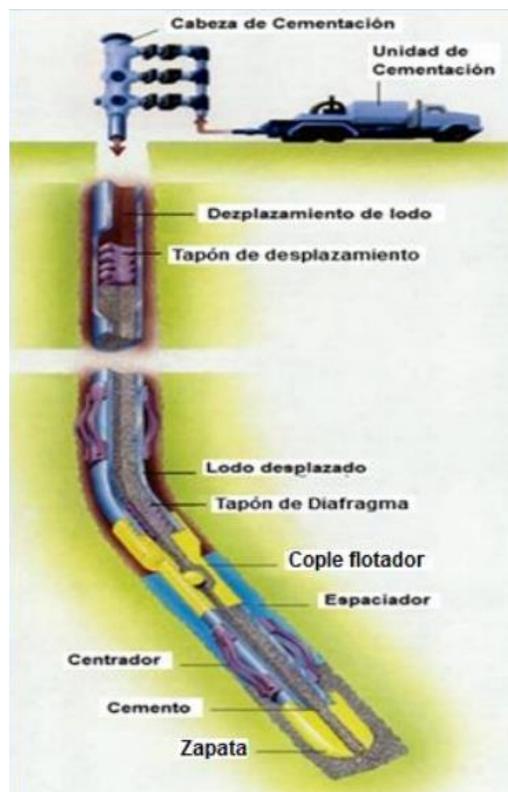


Figura no. 7, "Esquema general de cementación", Tesis cementación de pozos horizontales Huerta Rosales Miguel Ángel.

2.4.1.1 Desarrollo operativo

Para un buen desarrollo operativo en cada una de las etapas de la cementación primaria se debe conocer conceptos básicos como son:

- Especificaciones de tuberías de revestimiento.
- Diseño de TR por cargas máximas.
- Accesorios y equipos de flotación para tuberías superficiales, intermedias, explotación y completos.
- Apriete computarizado.
- Lechadas de cemento para las diferentes cementaciones.
- Empacadores recuperables y permanentes.
- Manejo de H_2S y CO_2 en las cementaciones.
- Uso de empacadores en tuberías de explotación.

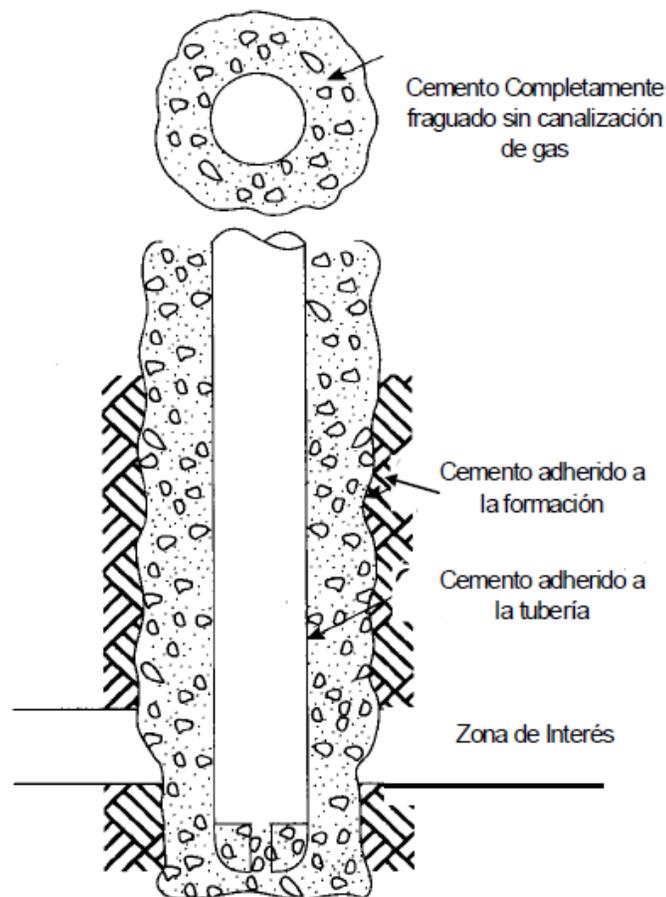


Figura no. 8, "Cementación primaria", Diplomado de cementaciones forzadas PEP.

2.4.1.2 Información del pozo

La información del pozo es muy importante durante la perforación y la terminación de un este, dicha información se puede conseguir de su historia y es la base para diseñar la sarta de la tubería de revestimiento por cementar, con la información del diseño, el ingeniero de campo verifica en el pozo que los materiales recibidos correspondan al diseño, por lo cual se deben de tomar en cuenta los siguientes aspectos:

- Revisar las especificaciones de los accesorios.
- Verificar circulaciones y reología del fluido de control.
- Revisar probables resistencias con la barrena.

2.4.2 Cementación forzada

La cementación forzada es un proceso mediante el cual, la lechada de cemento es inyectada o forzada hacia la formación a través de los disparos o roturas en la tubería de revestimiento, a una presión mayor a la que ejercen los fluidos contenidos en ella, los cuales son desplazados a su interior sin romper o fracturarla. (Nelson, 1990)

La lechada de cemento es sometida a una presión diferencial contra el medio poroso de la formación, lo que resulta en un proceso de filtración de la fase acuosa y los productos miscibles en ella hacia la matriz de la roca, mientras que los sólidos de la mezcla se depositan en el exterior de esta, lo que forma un enjarre y que con el paso del tiempo se consolida. (Dwight, 1990)

La siguiente figura, esquematiza la formación de nodos de cemento que se van formando cuando la lechada es inyectada y pierde la fase acuosa por la filtración de esta hacia la formación.

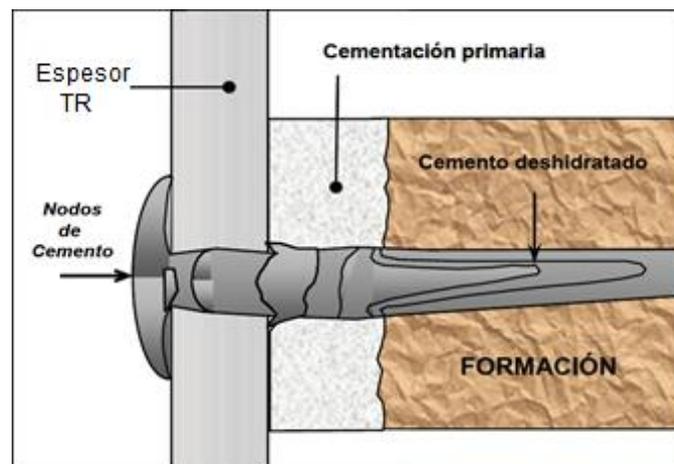


Figura no. 9, "Esquemización de la inyección de cemento en una perforación de la TR", diplomado de cementaciones forzadas PEP.

La velocidad de la formación del enjarre está en función de:

- Permeabilidad de la formación.
- Presión diferencial aplicada.
- El tiempo.
- Capacidad de la lechada a perder fluido a condiciones de pozo.

La deshidratación de una lechada de cemento está en función de la velocidad de pérdida del agua de esta.

Cuando una lechada de cemento es inyectada contra una formación con baja permeabilidad, la deshidratación de la lechada es lenta, debido a que la velocidad de pérdida de filtrado es baja, por lo contrario, en formaciones de alta permeabilidad, la deshidratación de la lechada es rápida, debido a que la velocidad de pérdida de filtrado es alta.

La siguiente figura esquematiza el proceso de deshidratación de la lechada de cemento en función a la velocidad de pérdida de filtrado en la formación.

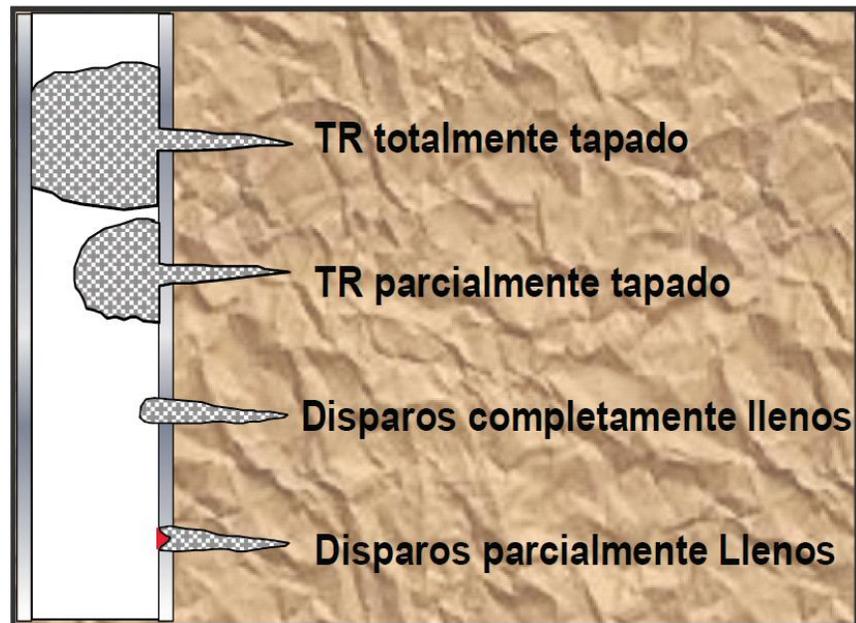


Figura no. 10, "Esquematización del efecto de la pérdida de filtrado en la formación", Diplomado de cementaciones forzadas PEP.

2.4.2.1 Aplicaciones

La cementación forzada tiene diversas aplicaciones durante las fases de perforación y terminación, entre las que destacan:

- Reparar un trabajo de cementación primaria que falló debido a que el cemento dejó un canal de lodo originando una canalización o cuando una insuficiente altura fue cubierta con cemento.
- Eliminar la entrada de agua de la zona inferior y superior, dentro de una zona de hidrocarburos.
- Reducir la relación de gas aceite por aislamiento de la zona de gas, de un intervalo adyacente al intervalo de aceite.
- Reparar una fuga en la tubería de revestimiento debido a la corrosión de esta en zonas expuestas.
- Taponar todo o parte de una zona o más de un pozo inyector con zonas múltiples, de tal forma que la dirección de los fluidos inyectados sea la deseada.
- Sellar zonas de pérdida de circulación.
- Evitar la migración de fluidos entre las zonas productoras y no productoras de hidrocarburos.

La cementación forzada es necesaria por muchas razones, pero probablemente el uso más importante es el de aislar la producción de hidrocarburos de aquellas formaciones que producen otros fluidos.

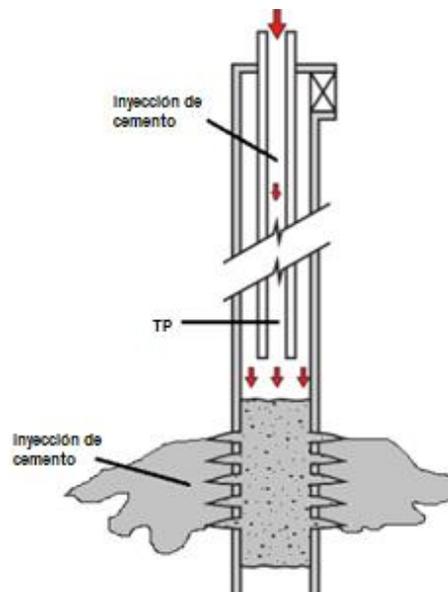


Figura no. 11, "Cementación forzada con TP franca", 100 años de perforación en México.

El elemento clave de una cementación forzada es la colocación del cemento en el punto deseado o en puntos necesarios para lograr los objetivos establecidos. Puede ser descrita como el proceso de forzar la lechada de cemento dentro de los agujeros en la tubería de revestimiento y las cavidades detrás del mismo. Los problemas que soluciona una cementación forzada se relacionan con el objetivo de aislar zonas productoras o problemáticas.

Algunas veces es difícil determinar por qué algunos pozos son reparados exitosamente con una sola operación de cementación forzada, mientras que otros en el mismo campo, requieren varias operaciones.

Existen ciertos fundamentos para la apropiada comprensión y aplicación de cementación forzada. Una cementación forzada diseñada de forma adecuada tiene como resultado la construcción de un sello sobre los agujeros abiertos en la formación y la tubería de revestimiento, dicho enjarre forma una pared casi impermeable.

Para llevar a cabo los trabajos de cementación a presión, casi siempre se requiere del empleo de un empacador recuperable o permanente, según sea el caso con el objetivo de aislar el espacio anular del pozo, por medio de este se deja directamente comunicada la zona donde se requiere hacer la inyección del cemento con la sarta de trabajo, se obtiene un rango mayor en la presión de operación y mayor seguridad de confinamiento de la lechada.

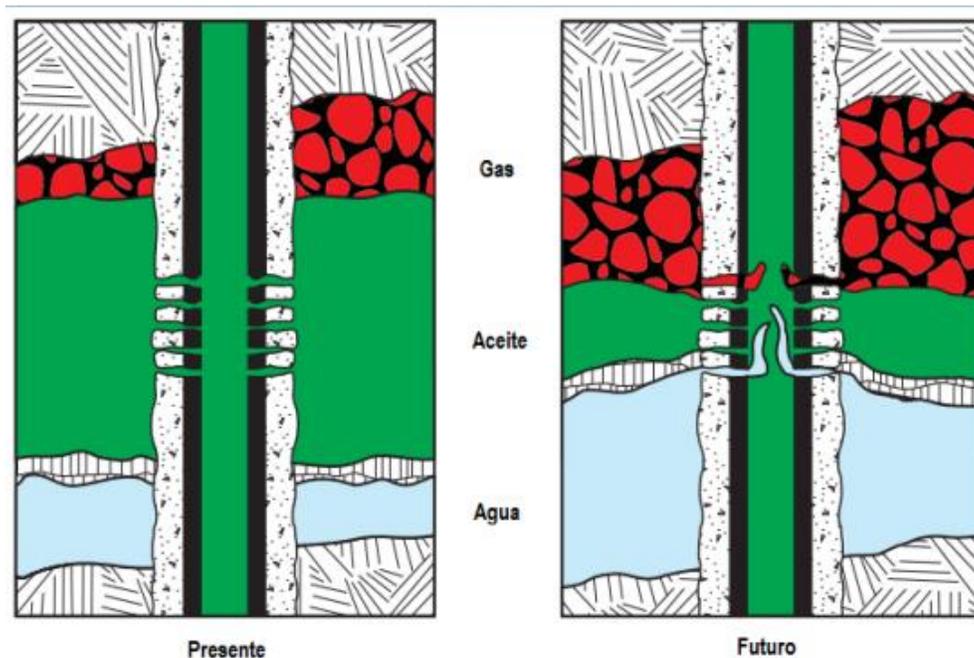


Figura no. 12, "Migración de fluidos entre zonas", 100 años de perforación en México.



2.4.3 Tapones de cemento

Los tapones de cemento se conocen como la técnica balanceada de colocación de un volumen relativamente pequeño de cemento a través de una tubería de perforación o producción, o con ayuda de herramientas especiales en una zona determinada, en un agujero descubierto o tubería de revestimiento.

Su finalidad es la de proveer un sello en contra del flujo vertical de los fluidos o proporcionar un soporte para el desvío de la trayectoria del pozo. (*Preston, Drilling Practices Manual, 1986*)

2.4.3.1 Objetivos

Los tapones que son colocados dentro de los agujeros entubados se utilizan para:

- Abandonar intervalos depresionados
- Proteger temporalmente el pozo
- Establecer un sello y abandonar el pozo
- Proveer un punto de desvío

Los tapones que están en agujeros descubiertos se colocan para:

- Abandonar la parte inferior del pozo
- Aislar la zona para prueba de formaciones
- Abandonar capas de formación indeseables
- Sellar zonas de pérdida de circulación
- Iniciar perforación direccional y en ambos casos abandonar objetos dejados en el pozo y que no son recuperables

2.4.3.1.1 Taponamiento de zonas aisladas

Cuando se utiliza un tapón de cemento para aislar zonas esto puede servir a diferentes objetivos:

- Se evita la migración de fluido hacia arriba por la tubería o el espacio anular aislando una zona de alta presión de una zona de presión más baja. La migración de fluido puede ocasionar pérdida de producción o un incremento de costos operativos.
- Evita que los fluidos dañinos penetren a la formación de explotación. La alta presión de una cementación forzada realizada por arriba de la zona productora puede forzar al cemento o a los fluidos del pozo hacia la zona, ocasionando daños y pérdida de producción.

- Se aísla una zona superior al formar un nuevo fondo del pozo a partir del cual se pueden llevar a cabo distintos tipos de pruebas o continuar con la perforación según sea el caso. El tapón elimina las posibilidades de que la tubería se inserte por debajo del ensamble de prueba.
- Puede utilizarse para bloquear un área problemática. Por ejemplo, un tapón de cemento permanente puede colocarse por arriba de la zona agotada sin afectar las zonas de explotación por arriba del tapón.

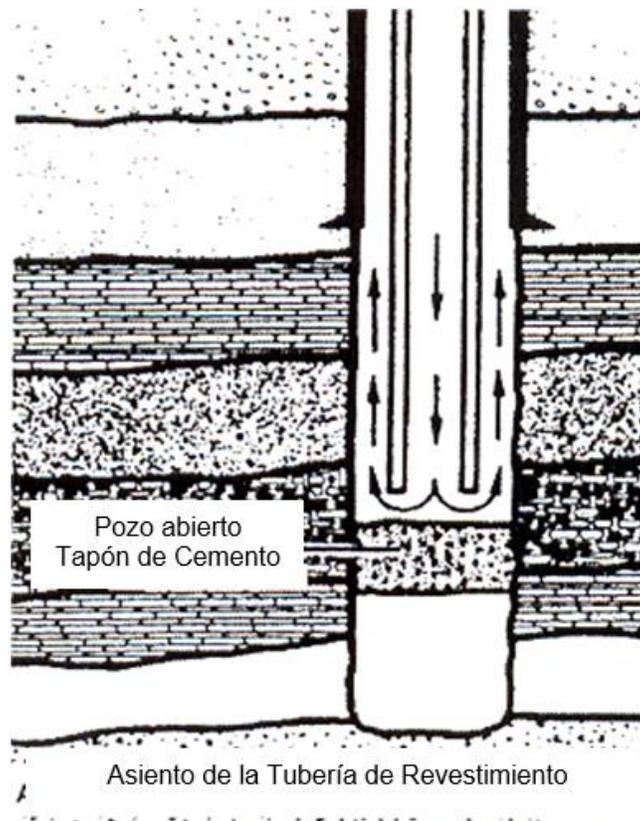


Figura no. 13, "Tapón de cemento utilizado para aislamiento de zona", Manual de perforación de pozos PEP.

2.4.3.1.2 Taponamiento para detener la pérdida de circulación

En algunas ocasiones se aplica un tapón de cemento durante las operaciones de perforación o cementación para detener la pérdida de circulación.

La pérdida de circulación generalmente ocurre en formaciones porosas o fracturadas, debido a que los fluidos de perforación o las lechadas de cemento fluyen hacia las fracturas.

Un tapón de cemento ayuda a combatir este problema debido a que antes de que el tapón de cemento fragüe, se desplaza hacia las cavidades bloqueándolas como se muestra en la siguiente figura.



Figura no. 14, "Tapón de cemento para detener la pérdida de circulación", Manual de perforación de pozos PEP.

Puede correrse un tapón con espaciadores que contengan químicos especiales que bloqueen el flujo del agua. En casos severos, se puede utilizar cemento tixotrópico o gilsonita para bloquear la zona de pérdida de circulación.

2.4.3.1.3 Taponamiento para perforación direccional

En algunas ocasiones no se realiza o no se puede llevar a cabo la perforación vertical. Tal vez un objeto se encuentra bloqueando la trayectoria hacia abajo, el pozo está desviado o se desea perforar hacia un objetivo que está a un lado del pozo.

La perforación direccional o la desviación se lleva a cabo aplicando el tapón, y después rotando la barrena retirándola del tapón en otra dirección, por lo tanto, cuando se utiliza de esta forma el tapón de cemento se conoce como tapón de desviación.

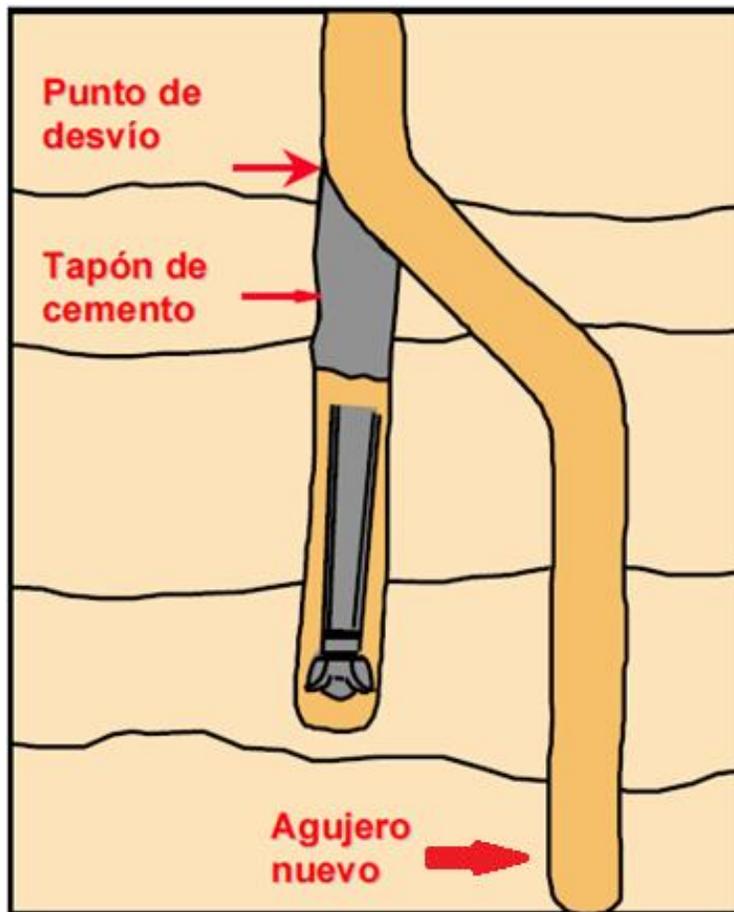


Figura no. 15, "Taponamiento para perforación direccional", Guía diseño de cementaciones.

2.4.3.1.4 Taponamiento para abandono del pozo

Cuando se abandona un pozo seco o agotado, parte de la tubería de revestimiento que se dejó no cementada puede extraerse del pozo, lo cual deja zonas de agua dulce desprotegidas. En suma, pueden descubrirse zonas de alta presión, esto permite que el fluido migre a la superficie y cause condiciones de superficie desfavorables.

En el pasado, los pozos se taponeaban para su abandono con cualquier material, que podía ser desde vainas de semilla de algodón hasta madera triturada.

Sin embargo, esos materiales no aislaban las zonas o prevenían la migración de fluido. En la actualidad, los gobiernos federales y estatales han establecido reglas para el taponamiento de pozos y para su abandono. Aunque las reglas varían, los tapones de cemento usualmente se aplican como:

- A través y por arriba de zonas potenciales de explotación petrolera y gas.
- Por arriba y por debajo de zonas de agua dulce.
- Por arriba y por debajo de la parte inferior de cualquier tubería de revestimiento que se haya dejado en el pozo.
- A nivel del suelo



Figura no. 16, "Tapones de cemento utilizados para el abandono del pozo", Manual de perforación de pozos PEP.

2.4.3.2 Tipos de tapón

Debido a las diversas funciones y los diversos objetivos que se tienen durante la colocación de un tapón, se crearon diversos tipos de tapones, que favorecieron las operaciones conforme a las necesidades de las formaciones.

Los tipos de tapón son:

- Tapón de desvío
- Tapón de abandono
- Tapón por pérdida de circulación
- Tapón por pruebas de formación

2.4.3.2.1 Tapón de desvío

Este tapón es colocado en la zona donde una perforación direccional no alcanza el ángulo o la dirección correcta de perforación en una formación suave, por lo cual este permite alcanzar el objetivo deseado, además cuando una operación de pesca no se puede llevar a cabo por diferentes motivos, la única solución es hacer el desvío por encima del pez.

Un buen tapón de desvío depende de su alto esfuerzo compresivo, las lechadas de agua reducidas con dispersantes alcanzan densidades de hasta 2.16 g/cm^3 (18.02 lb/gal) y proveen mejores resultados. La pérdida de filtrado es reducida y tienen mejor resistencia a la contaminación con los fluidos del pozo. La cima del tapón o de inicio de desviación debe colocarse frente a una formación fácilmente perforable, en donde la barrena pueda ser orientada en una nueva dirección sin caer en el agujero original.

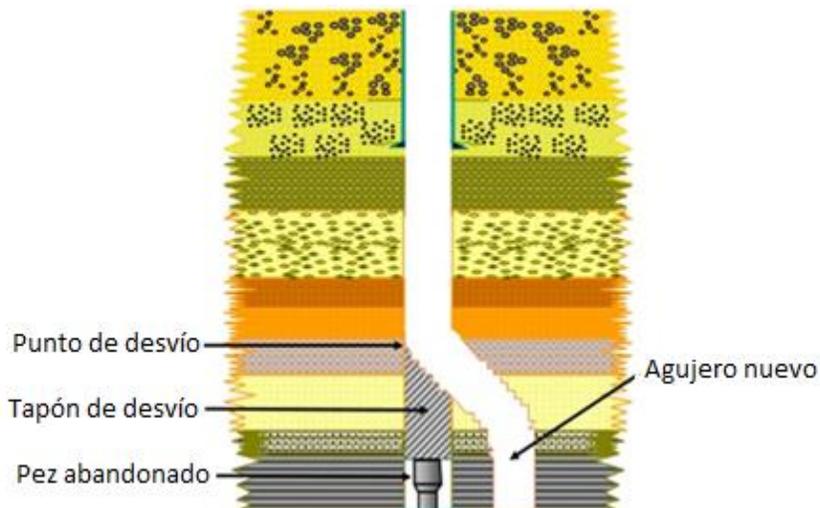


Figura no. 17, "Tapón de desvío", Guía diseño de cementaciones.

2.4.3.2.2 Tapón de abandono

Este tipo de tapón se usa cuando se va a abandonar un pozo y se quiere prevenir la comunicación entre las zonas cercanas al pozo, evitando así la migración de fluidos que podrían contaminar los mantos acuíferos, por esto se colocan varios tapones de cemento a diferentes profundidades.

Estos tapones generalmente se colocan frente a zonas potenciales de alta presión, se inserta un tapón en la zapata de la tubería de revestimiento inmediata y se colocan los tapones necesarios hasta la superficie.

Si se planea abandonar intervalos grandes de agujero descubierto, entonces se requiere la colocación de varios tapones de cemento dentro del agujero.

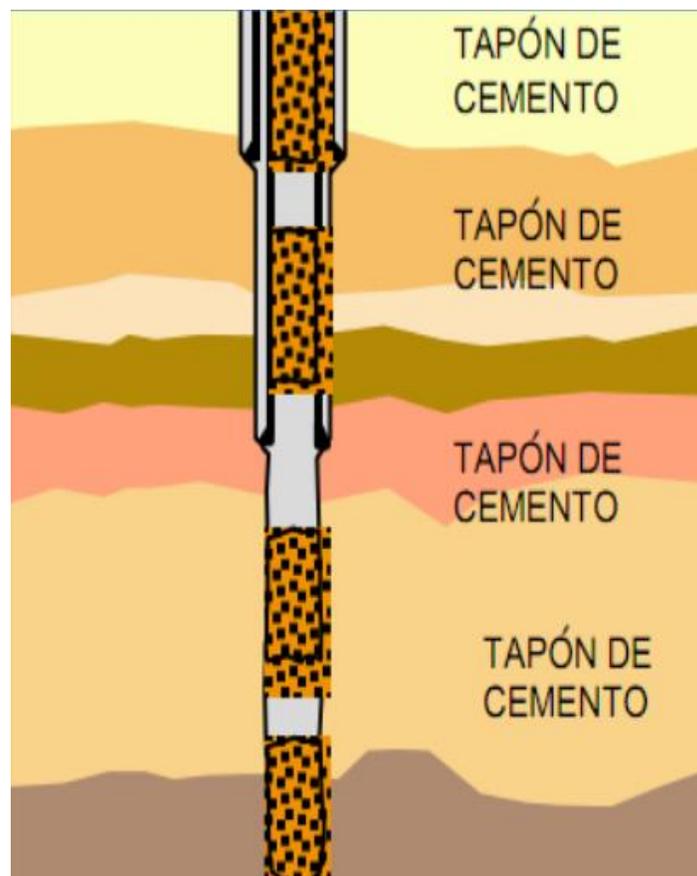


Figura no. 18, "Tapones de abandono", Guía diseño de cementaciones.

2.4.3.2.3 Tapón por pérdida de circulación

La pérdida de fluido de circulación puede ser detenida si se coloca correctamente un tapón de cemento frente a la zona de pérdida, aunque la lechada se puede perder, también puede endurecer y consolidar la formación. Un tapón de cemento también se puede colocar encima de una zona para prevenir su fractura debido a presiones hidrostáticas que pueden desarrollarse durante la cementación de una tubería de revestimiento.

Las lechadas de cemento puro son efectivas para solucionar pérdidas menores y brindan esfuerzos compresivos muy altos. Para cementos más ligeros con mejores propiedades mecánicas se utilizan cementos espumados o con microesferas, estos tienen la ventaja natural de la tixotropía por lo que es menos probable que se pierdan.

Las lechadas tixotrópicas son muy utilizadas, su habilidad para desarrollar geles conforme el movimiento disminuye, ayuda a prevenir pérdidas hacia la formación y libera de presiones hidrostáticas a las zonas débiles.

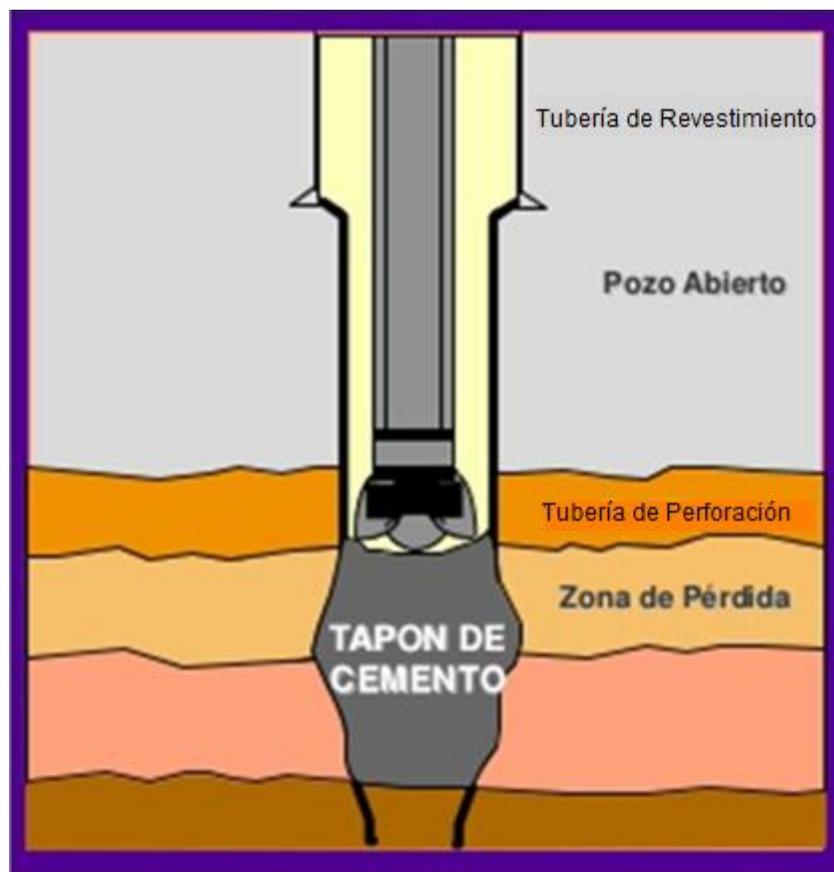


Figura no. 19, "Tapón por pérdida de circulación", Guía diseño de cementaciones.

2.4.3.2.4 Tapón por pruebas de formación

Cuando se tiene programada una prueba de formación y por debajo del intervalo a probar, existe la presencia de una formación suave o débil, o que pueda aportar a la prueba fluidos indeseables, se colocan tapones de cemento para aislar la formación por probar, siempre y cuando sea impráctico o imposible colocar un ancla de pared. Esto permite evitar el fracturamiento de la zona débil.

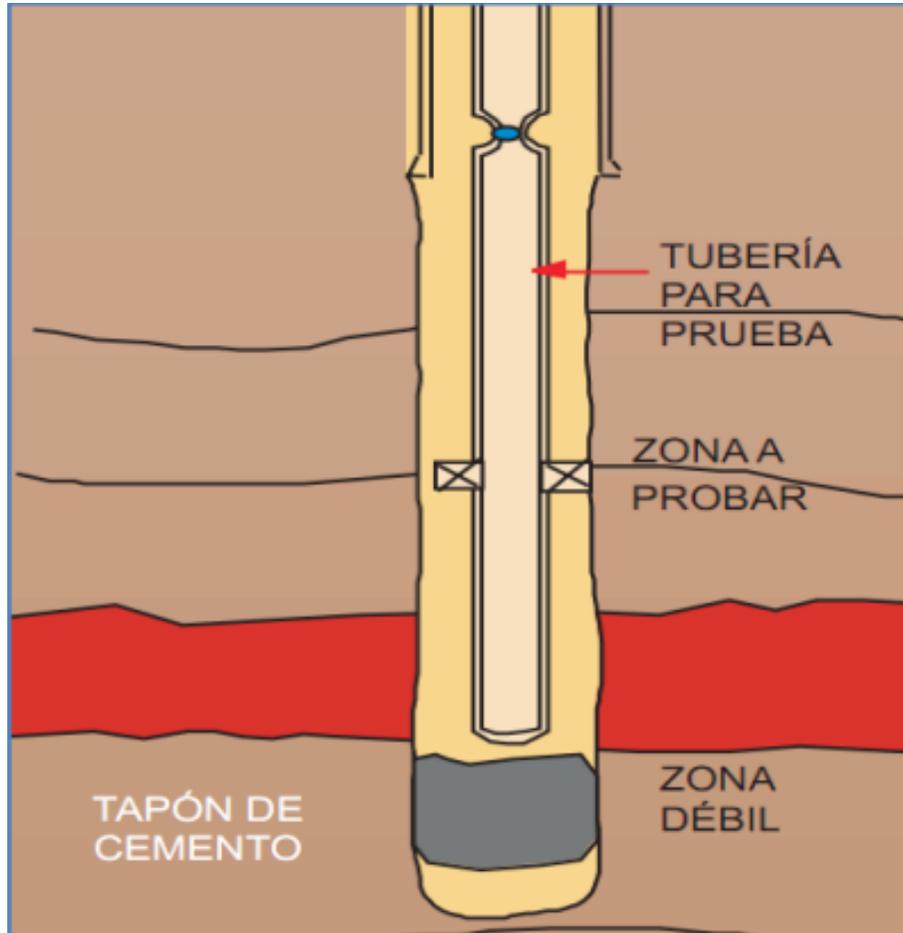


Figura no. 20, "Tapón para pruebas de formación", Schlumberger.

2.4.3.3 Técnicas de colocación de tapones

Existen dos técnicas principales para la colocación de tapones de cementación, los cuales son:

- Método de tapón balanceado
- Método de la cuchara vertedora

2.4.3.3.1 Método del tapón balanceado

Esta técnica es la más utilizada para la colocación de tapones, en primer lugar, se corre una tubería de perforación en el pozo hasta la profundidad donde se quiere colocar la parte inferior del tapón, antes y después de la lechada se bombea un bache espaciador o lavador para evitar que el lodo contamine el cemento.

El volumen del espaciador debe de inyectarse de manera que alcance la misma altura en el anular y en la tubería de perforación, después se inyecta el fluido de desplazamiento hasta la altura donde debe de llegar la parte superior del tapón dentro de la tubería. En muchas ocasiones, el volumen de desplazamiento se disminuye en 1 o 2 bbl, para evitar el reflujó de lodo en el piso del equipo de perforación al desconectar la tubería después del desplazamiento, así como para permitir que el tapón alcance el equilibrio hidrostático.

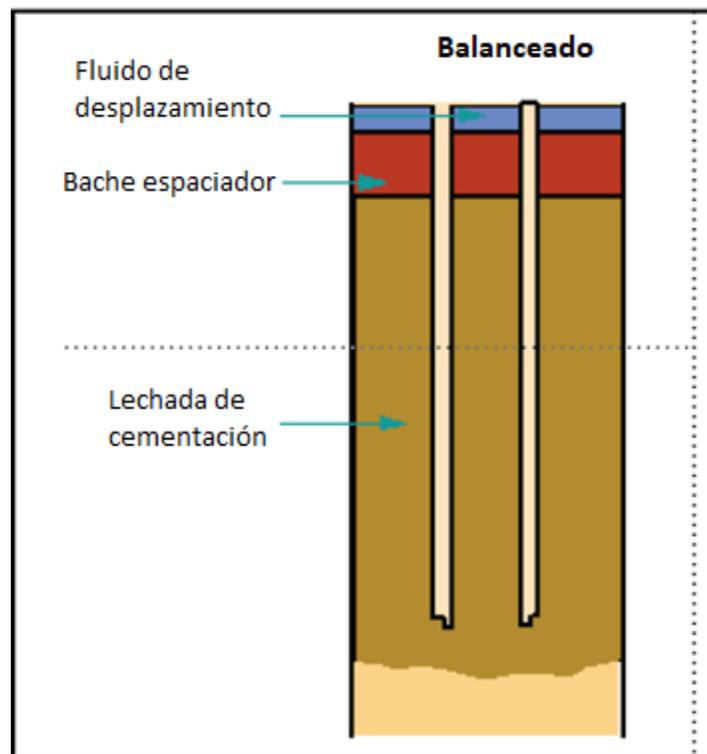


Figura no. 21, "Tapón balanceado", Schlumberger.

Cuando el tapón está balanceado, la tubería se saca lentamente hasta la altura donde debe llegar la parte superior del tapón; el exceso de cemento se circula fuera de agujero.

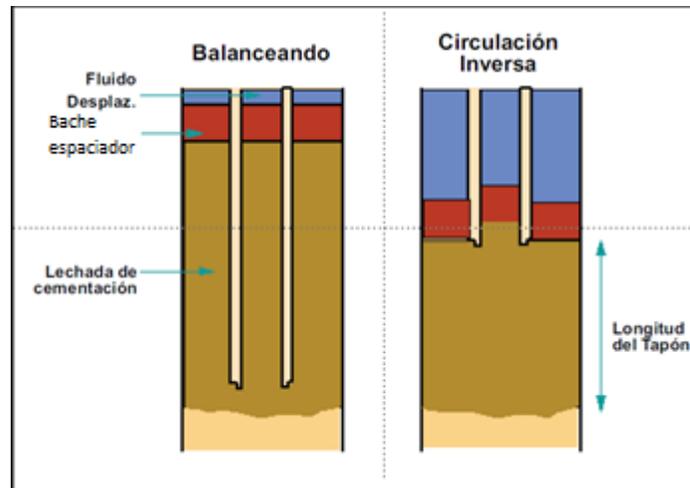


Figura no. 22, "Balanceado / circulación inversa", Schlumberger.

2.4.3.3.2 Método de la cuchara vertedora

En este método, para inyectar el cemento, se corre con cable una cuchara vertedora que contiene la cantidad exacta de lechada, la cuchara se abre a la profundidad deseada, al tocar un tapón mecánico permanente y el cemento se vierte al subir la cuchara.

El método de la cuchara vertedora se utiliza normalmente para colocar tapones a poca profundidad, pero también puede emplearse para mayores profundidades, utilizando sistemas retardados de cemento.

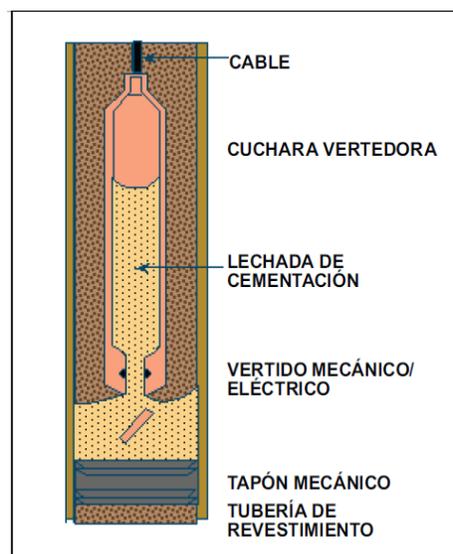


Figura no. 23, "Método de la cuchara vertedora", Schlumberger.



La cuchara vertedora presenta las siguientes ventajas:

- La profundidad del tapón de cementación se puede controlar fácilmente.
- El proceso es relativamente barato.

La cuchara vertedora presenta las siguientes desventajas:

- Es difícil utilizar este método para colocar tapones profundos.
- La cantidad de cemento está limitada a la capacidad de la cuchara vertedora.

2.4.3.4 Procedimiento de colocación de tapones de cementación balanceada

El procedimiento para la colocación de un tapón de cementación es el siguiente:

1. Correr la tubería o tubería de perforación en el pozo hasta la profundidad en la que debe estar situada la parte inferior del tapón de cementación. Circular para acondicionar el lodo y el pozo y garantizar que la temperatura del fondo del pozo coincida con la especificada en el diseño del trabajo.
2. Realizar una prueba de presión de las líneas.
3. Bombear una cantidad del espaciador o lavador antes de inyectar la lechada de cementación.
4. Mezclar y bombear la lechada de cementación, si el volumen de lechada lo permite, aplique una mezcla por baches.
5. Bombear el resto del espaciador o lavador detrás de la lechada de cementación. El volumen de estos componentes debe calcularse para equilibrar el tapón de cementación.
6. Desplazar la cantidad calculada de fluido de desplazamiento.
7. Por motivos de seguridad, disminuir el volumen de desplazamiento entre $\frac{1}{2}$ bbl y 1 bbl.
8. Subir la tubería de perforación varios metros arriba de la cima del cemento. (Observe si se produce algún retorno al quebrar TP)
9. Efectuar circulación inversa, si las condiciones lo permiten, para limpiar el pozo.
10. Sacar la tubería del pozo y espere a que el cemento fragüe. (*Schlumberger, 1997*)



CAPÍTULO III

REPARACIONES MAYORES Y MENORES

El mantenimiento y reparación a pozos es uno de los temas más importantes a los que se enfrenta la industria petrolera debido a los problemas a los que se presentan los pozos dependiendo de sus características, las propiedades de los fluidos y las propiedades de la formación productora.

El término reparación se refiere a una variedad de operaciones correctivas realizadas en un pozo a fin de mantener, restaurar o mejorar su producción. La reparación de un pozo es un proceso que se lleva a cabo después de la perforación y de la terminación que en conjunto son las operaciones que tienen como fin comunicar a la formación productora con la superficie teniendo como objetivo optimizar, rehabilitar o mejorar la productividad de un pozo y de esta manera obtener hidrocarburos al menor costo.

Después del conjunto de operaciones mencionados, comienza el declive de producción del pozo, con esto se hacen reparaciones con el fin de aprovechar hasta el último recurso y lograr hacer el abandono de la forma más sencilla y adecuada, este proceso es llamado reparación, existen dos tipos de reparaciones los cuales son:

- Reparaciones menores
- Reparaciones mayores

3.1 Reparaciones menores

Las reparaciones menores son trabajos de rehabilitación de los pozos cuyo objetivo es corregir fallas en el estado mecánico del pozo y restaurar u optimizar las condiciones de flujo del yacimiento, pero sin modificar las propiedades petrofísicas de la zona productora o de interés.

A continuación, se enumeran las operaciones más comunes de mantenimiento menor a pozos:

- Limpieza del pozo en aparejo de producción o inyección.
- Corrección de anomalías de tubería de revestimiento.
- Inducciones.
- Mantenimiento a conexiones superficiales.
- Estimulaciones matriciales



3.1.1 Limpieza de pozo

Se ha comprobado que los cambios de temperatura, presión, composición química del aceite y el contacto con sustancias de bajo pH propician desequilibrio y la consecuente precipitación de sustancias asfálticas y parafinitas, presentes en mayor o menor proporción, que se depositan dentro de la tubería, obturándola parcial o totalmente.

A su vez el movimiento natural de las partículas de arena en el fondo del pozo, cuando un fluido es producido, es indudablemente un problema de producción primaria de la mayoría de los campos petroleros en el mundo, exceptuando los campos maduros, las arenas bien consolidadas o carbonatos.

Los problemas que generan la precipitación de parafinas y/o asfáltenos y el arenamiento en el pozo se pueden evitar con la limpieza del pozo estas pueden ser la limpieza del aparejo de producción o a el fondo del pozo.

3.1.1.1 Limpieza del aparejo de producción

Existen tres métodos para la remoción de precipitados de materia orgánica son los siguientes:

- Mecánicos
- Térmicos
- Químicos

Sin embargo, en ocasiones se emplean combinaciones de estos. La selección de uno u otro método para la remoción de un depósito en particular depende de las características de este y del lugar donde se encuentre.

Dependiendo de la magnitud del depósito, pueden emplearse los métodos mecánicos. Básicamente estos consisten en el raspado físico de la tubería empleando herramientas. Estas herramientas son sostenidas por una línea de acero desde la superficie y aplicando un movimiento de vaivén se logra raspar a la tubería y remover el depósito.

La aplicación de métodos térmicos consiste en la inyección de fluidos (agua, aceite o vapor) a alta temperatura, por el espacio anular adicionando un agente químico solvente.

Es necesario aclarar que un agente químico puede ser sumamente efectivo para ciertos crudos, mientras en otros no. La razón de este comportamiento es la interacción entre las fracciones pesadas del crudo y los componentes activos del agente.

3.1.2 Corrección de anomalías de tubería de revestimiento

Las principales fallas observadas en las TR son desprendimiento, ruptura o colapso. Las causas que las originan pueden ser fatiga o desgaste, efectos de corrosión o esfuerzos excesivos sobre la TR.

Este tipo de anomalías son de alto riesgo y pueden ocasionar la pérdida del pozo.

Existen dos formas de resolver este problema:

- Efectuando una recementación a la anomalía utilizando un empacador recuperable o un retenedor de cemento, rebajando y finalmente probando hasta asegurar que está obturado.
- Aislando la anomalía con una TR de menor diámetro.

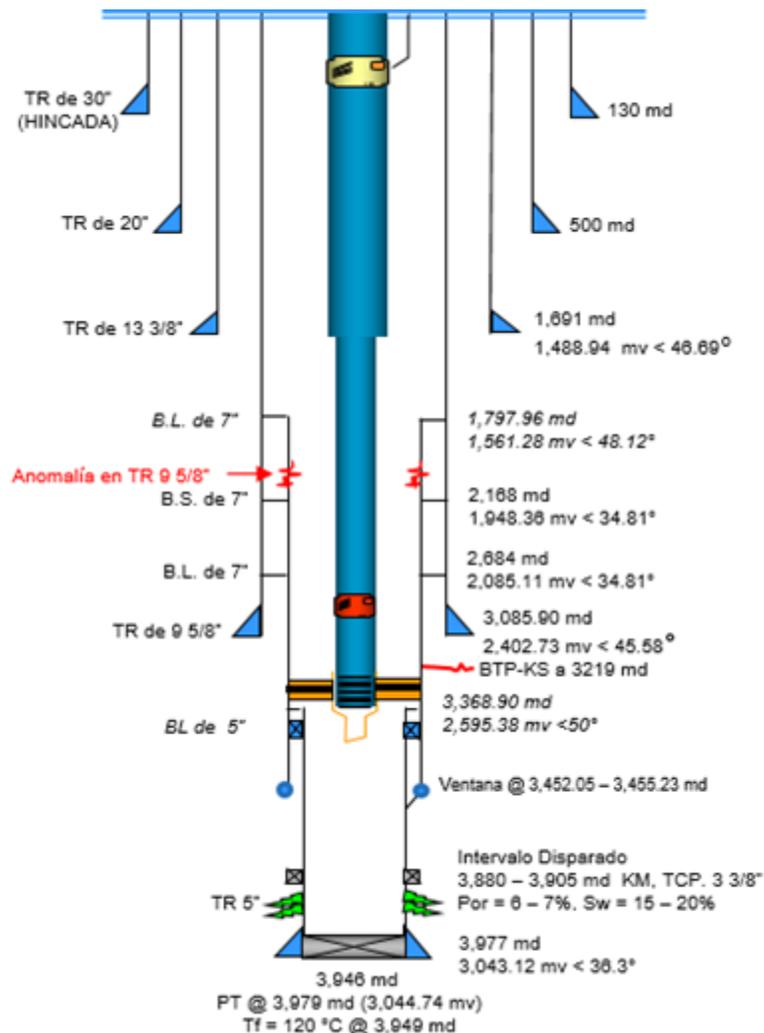


Figura no. 24, "Estado mecánico de corrección de anomalías de TR".



3.1.3 Inducciones

Cuando los hidrocarburos producidos por la formación no llegan por sí mismo a la superficie, se realizan varias actividades para disminuir la presión hidrostática a favor del yacimiento y permitir que éstos se manifiesten. Estas secuencias operativas se denominan métodos de inducción.

Podemos encontrar varios métodos para inducir un pozo, la aplicación de cada método dependerá de las características y el estado mecánico del pozo. Los más comunes son los siguientes:

- Inducción mecánica
- Inducción por desplazamiento, a través de la camias o válvula de circulación
- Inducción por empuje o implosión
- Inducciones con tubería flexible (TF)

3.1.4 Mantenimiento a conexiones superficiales

Los lineamientos en seguridad y protección ambiental exigen que los pozos cuenten con conexiones superficiales en óptimas condiciones.

Con la operación y el paso del tiempo estas se van deteriorando, requiriendo inicialmente mantenimiento preventivo, hasta llegar finalmente al mantenimiento correctivo que es cuando se sustituye el accesorio o elemento.

Esta labor también se contempla como de mantenimiento menor y puede efectuarse de acuerdo al riesgo y necesidades implícitas en la operación utilizando equipo convencional o herramientas especiales.

Así podemos contar entre estas operaciones principalmente cambio de cabezal, de medio árbol de válvulas, solo de válvulas, de yugos opresores de colgador de tubería y de anillos metálicos.



3.1.5 Estimulaciones matriciales

Una estimulación de un pozo se define como el proceso mediante el cual se restituye o se crea un sistema extensivo de canales en la roca productora de un yacimiento que sirve para facilitar el flujo de fluidos de la formación al pozo, o de este a la formación. Esta consiste en inyectar fluidos de tratamiento a gasto y presiones por debajo de la presión de fractura, con la finalidad de remover el restableciendo lo mejor posible las condiciones de flujo.

Los objetivos de la estimulación son: para pozos productores, incrementar la producción de hidrocarburos; para pozos inyectoros, aumentar la inyección de fluidos como agua, gas y vapor, y para procesos de recuperación secundaria y mejorada, optimizar los patrones de flujo.

El éxito de este tipo de operaciones depende principalmente de la selección apropiada del fluido de tratamiento. El proceso de selección de un fluido es en lo general muy complejo, debido a muchos parámetros involucrados que varían ampliamente.

La selección del fluido óptimo, es decir, aquel que reporte mayores ventajas para la solución de un problema dado, debe basarse en la consideración de todos los parámetros relevantes como son: la mineralogía de la formación, la identificación y evaluación del daño, la experiencia que se tiene en el área, los resultados de pruebas específicas de laboratorio, etcétera.

Dependiendo de la interacción entre las soluciones y el tipo de daño presente en la roca, la estimulación matricial se divide en dos grandes grupos:

- La estimulación matricial no reactiva (o no ácida).
- La estimulación matricial reactiva (acidificación matricial)

En el caso de que el tipo de daño no se logre identificar plenamente, la estimulación matricial no reactiva no debe aplicarse, solo quedando indicada la estimulación matricial reactiva. Esto debido a que existe la posibilidad de utilizar fluidos de estimulación contraindicados, corriendo el riesgo de no remover el daño, y si de agravarlo.



3.1.5.1 Estimulación matricial no reactiva

Esta estimulación es en la cual los fluidos de tratamiento no reaccionan químicamente con los materiales o sólidos de la roca. En este caso se utilizan principalmente soluciones oleosas o acuosas, alcoholes o solventes mutuos, con aditivos, principalmente surfactantes.

Estas estimulaciones comúnmente se emplean para remover daños por bloqueos de agua, aceite o emulsión; daños por pérdida de lodo, por depósitos de orgánicos, etc. Si el daño no es identificado en la formación no se debe de aplicar la estimulación matricial no reactiva.

La acción de la estimulación matricial no reactiva concierne principalmente con la alteración de las fuerzas retentivas de los fluidos en la roca; manifiestas en los fenómenos de tensión superficial e interfacial, mojabilidad y capilaridad. El éxito de estos tratamientos consiste en la buena selección del surfactante.

3.1.5.2 Estimulación matricial reactiva

La estimulación matricial reactiva o acidificación matricial, consiste en la inyección a la formación soluciones químicas a gastos y presiones inferiores a la presión de fractura de la roca. Estas soluciones reaccionan químicamente disolviendo materiales extraños a la formación y los propios sólidos de la roca.

El objetivo principal de esta técnica es remover el daño ocasionado en las operaciones de perforación y terminación en la vecindad del pozo y eliminar obstrucciones en el mismo. Adicionalmente, en formaciones de alta productividad la acidificación matricial no sólo se emplea para remover el daño, sino también para estimular la productividad natural del pozo. Este incremento se debe al aumento de la permeabilidad natural de la formación, al lograr disolver parte de los sólidos de la roca.

La estimulación ácida consiste en inyectar a la formación un fluido que reacciona químicamente con los minerales sólidos contenidos en la roca.



3.2 Reparaciones mayores

Es la intervención al pozo que implique la modificación sustancial y definitiva de las condiciones y/o características de flujo de la zona productora o de inyección.

Este tipo de operación tienen un alto costo y presentan producción diferida, por lo cual, la selección del pozo candidato tienen una gran importancia, así como un análisis y un buen diagnóstico de la problemática a la que se enfrenta.

Algunas de estas actividades son:

- Reacondicionamientos de aparejos de producción o inyección
- Cambios de aparejo o empacador por comunicación o daño
- Limpieza en el fondo del pozo
- Fracturamientos hidráulicos y/o ácidos
- Cambios de intervalos productores
- Redisparo

3.2.1 Reacondicionamiento de aparejos de producción

Durante la explotación de los yacimientos la optimización en la recuperación de los hidrocarburos es un factor importante, ya sea por energía propia del yacimiento o con ayuda de sistemas artificiales de producción, el correcto funcionamiento del pozo es de vital importancia para dicha optimización.

El aparejo de producción es un conjunto de accesorios y tuberías que se introducen al pozo para que los hidrocarburos producidos por los intervalos abiertos fluyan de manera controlada.

Existen diferentes tipos de aparejos de producción entre los más usuales podemos mencionar:

- Fluyentes
- Inyectores
- De bombeo neumático
- De bombeo mecánico
- De bombeo electro-centrífugo sumergible
- De bombeo de cavidades progresivas
- Sarta de velocidad
- Con embolo viajero



CAPÍTULO III. REPARACIONES MAYORES Y MENORES



Seleccionar, diseñar e instalar un aparejo de producción es una parte crítica en cualquier programa de operación durante la intervención, ya sea en la terminación y/o reparación del pozo.

El reacondicionamiento del aparejo de producción consiste en adaptar dicha sarta a las condiciones y requerimientos que requiera el pozo para optimizar la producción, ya sea cambiando el diámetro del aparejo de producción de un pozo fluyente o implementando un sistema artificial de producción.

Los sistemas artificiales de producción son equipos adicionales, que suministran energía adicional a los fluidos producidos por el yacimiento desde una profundidad determinada. Para realizar la selección de un sistema artificial de producción (SAP) es necesario tomar en cuenta el tipo de terminación realizada en el pozo, el tipo de energía disponible, la localización, características de producción, las propiedades de los fluidos, características del empuje predominante en los yacimientos, características de las instalaciones en superficie y problemas de operación entre otros.

3.2.1.1 Aparejos para pozos fluyentes

Un pozo fluyente es aquel que, con la energía propia del yacimiento, es capaz de vencer las caídas de presión que ocurren a través del medio poroso, de las tuberías verticales y de descarga, estrangulador y separador.

Se compone, principalmente de un empacador permanente o recuperable, una válvula de circulación y la tubería de producción. Se emplea si las condiciones de presión del yacimiento son suficientes para hacer llegar los hidrocarburos a la superficie y hacerlos llegar al separador.

El diseño de este tipo de aparejos está sujeto a las condiciones de flujo de los intervalos productores, así como a los programas de explotación del pozo. La siguiente figura muestra un estado mecánico de este tipo, para un pozo costa afuera donde se requiere, además, una válvula de control de presión subsuperficial (válvula de tormenta).

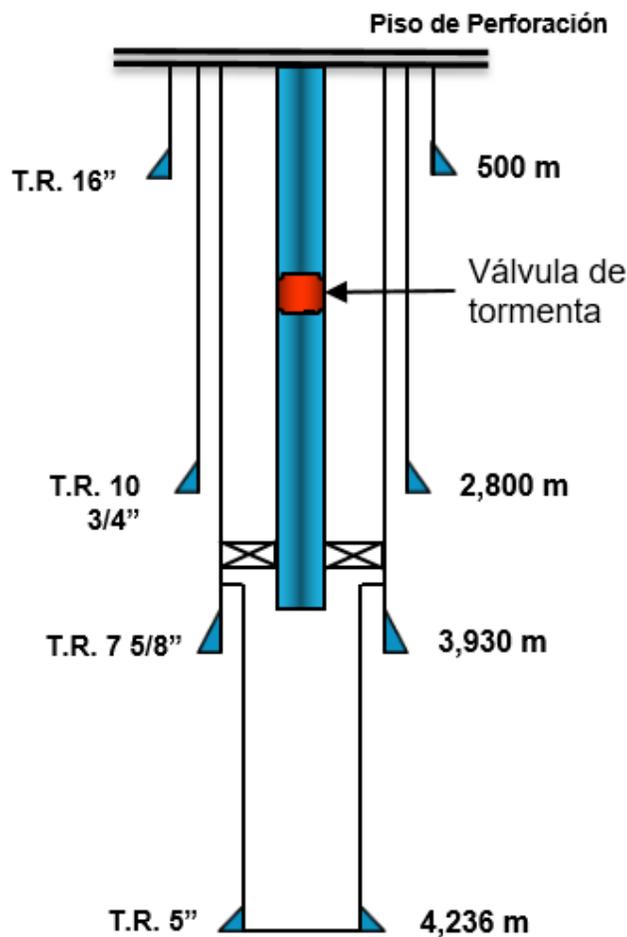


Figura no. 25, "Estado mecánico de un pozo con aparejo fluyente".

3.2.1.2 Aparejos para pozos inyectoros

Su distribución mecánica es semejante a los fluyentes. Constituyen el medio para hacer llegar los fluidos de inyección de la superficie al yacimiento. Se emplean para mantener la energía del yacimiento e incrementar el factor de recuperación de hidrocarburos.

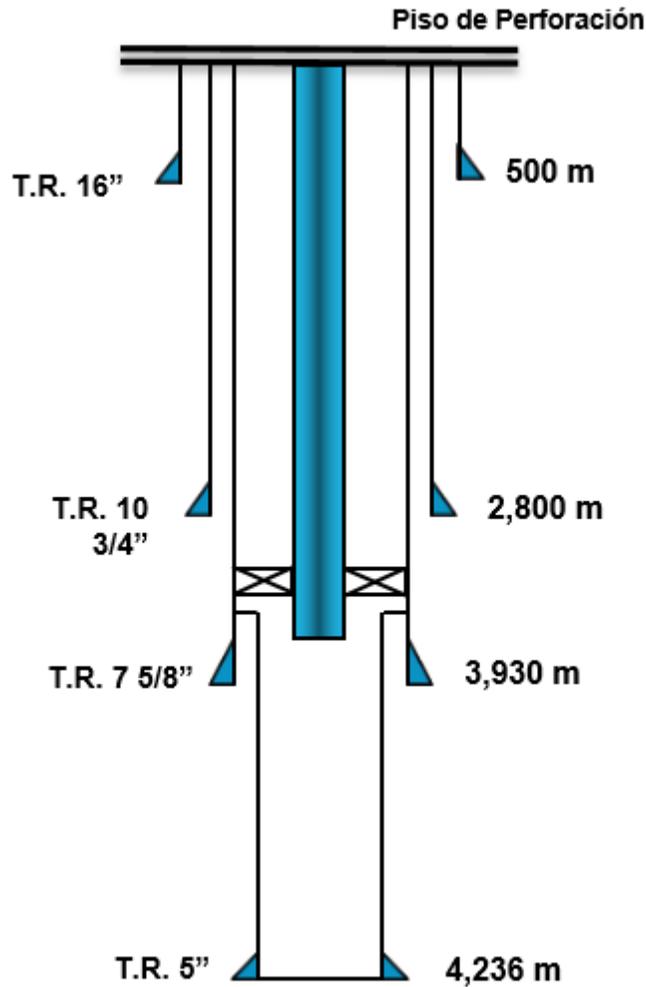


Figura no. 26, "Estado mecánico de un pozo inyector".

3.2.1.3 Aparejos para pozos de bombeo neumático

El bombeo neumático es un método de levantamiento artificial mediante el cual se inyecta continuamente gas a alta presión para aligerar la columna hidrostática en el pozo (flujo continuo) o en forma cíclica para desplazar la producción en forma de tapones de líquido hasta la superficie (flujo intermitente).

Estos aparejos se componen de manera similar a los aparejos de producción fluyentes, la diferencia de que se le instalan válvulas de inyección de gas, distribuidas de manera estratégica en la tubería de producción.

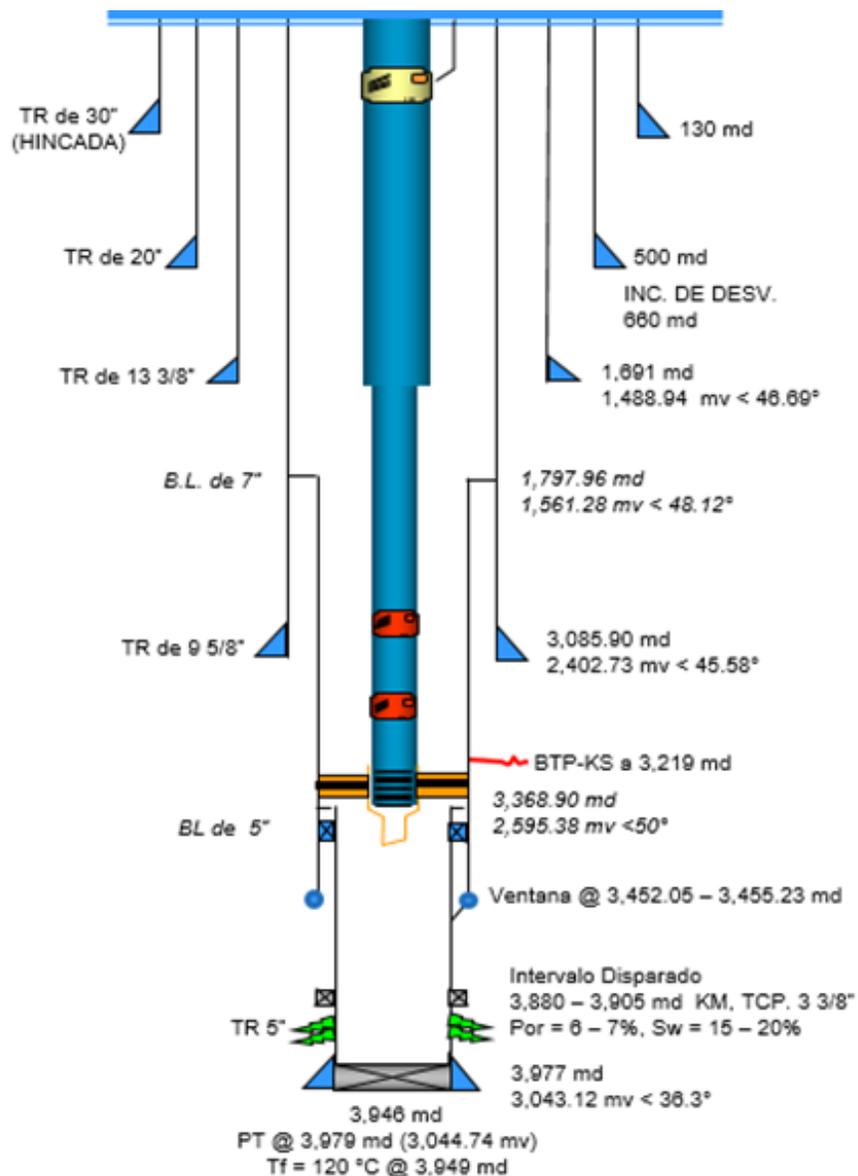


Figura no. 27, "Estado mecánico de un pozo con aparejo de bombeo neumático".

3.2.1.4 Aparejos para pozos de bombeo mecánico

Consiste en instalar en el fondo de la tubería de producción una bomba que succiona aceite debido a un movimiento recíprocante de un émbolo, generado en superficie a través de una sarta de varillas metálicas, por una viga oscilante (balancín) accionada por un motor o unidades superficiales actuadas hidráulica o neumáticamente.

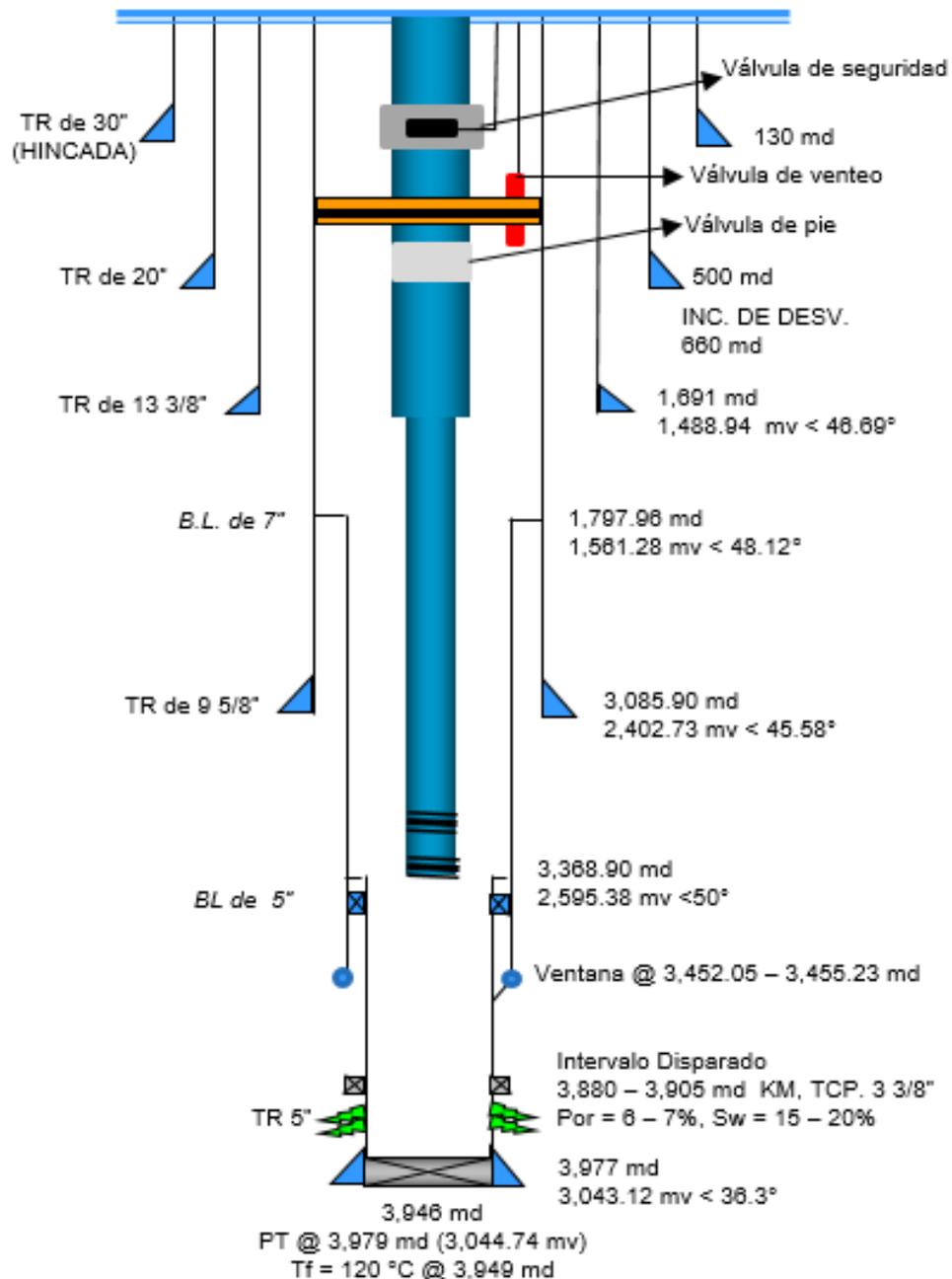


Figura no. 28, "Estado mecánico de un pozo con aparejo de bombeo mecánico".

3.2.1.5 Aparejos para pozos con bombeo centrífugo

Este sistema consiste en extraer los hidrocarburos mediante el equipo eléctrico superficial (transformador, tablero de control, cable superficial) y subsuperficial (bomba centrífuga, motor eléctrico, protector de motor, cable sumergible, separador de gas).

El transformador proporciona el voltaje requerido por el motor, mientras que el tablero controlará que no exista variación en el voltaje y en la corriente eléctrica que será conducida por el cable.

Los accesorios subsuperficiales forman parte del aparejo. El cable conduce la energía eléctrica que acciona el motor de la bomba centrífuga que a su vez envía el líquido a la superficie. El gas libre afecta a la bomba por lo que se requiere instalar un separador de fondo.

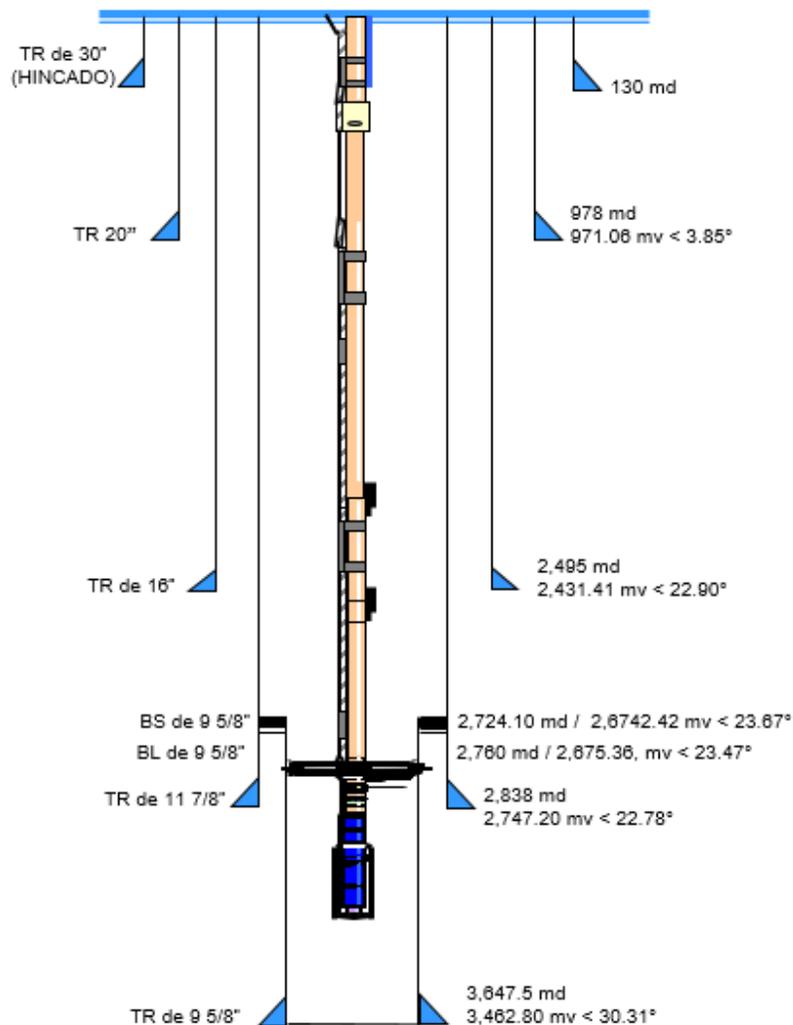


Figura no. 29, "Estado mecánico de un pozo con aparejo de bombeo electro-centrífugo".

3.2.1.6 Aparejo para pozos con sarta de velocidad

Su función es reducir el área efectiva de flujo del pozo sin necesidad de recuperar el aparejo de producción fluyente. Se coloca una tubería flexible colgada dentro de la tubería de producción al mismo tiempo que se bombea gas (N_2), incrementando la energía de los hidrocarburos por efecto de la reducción del área efectiva de flujo.

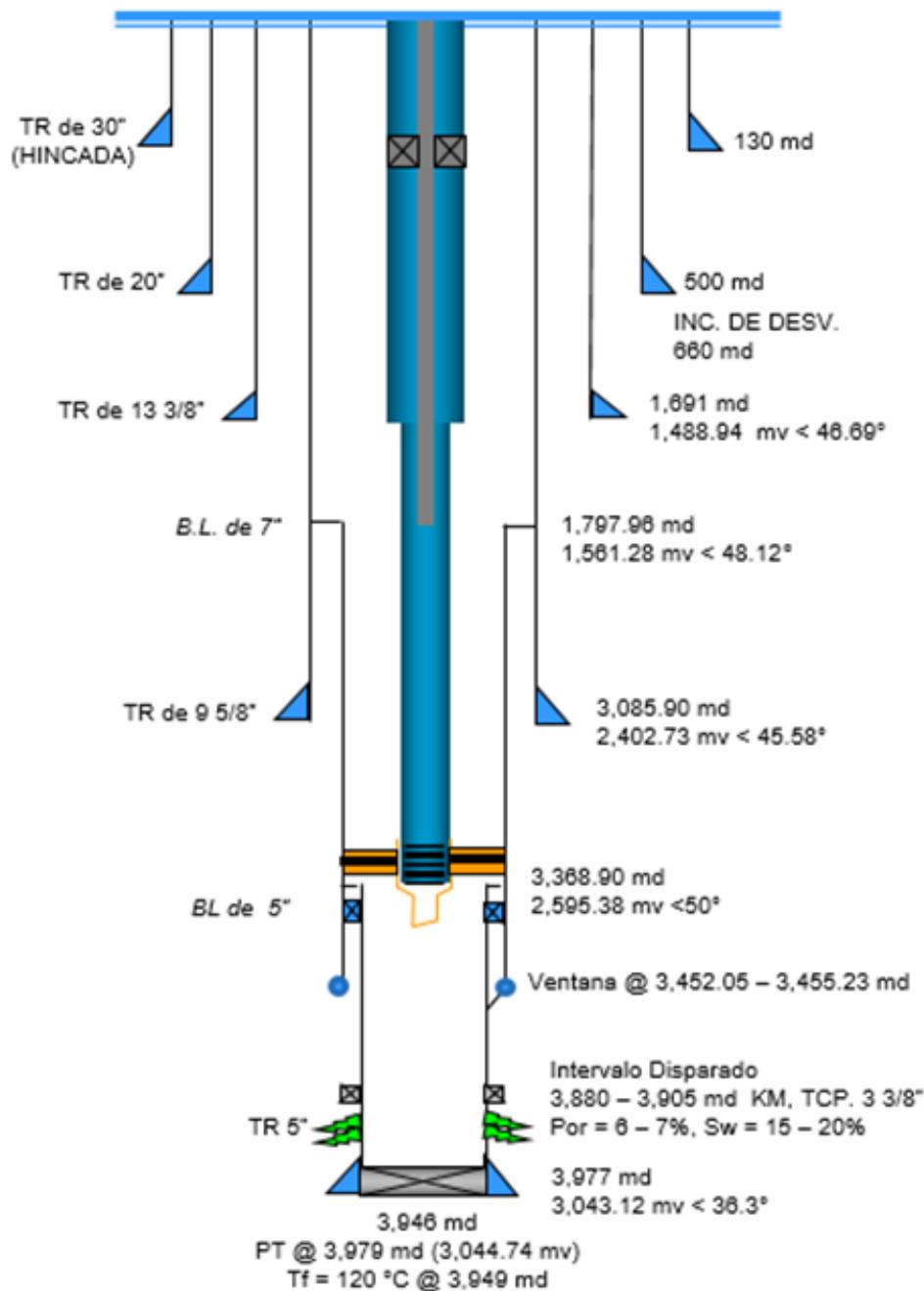


Figura no. 30, "Estado mecánico de un pozo con sarta de velocidad".



3.2.2 Cambios de aparejo o empacador por comunicación o daño

Debido a las condiciones y requerimientos de optimización de la producción de los pozos se hacen presentes una serie de factores que pueden ocasionar fallas o deterioro de alguno de los componentes que constituyen el aparejo de producción. Esta situación puede reducir los niveles de producción o impedir el control eficiente de la explotación.

Entre las principales situaciones donde es necesario remplazar alguno de los componentes de la sarta de producción; están:

- Falla de algunos de los empaques por exceso de esfuerzo tensión o compresión.
- Fugas en el cuerpo de la tubería de producción por defectos de fábrica, falta de torque en las uniones o mal diseño.
- Camisas deslizables que no puede ser abiertas o cerradas por la erosión causada por la arena de la formación.
- Válvula de seguridad que no funciona adecuadamente por erosión causada por la arena de la formación.
- Recuperación de un pescado que no puede ser previamente recuperado mediante trabajos de línea de acero.

La mayoría de estas fallas se resuelve cambiando el aparejo de producción recuperándolo y cambiando la tubería o los accesorios dañados. El empacador, se puede eliminar por molienda o pesca, cuando es permanente, o sacar con el aparejo de producción si es recuperable. Posteriormente se coloca otro, cambiando un poco la profundidad de anclaje, debido a que la tubería de revestimiento en ese punto tiene marcas de cuñas del antiguo empacador o efectos de la molienda.

3.2.3 Limpieza de pozo

Se ha comprobado que los cambios de temperatura, presión composición química del aceite y el contacto con sustancias de bajo pH propician desequilibrio y la consecuente precipitación de sustancias asfálticas y parafinitas, presentes en mayor o menor proporción, que se depositan dentro de la tubería, obturándola parcial o totalmente.

A su vez el movimiento natural de las partículas de arena en el fondo del pozo, cuando un fluido es producido, es indudablemente un problema de producción primaria de la mayoría de los campos petroleros en el mundo, exceptuando los campos maduros, las arenas bien consolidadas o carbonatos.

Los problemas que generan la precipitación de parafinas y/o asfáltenos y el arenamiento en el pozo se pueden evitar con la limpieza del pozo estas pueden ser la limpieza del aparejo de producción o a el fondo del pozo.



3.2.3.1 Limpieza del fondo del pozo

Esta operación consiste en circular un fluido lavador que limpie los sedimentos y escombros del fondo del pozo y llevarlos a la superficie, la operación se puede realizar ya sea con el equipo de reparación o tubería flexible

Con el equipo de reparación se tendría que retirar el aparejo de producción y bajar tubería de perforación para circular el fluido hasta obtener un retorno limpio de fluido circulante e instalar el aparejo de producción.

Con el equipo de tubería flexible no es necesario retirar el aparejo de producción, aunque el tiempo de limpieza se incrementa por el cambio en los volúmenes de circulación, pero se evitan una mayor posibilidad de pescados, ni olvidar hacer previamente un análisis de compatibilidad entre los fluidos de limpieza y los producidos por el pozo.

3.2.4 Fracturamientos

El fracturamiento hidráulico es un método de estimulación de pozos el cual tiene como objetivo principal incrementar la productividad de un pozo, a través de un fracturamiento se puede incrementar las condiciones de flujo hacia el pozo, mediante la apertura de canales de flujo generados por una presión hidrostática que venza la resistencia de la roca, este proceso relaciona tres aspectos de la perforación:

- Presiones de inyección en pozos.
- Pérdidas de circulación.
- Rompimiento de la formación (cementaciones forzadas).

Existen cuatro casos básicamente en los cuales se puede aplicar este método.

1. Cuando el yacimiento se compone de una roca homogénea de baja permeabilidad. En este caso la fractura que se creará puede ser incluso mayor que el radio de drene y ayudará a los fluidos a moverse más rápido a través de ella.
2. Para permitir que los fluidos producidos o inyectados atraviesen un daño profundo. Para este caso se requiere de un tratamiento de bajo volumen, suficiente para conectar al pozo con la formación de permeabilidad inalterada.
3. Cuando la fractura generada actúa como una línea de captación, conectando los sistemas permeables, que, de alguna forma, se encuentran aislados por barreras impermeables.



4. Aplicado en la recuperación secundaria, ayuda en el mejoramiento del índice de inyektividad del pozo, y en la creación de canales de flujo de alta conductividad en el área de drene del pozo productor, incrementando así la eficiencia del proyecto de inyección de gas o de agua.

El proceso consiste en aplicar presión a una formación, hasta que se produce en esta una falla o fractura. Una vez producida la rotura, se continúa aplicando presión para extenderla más allá del punto de falla y crear un canal de flujo de gran tamaño que conecte las fracturas naturales y produzca una gran área de drene de fluidos del yacimiento.

El efecto de incremento de drene de fluidos decrece rápidamente con el tiempo. Esto se debe a que la fisura se cierra y el pozo vuelve a sus condiciones casi originales. Para evitar el cierre de la fractura, se utiliza la técnica de inyectar un apuntalante, el cual actúa como sostén de las paredes abiertas de la fractura. Los granos de arena actúan como columnas, evitando el cierre de la fisura, pero permitiendo el paso de los fluidos de la formación.

Durante el proceso de fracturamiento hidráulico el bombeo del fluido se debe realizar de forma secuencial, primero se bombea un precolchón de salmuera o gelatina lineal, con el objeto de obtener parámetros y poder optimizar el diseño propuesto. Posteriormente se bombea un colchón de gelatina como fluido, el cual produce la fractura y abre la roca lo suficiente como para que pueda ingresar el agente de sostén; luego se realiza el bombeo de tratamiento, que es un fluido cargado con arena, el cual apuntala la fractura y la mantiene abierta.

3.2.5 Cambio de intervalo productor

El cambio de intervalo productor implica cambiar de zona desde la cual se producen los hidrocarburos. Muchos pozos se perforan de tal manera que atraviesan varias zonas productoras, pero solamente una de ellas se pone a producir. Una vez que el intervalo se agota o es económicamente incosteable, se somete a cambiar de intervalo productor aislando la zona ya agotada de tal manera que sea posible poner a producir otra zona productora.

Se realiza mediante el aislamiento del intervalo, de manera temporal o definitiva con tapones mecánicos o de cemento o por medio de cementaciones a presión; y disparando una zona de interés ya sea que se encuentre en la parte superior o inferior del intervalo que se desea aislar.



Es importante comentar que los intervalos de interés se deben de explotar iniciando por el intervalo que se encuentra a mayor profundidad e ir ascendiendo conforme los intervalos se deseen explotar, es decir de abajo hacia arriba.

3.2.5.1 Aislamiento de zonas productoras

Las técnicas existentes para aislar intervalos probados empleando tapones de cemento y tapones mecánicos son los siguientes:

- Usando sarta de trabajo.
- A través de la tubería de producción.
- En agujero descubierto.

3.2.5.1.1 Usando sarta de trabajo

3.2.5.1.1.1 Técnica del tapón balanceado

Consiste en bombear una cantidad determinada de lechada de cemento a través de la tubería de perforación o tubería flexible colocada a la profundidad deseada la cual debe llevar un tubo difusor en la punta. Por recomendación de API, deberá cubrir al menos 30 m arriba y 30 m abajo del intervalo probado o hasta la profundidad inferior la que sea menor. Los volúmenes de los baches lavadores y espaciadores deberán cubrir al menos 50 m cada uno y serán calculados de manera similar a la lechada.

El fluido de desplazamiento se bombea a un gasto de 2 a 3 bls/min, debiendo reducir a 1 o ½ bls/min cuando empiece a salir el cemento por el espacio anular.

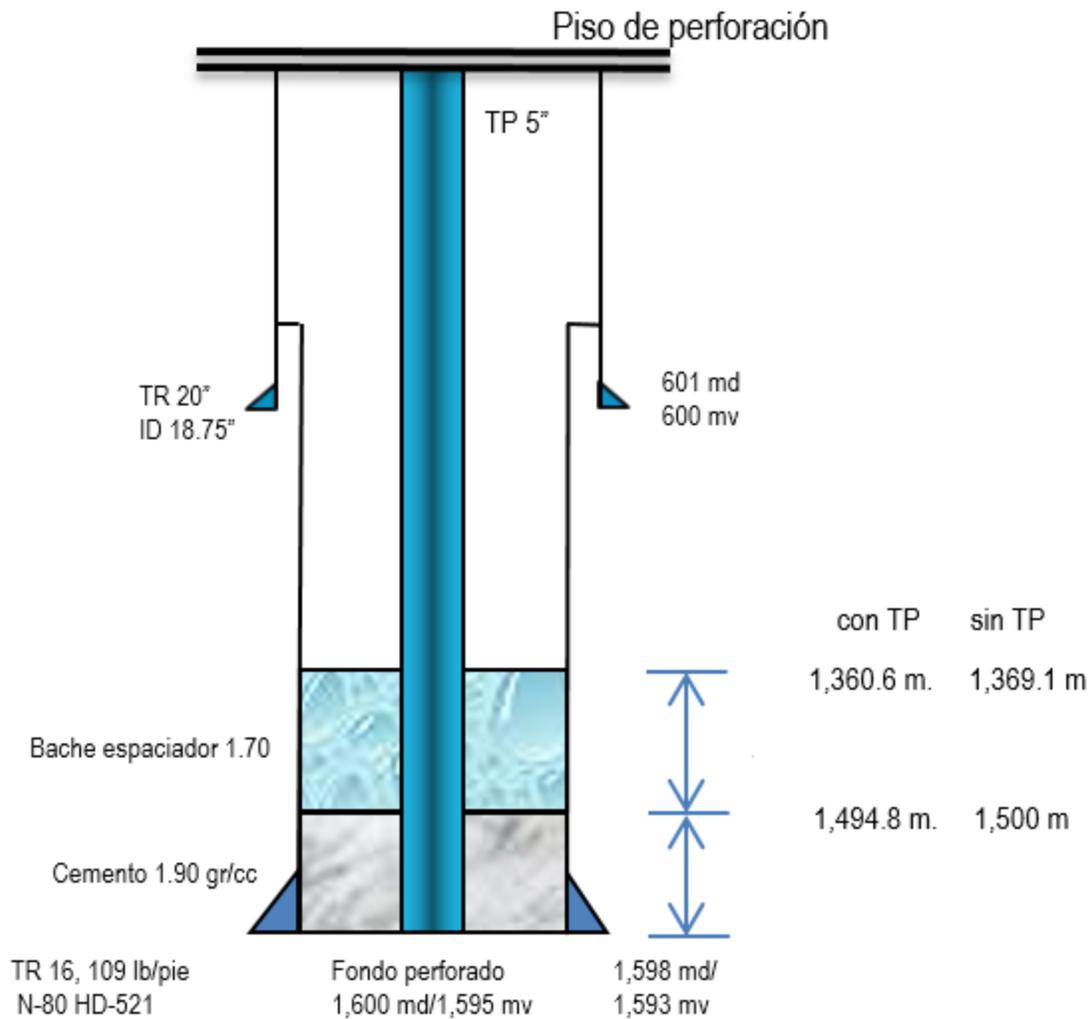


Figura no. 31, "Colocación de un tapón de cemento balanceado".

3.2.5.1.1.2 Técnica para una cementación forzada

Existen dos técnicas para realizar una cementación forzada con sarta de perforación en el pozo: con o sin retenedor de cemento.

La cementación forzada es recomendable para aislar intervalos que comercialmente no son explotables, zonas poco atractivas que contienen H_2S y CO_2 y en yacimientos de alta producción de agua por detrás de la tubería de revestimiento.

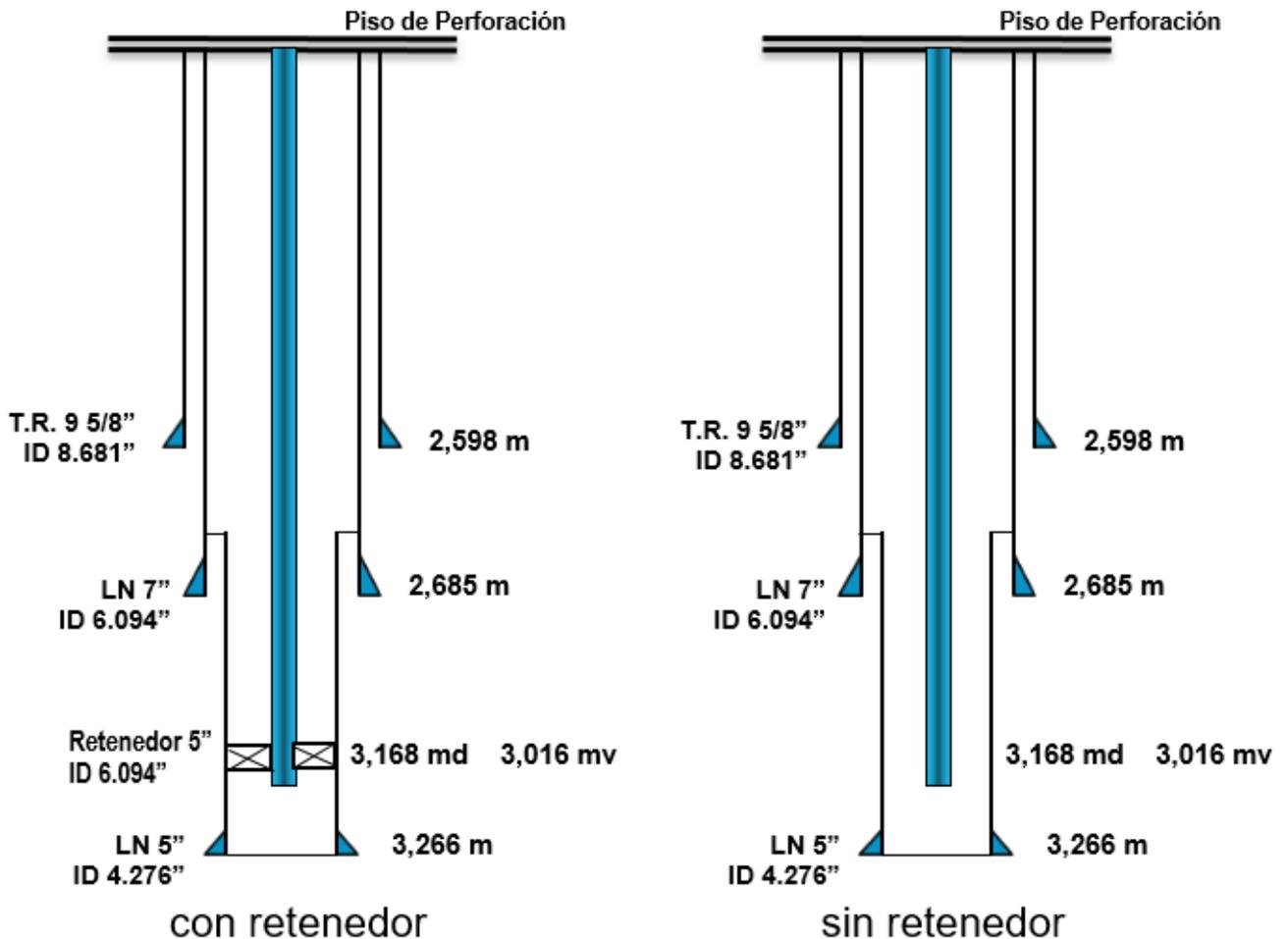


Figura no. 32, "Técnica para una cementación forzada".

3.2.5.1.1.3 Uso de tapón mecánico permanente

En este caso se ancla un tapón mecánico aproximadamente a 45 metros arriba de la cima del intervalo disparado. Si el tapón no fuera suficiente para soportar la presión diferencial entre el intervalo aislado y el intervalo superior durante una prueba de inducción se puede colocar un tapón de cemento balanceado mínimo de 15 metros de longitud sobre el tapón mecánico para incrementar su resistencia a la presión diferencial.

Otra aplicación es cuando hay poca distancia entre el intervalo a aislar y el intervalo a producir y sólo se coloca el tapón mecánico, siempre y cuando resista la presión del intervalo inferior cuando el intervalo de prueba está siendo inducido.

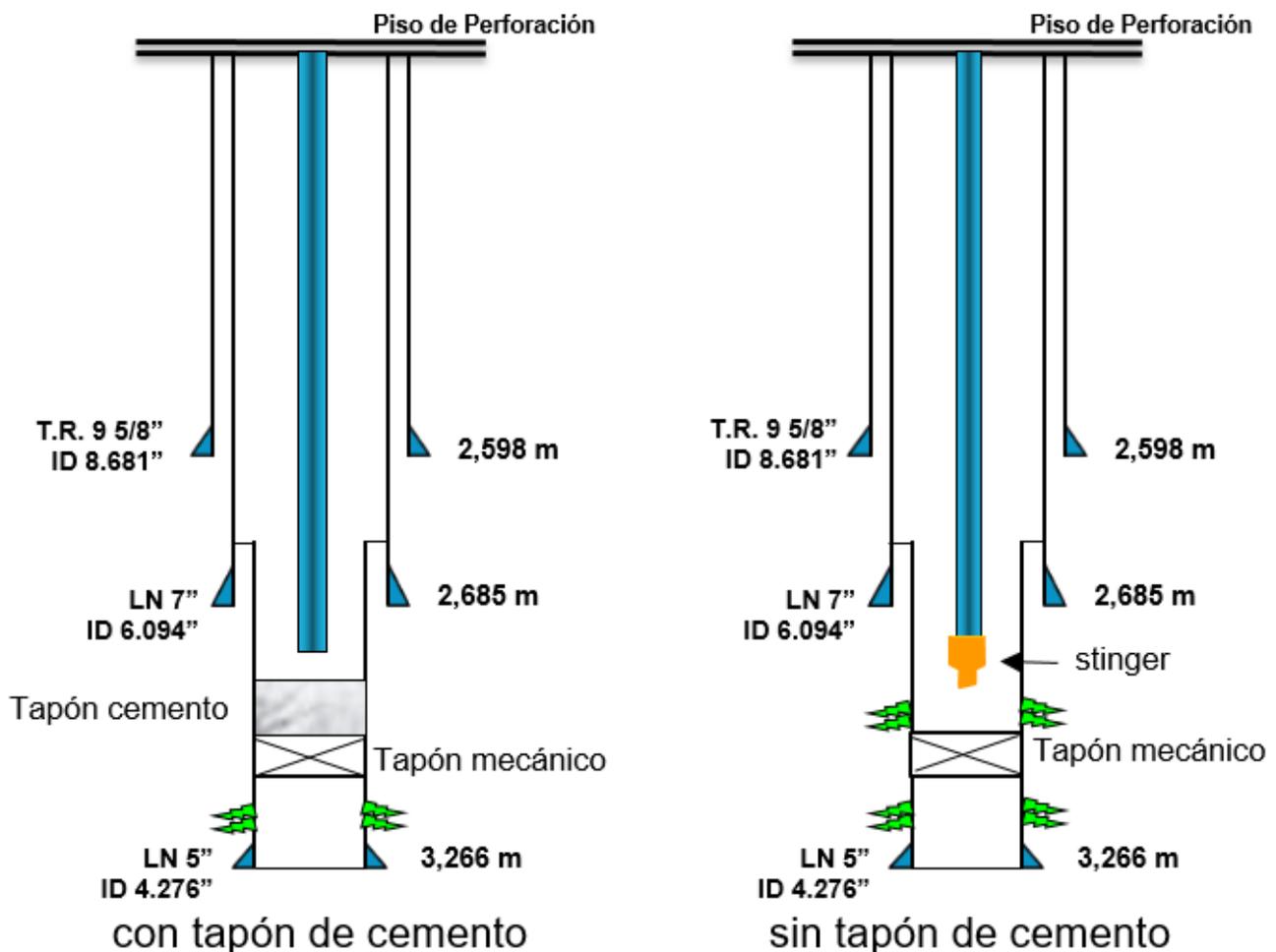


Figura no. 33, "Aislamiento con tapón mecánico".

3.2.5.1.2 Aislar intervalos disparados a través de la tubería de producción

3.2.5.1.2.1 Técnica para colocar un tapón de cemento con cable eléctrico

Después de desplazar los fluidos del pozo contra la formación y esperar su estabilización se procede a la colocación del tapón de cemento utilizando un contenedor cilíndrico (Dunper Boiler) el cual almacena en su interior la lechada de cemento. Es bajado con cable eléctrico hasta la profundidad deseada donde eléctricamente se dispara para abrir y vaciar su contenido dentro del pozo. Este método requiere un tapón puente tipo sombrilla, inflable que previamente se instala y sirve para proporcionar sello y como base del cemento para minimizar o evitar migración de pequeños volúmenes de cemento. Se deberá realizar múltiples corridas de contenedores de cemento hasta cubrir la longitud deseada.

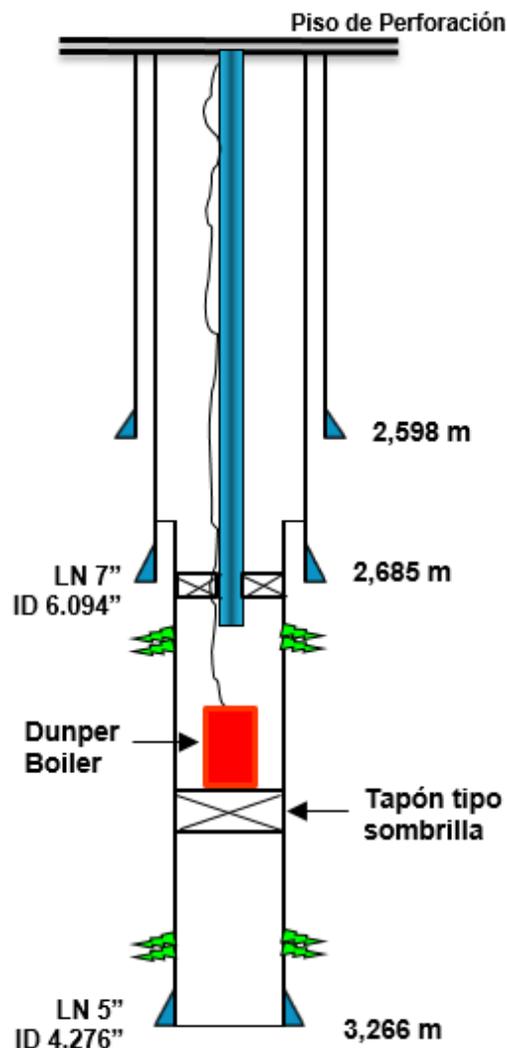


Figura no. 34, "Aislamiento con cable eléctrico".

3.2.5.1.2.2 Uso de la tubería flexible para colocar un tapón de cemento

La técnica consiste en bombear la lechada de cemento a través de la tubería flexible, desplazándola hasta donde el nivel de cemento por el espacio anular sea igual que la de interior y deberá cubrir por lo menos 30 metros arriba y 30 metros abajo del intervalo, o hasta la profundidad inferior.

La tubería flexible se debe levantar lentamente por arriba de la lechada hasta 400 m para esperar el fraguado. Si se desea realizar una cementación forzada deberán cerrar las válvulas superficiales para poder aplicar presión y realizar la cementación forzada.

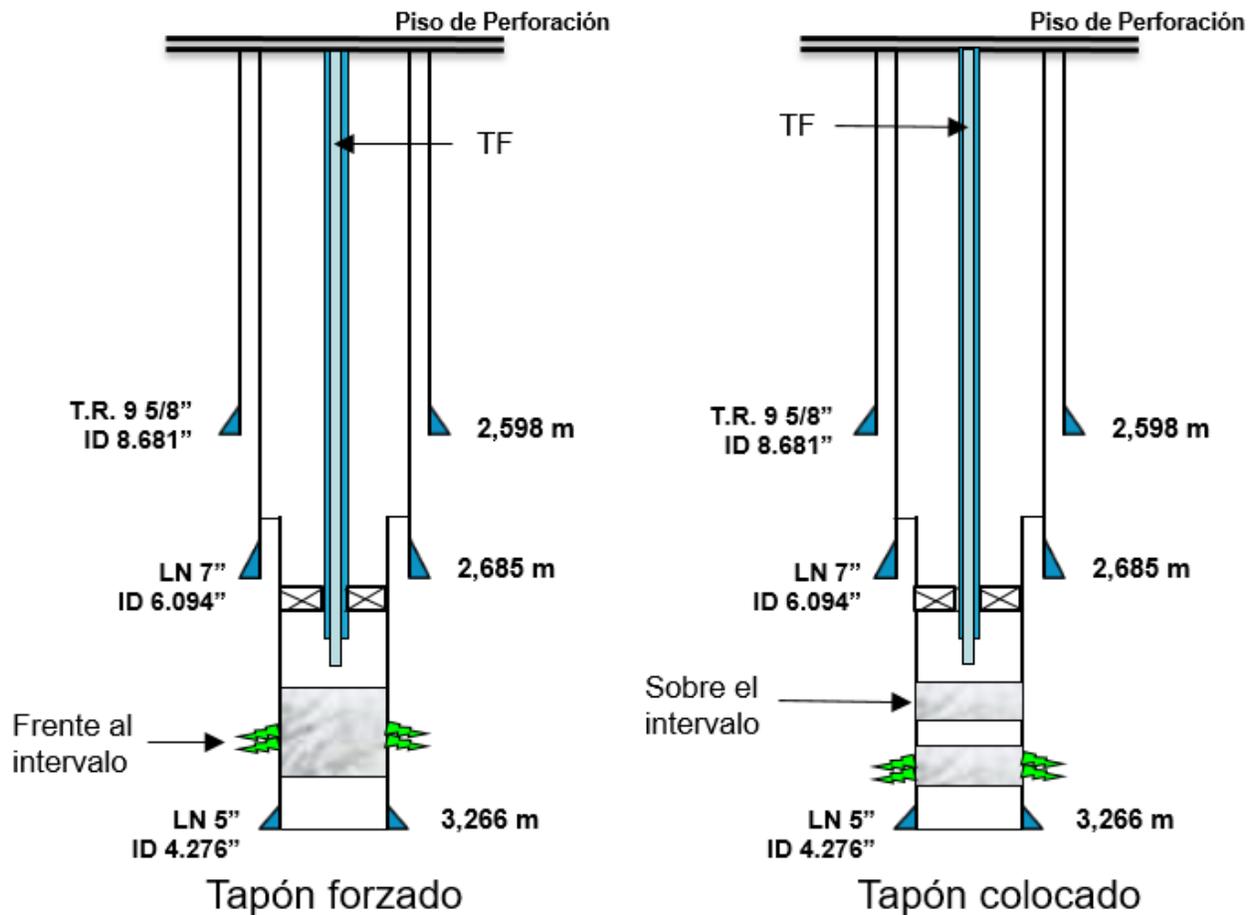


Figura no. 35, "Aislamiento con tubería flexible".

3.2.5.1.2.3 Uso de tapones anclados en la tubería de producción

Esta técnica es muy conveniente cuando se requiere aislar intervalos disparados que se encuentran aislados por empacadores. La operación se debe realizar primero aislando el más bajo con un tapón ciego anclado en el niple, posteriormente, se bloquea el siguiente intervalo, se ancla un segundo tapón ciego en la tubería de producción y finalmente se incomunica el ultimo intervalo, se desplaza una lechada de cemento hasta los disparos y se procede a su inyección.

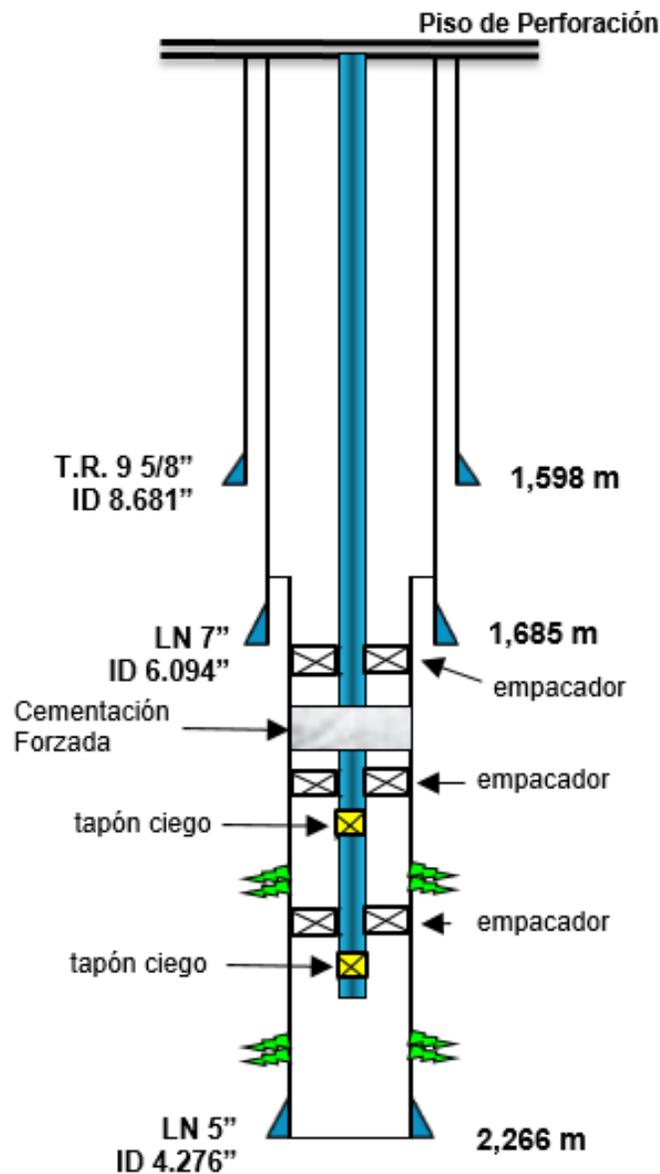


Figura no. 36, "Aislar intervalos con tapones ciegos".

3.2.5.1.3 Aislar intervalos en agujero descubierto

Cuando se trata de aislar dos o más intervalos productores que no se encuentran fortificados se deberá colocar tapones de cemento que cubran como mínimo 30 m abajo y 30 m arriba de cada intervalo productor con objeto de evitar su migración hacia a otro estrato.

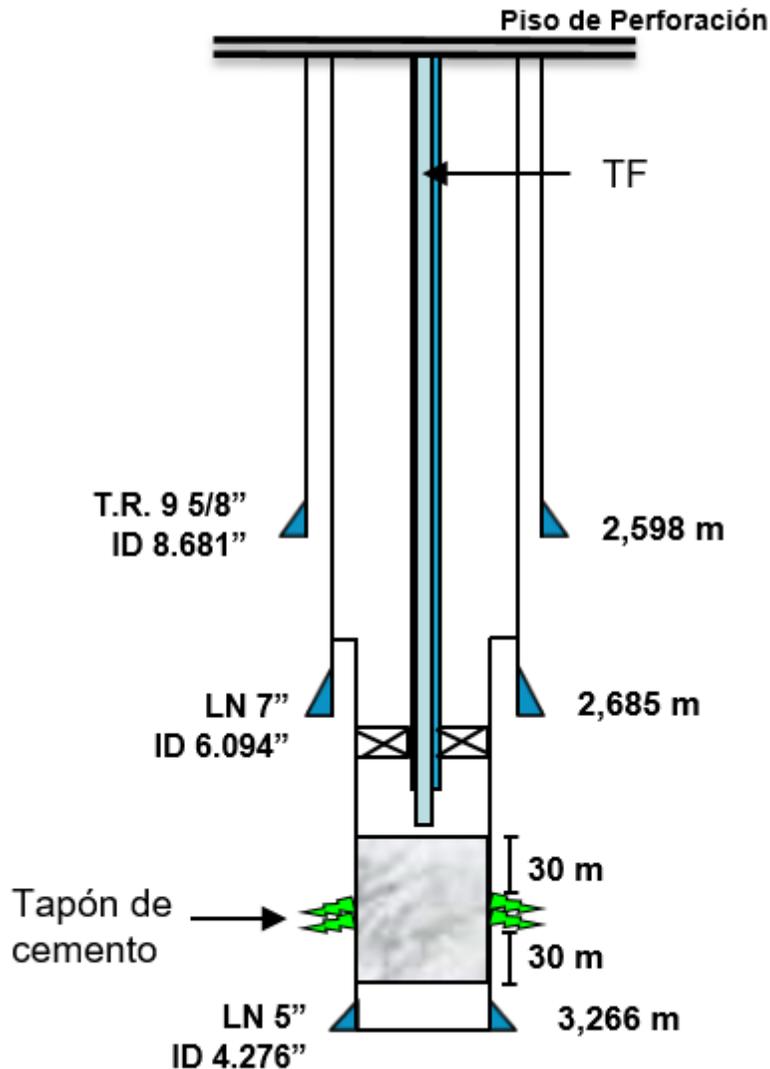


Figura no. 37 "Aislar intervalos en agujero descubierto"



3.2.6 Redisparo

Este método se realiza al cambiar el intervalo de producción, si la comunicación entre la formación y el pozo no se lleva a cabo de manera correcta se tiene que volver a introducir las pistolas y disparar la tubería de explotación para lograr una buena comunicación, a estos procesos se les conoce comúnmente como redisparo y el diseño de esta operación es muy similar a la operación de disparos en la terminación del pozo.

En los trabajos de producción de hidrocarburos es común perforar la tubería de revestimiento, cemento y formación, para establecer comunicación entre el pozo y los fluidos del yacimiento mediante la utilización de disparos.

Algunos de los factores que pueden afectar los disparos son: el grado de la tubería de revestimiento, densidad de disparo, tipo de formación, humedad y la temperatura.

El sistema de disparos es evaluado usando la relación de productividad.

Los principales factores que afectan la productividad del pozo son:

- Factores geométricos del disparo.
- Presión diferencial al momento del disparo.
- Tipo de pistolas y cargas.
- Daño generado por el disparo.
- Daño causado por el fluido de la perforación.
- Daño causado por el fluido de la terminación.

Como se puede observar, los cuatro primeros factores que afectan la productividad pueden ser manipulados durante el diseño del disparo. Por lo tanto, con el análisis de las condiciones del pozo y la selección del sistema de disparo adecuado, se obtendrá la máxima producción del pozo.

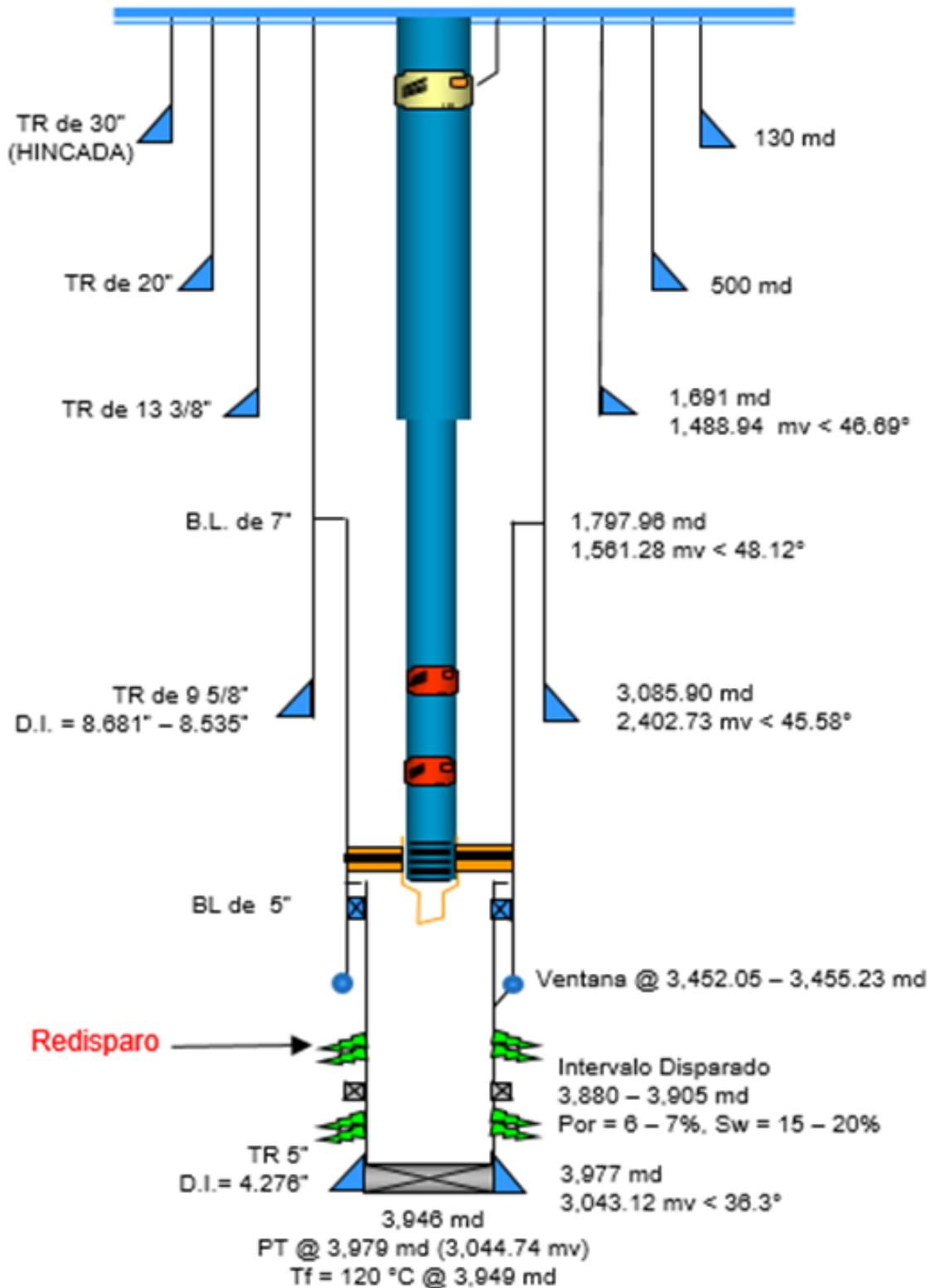


Figura no. 38, "Estado mecánico con redispazo".



CAPÍTULO IV

MÉTODOS Y TÉCNICAS DE CEMENTACIONES FORZADAS

4.1 Métodos de la cementación forzada

Generalmente la inyección de la lechada de cemento es realizada a través de los disparos hechos en la tubería de revestimiento y para la colocación de esta, se puede realizar principalmente de dos maneras:

- a. Inyección de lechada a baja presión.
- b. Inyección de lechada a alta presión.

4.1.1 Cementación forzada a baja presión

El objetivo de esta cementación forzada a baja presión es llenar las cavidades de los disparos de cemento deshidratado. El volumen de cemento es normalmente pequeño, debido a que la lechada de cemento no es bombeada hacia la formación, por lo que es primordial mantener un preciso control de la presión en el fondo, ya que a una mayor presión al gradiente de fractura podría producir un rompimiento de la formación.

Para tener el control de la presión en el fondo debe realizarse una prueba de admisión, con la finalidad de establecer el gasto máximo permisible sin exceder la presión de fractura y el volumen de fluidos a forzar a la formación.

Esta técnica se ha vuelto más eficiente con el desarrollo de lechadas de cemento con bajo filtrado y en combinación de herramientas en el fondo del pozo (empacadores recuperables o retenedores de cemento), se evita exceder la presión de fractura de la formación, mediante la inyección continua de la lechada o haciendo paros (estáticos) durante la misma.

La cementación forzada mediante este concepto se realiza en una sola etapa, ya que, en bombeos alternados o periodos de espera, las propiedades de lechadas con bajo filtrado causan que el enjarre se compacte en la formación o dentro de los disparos, mientras el resto de la lechada permanece fluida dentro de la tubería de revestimiento o en la sarta de trabajo.



4.1.2 Cementación forzada a alta presión

El objetivo de la cementación forzada a alta presión es establecer la presión necesaria para deshidratar la lechada de cemento contra las paredes de la formación y sellar los canales de esta para evitar el flujo de los fluidos desde las fracturas a los disparos.

En este tipo de cementación no deben bombearse lodos o fluidos con baja pérdida de fluido por delante de las lechadas de cemento, debido a que ellos no se filtrarían en la formación y no podrían ser reemplazados por la misma.

Para evitar taponamientos en los disparos, debería bombearse un bache lavador con alta pérdida de filtrado, con la finalidad de limpiar el sedimento en los disparos que pudiera obstruir la inyección de la lechada de cemento hacia la formación.

En algunos casos, fracturar la formación podría ser contraproducente, ya que la mayoría de las fracturas inducidas son verticales, aun cuando el espacio anular es sellado, la comunicación vertical entre las zonas pudiera establecerse. (Schlumberger)

4.2 Técnicas de colocación en cementación forzada

Como se mencionó con anterioridad, las cementaciones forzadas se pueden realizar a baja o alta presión dependiendo de los requerimientos del pozo, para lograr esto, existen técnicas de colocación empleadas en la cementación forzada, siendo estas:

- Colocación por balanceo e inyección de la lechada (bradenhead).
- Colocación a través de herramientas.
 - Empacadores recuperables.
 - Retenedores de cemento.

4.2.1 Colocación por balanceo e inyección de la lechada (bradenhead)

Esta técnica normalmente se emplea en cementaciones forzadas a baja presión y no existe duda acerca de la capacidad del cabezal y tubería de revestimiento para soportar la presión de inyección.

Esta técnica utiliza una sarta de trabajo sin herramientas (tubería franca), preferentemente de producción, y el extremo de esta se ubica por lo general debajo de la zona a cementar; según sea la necesidad, se puede emplear un bache viscoso con la misma densidad de la lechada de cemento, para evitar que la columna que ejerce la misma, se precipite al fondo del pozo.

Una vez ubicada la sarta de trabajo en su sitio, se coloca la lechada de cemento frente la zona de interés como un tapón balanceado; se levanta la tubería lentamente por encima del nivel de cemento o baches a una profundidad de seguridad, se procede el llenado del pozo y se cierran los preventores para iniciar la inyección de la lechada de cemento en la zona de interés, con gasto constante para alcanzar la presión final requerida.

Se recomienda que la inyección del cemento sea dual, o sea, por la tubería y el espacio anular entre la TP y TR.

Es importante, previo a la colocación e inyección de la lechada de cemento, realizar una prueba de admisión para verificar el gasto y la presión de inyección.

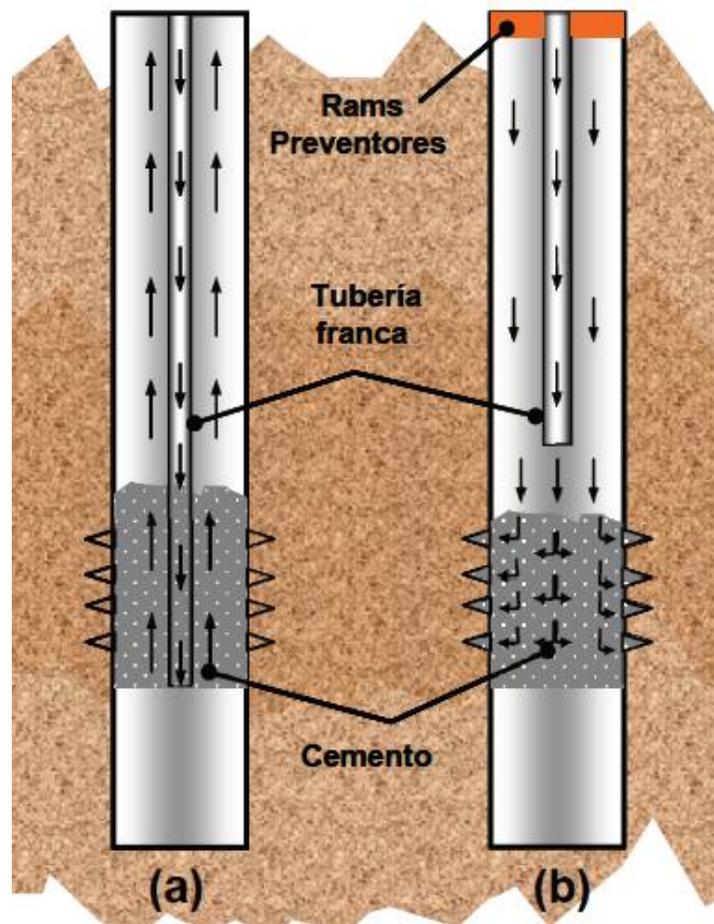


Figura no. 39, "Representación esquemática de la colocación de la lechada de cemento (a) y el forzamiento de esta (b)", guía de cementaciones forzadas PEP.

4.2.2 Cementación forzada con herramientas

La razón principal para usar herramientas en una cementación forzada es para aislar la tubería de revestimiento y el cabezal durante la inyección de la lechada. Esta técnica puede ser dividida en dos métodos:

- a. Herramientas recuperables
- b. Herramientas molibles

La profundidad de asentamiento de la herramienta depende de la longitud del intervalo a cementar y la ubicación de los coples de la tubería de revestimiento (apoyado mediante un registro de coples).

4.2.2.1 Cementación forzada mediante herramientas recuperables

Las herramientas o empaques recuperables pueden anclarse y desanclarse muchas veces, lo que proporciona más flexibilidad que las herramientas molibles (retenedores de cemento), normalmente cuentan con una válvula de circulación que permite el paso de los fluidos a través de ella y evita el efecto “pistón” durante la introducción de esta al pozo. Al final de la cementación, se descarga la presión, se desancla la herramienta y se establece la circulación en inversa para desalojar el exceso de lechada de cemento.

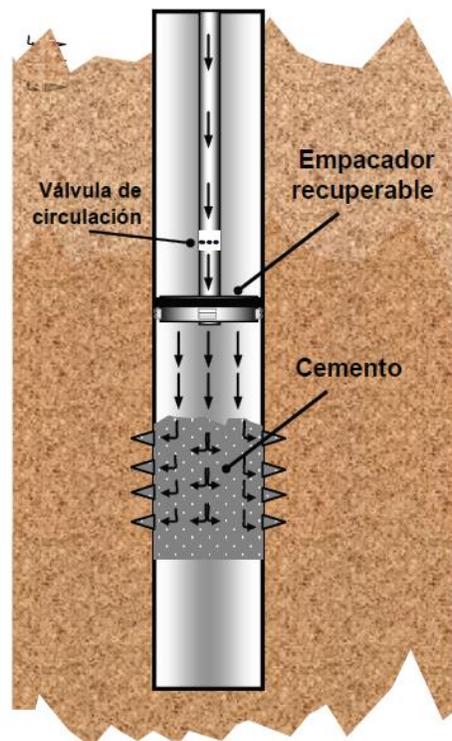


Figura no. 40, “Representación esquemática de la colocación de la lechada de cemento con empaques recuperables”, guía de cementaciones forzadas PEP.



Además, junto con el empacador recuperable puede introducirse un tapón puente para apoyar el peso que ejerce la columna de la lechada de cemento; antes de la operación de cementación, se coloca un tapón de arena de fractura sobre el mecanismo de recuperación del tapón puente para prevenir el asentamiento del cemento sobre él. Una vez que el empacador y el tapón puente son anclados y probados, se da inicio a la cementación forzada.

Durante la espera del tiempo de fraguado, el empacador y la tubería son recuperados a la superficie y se efectúan los preparativos de molienda y se limpia el pozo para recuperar el tapón puente.

4.2.2.2 Cementación forzada mediante herramientas molibles

En este método se utilizan los retenedores de cemento en lugar de los empacadores recuperables, para:

- Proveer un medio efectivo en la inyección de la lechada de cemento cuando se trabaja con paros de presión (estáticos), usualmente en formaciones altamente fracturadas o de alta permeabilidad, que no soportarían el peso de la columna del cemento.
- Prevenir el retorno de la lechada mientras se deshidrata el cemento.
- Aislar la presión de circulación en inversa para desalojar el exceso de cemento de la zona cementada.

Los retenedores de cemento pueden ser anclados con línea de acero o con tubería, cuando se necesita exactitud en el asentamiento, estos son colocados con línea de acero; sin embargo, el conector o stinger debe ser introducido con la tubería de trabajo. El retenedor de cemento cuenta con un puerto de comunicación, el cual al conectarlo con el stinger está en posición de apertura y viceversa, cuando el stinger es desconectado del retenedor, el puerto se cierra.

Cuando el soldador no está conectado en el interior del retenedor de cemento, la lechada es circulada cerca de él, en ese momento el stinger es conectado al retenedor e inicia la cementación forzada; al finalizar la cementación, el stinger se desconecta y se circula en inversa para desalojar el exceso de la lechada

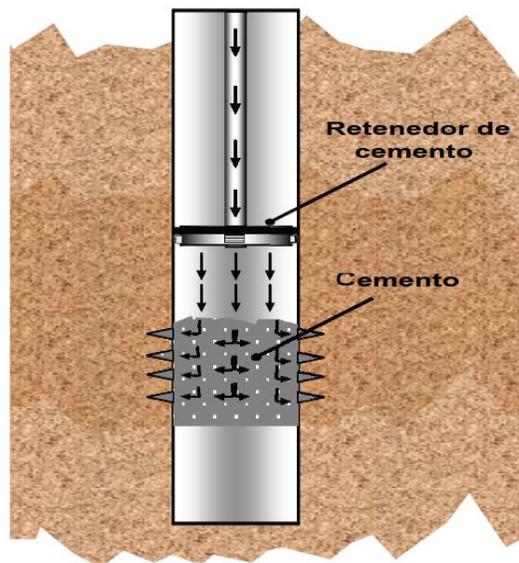


Figura no. 41, "Representación esquemática de la colocación de la lechada de cemento con retenedor de cemento", guía de cementaciones forzadas PEP.



4.3 Métodos de inyección de la lechada

Independientemente de si la cementación forzada se realiza a baja o alta presión, con o sin el empleo de herramientas, existen dos métodos de inyección de la lechada:

- Inyección de lechada con bombeo continua (Running Squeeze).
- Inyección de lechada de cemento con bombeo intermitente (Hesitation Squeeze)

4.3.1 Inyección de lechada con bombeo continuo (Running Squeeze)

Este método de inyección se aplica generalmente cuando se presentan las siguientes condiciones:

- Flujos de agua salada.
- Recementación de zapatas.
- Recementación en la boca de liners
- Zonas con pérdida de circulación

Cuando se presentan esos casos, generalmente se necesita exceder la presión de fractura de formación para inyectar la lechada de cemento, por lo que, se requiere de una rápida deshidratación del cemento para limitar la extensión de la fractura, reducir el volumen de lechada a inyectar y alcanzar un sello cerca de la vecindad del pozo. Por estas razones, la lechada contiene únicamente, cemento, agua y aditivos para retardar o acelerar el fraguado según sea la necesidad.

Durante la cementación forzada, la lechada es inyectada continuamente hasta alcanzar la presión final deseada (esta puede estar por encima o por debajo de la presión de fractura).

4.3.2 Inyección de lechada de cemento con bombeo intermitente (Hesitation Squeeze)

Este método de inyección se aplica generalmente cuando se presentan las siguientes condiciones:

- Intervalos grandes o múltiples
- Canalizaciones o fisuras
- Formaciones depresionadas
- Formaciones naturalmente fracturadas

Este método consiste en bombear la lechada de cemento de manera intermitente a bajo gasto 1/4 a 1/2 (bbl/min), lo que genera bajas presiones de inyección para obtener la deshidratación de la misma dentro de los disparos y en la formación.

Esto se debe al bajo filtrado de la lechada (baja pérdida de fluidos en la formación) y en combinación con paros o estáticos durante la inyección por intervalos de tiempo de 10 a 20 minutos.

Todo esto se realiza con la finalidad de generar el enjarre y así obtener la presión necesaria para deshidratar la lechada de cemento.

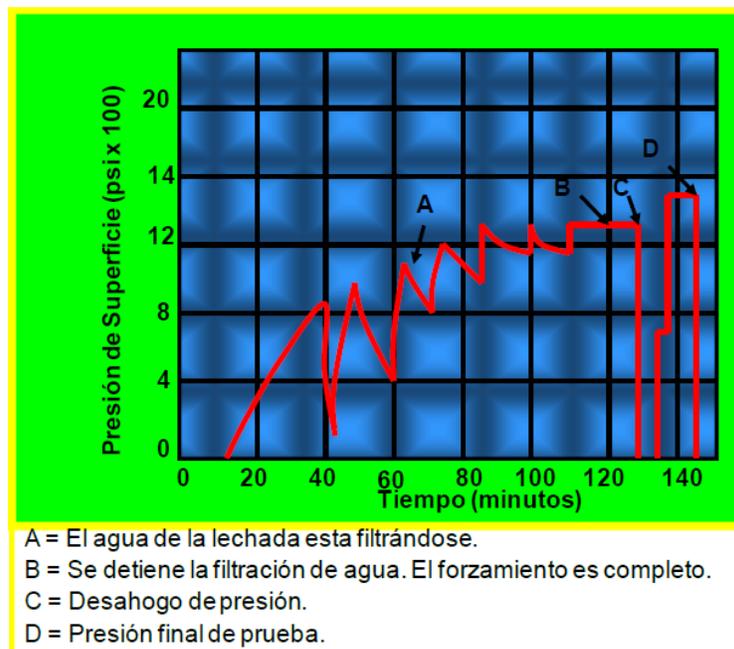


Figura no. 42, "Comportamiento de la presión de inyección con bombeo intermitente", guía de cementaciones forzadas PEP.

Al inicio de la inyección de la lechada de cemento, la pérdida de filtrado es alta debido a que no se ha formado el enjarre, a medida que este se va creando, el ritmo de la pérdida disminuye a un punto que se considera despreciable, mientras que la presión de inyección se incrementa.

CAPÍTULO V

CASOS PRÁCTICOS

5.1 Pozo 1

5.1.1 Ubicación

Este pozo está ubicado geográficamente dentro de la Sonda Marina de Campeche, la cual está localizada al NE de Ciudad del Carmen, específicamente en aguas territoriales del Golfo de México. Fisiográficamente, forma parte de la plataforma continental que se extiende hasta la isobata 500 m, frente a los estados de Tabasco y Campeche, como se muestra en la siguiente figura.

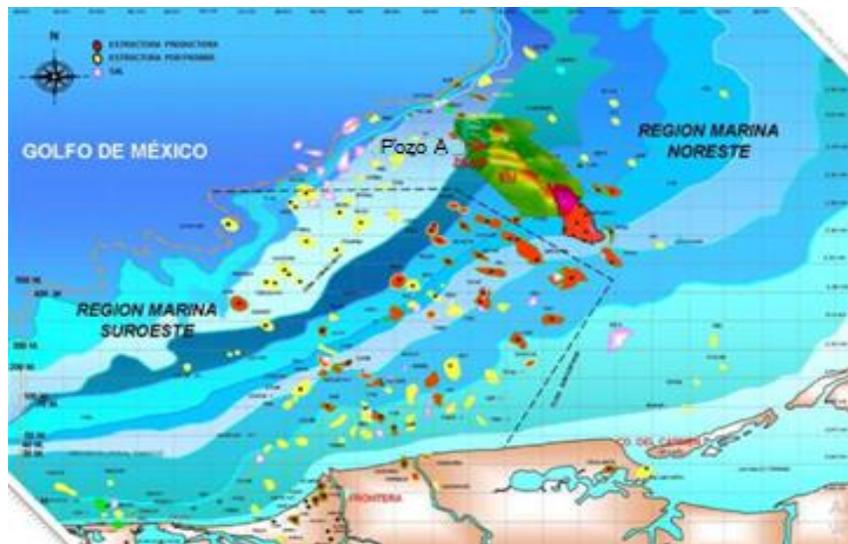


Figura no. 43, "Ubicación geográfica de los campos".

5.1.2 Descripción estructural

El Campo A se caracteriza por presentar una estructura de tipo anticlinal asimétrico, de dirección NO - SE. Esta estructura está limitada al Norte por una falla inversa, que buza hacia el Sur y rumbo en la misma dirección del anticlinal.

Hacia el Norte, la falla principal del Campo A, que conecta a la falla regional de dirección NO-SE y con buzamiento hacia el SO, generando conjuntamente el entrapamiento de los fluidos.

La localización del pozo A tiene programado perforar hacia el sureste de la plataforma C ubicada en el campo B con una trayectoria altamente inclinada de 56° y un azimut final de 120.32° propuesta para drenar parte de las reservas del Cretácico.



5.1.3 Cementación forzada

5.1.3.1 Objetivos

Con la necesidad de reforzar la zapata del Liner de 5” del pozo 1 en la plataforma Azul se presenta la siguiente cementación forzada para cementar la zapata a través de retenedor de cemento.

5.1.3.2 Tubería anterior

D.E. (pg)	Grado	Peso (lbs /pie)	D.I. (pg)	Desde (m)	Hasta (m)
9 5/8	C-75	47	8.681	2,000	2,598
7	P-110	32	6.094	1,400	2,685
5	L 80	18	4.276	2,615	3,266

Para realizar una buena cementación forzada se deberán tomar en cuenta las siguientes consideraciones:

1. Presión de fondo
2. Profundidades verticales
3. Nivel de fluido en el pozo
4. Temperatura de profundidad de trabajo

5.1.3.3 Información técnica del pozo

Información Técnica del Pozo	
Nombre del pozo	1
Localización	Región marina
Descripción del trabajo	CF
Profundidad de B.L.	2,598 m
Profundidad total	3,266 m
Temperatura BHST	127 °C
Temperatura BHCT	105.2 °C
Fluido de perforación	
Tipo de fluido	Polim. B. D.
Densidad	0.9 gr/cm ³
Viscosidad plástica	59 cp
Punto de cedencia	28 lb /100 lb ²
Salinidad	900 ppm



CAPÍTULO V. CASOS PRÁCTICOS



Configuración del Pozo						
Profundidad (m)	D.E. (pg)	D.I. (pg)	Peso (lb/pie)	(lts/m)	Volumen (lts)	
0	2,086	5	4	25.6	8.11	16,911.62
2,086	2,586	3 1/2	2.0625	15.5	2.16	1,077.73
2,586	3,236	2 7/8	2.151	10.4	2.34	1,523.86
2,615	3,266	5	4.276	18	9.26	6,031.25
						8,632.84

Profundidad (m)	D.E. (pg)	D.I. (pg)	Peso (lb/pie)	(lts/m)	Volumen (lts)	
2,000	2,598	9 5/8	8.681	47	38.18	22,834.50
1,400	2,685	7	6.094	32	18.82	24,180.15
2,615	3,266	5	4.276	18	9.26	6,031.25
						8,632.84

Anular						
Profundidad (m)	D.E. (pg)	D.I. (pg)	(lts/m)	Volumen (lts)		
0	2,086	8.681	5	25.52	53,229.07	
2,086	2,586	6.094	2.88	14.63	7,314.52	
2,586	3,236	4.276	2.88	5.08	3,299.66	
2,615	3,266	5.875	5	4.82	2,801.33	
						63,843.25

5.1.3.4 Cálculo de volúmenes

Volumen de lechada				
V1=	3,236	3,266	277.94	lts
V2=	Vol a inyectar		1,563.06	lts
V testigo TP=	3,168.18	3,236	159	lts
			2000	lts

Volumen de bache lavador antes de lechada				
V=	Bache lavador	3,266 m ³	20	Bls



Volumen de bache lavador antes y después de lechada				
V=	Bache espaciador		3.18 m ³	20 bls
V por atrás =	2,829.07	3168.18	795 lts	5 bls

Volumen de desplazamiento				
Vd1 =	0	2,086	16,911.62 lts	106.36 bls
Vd2 =	2,086.00	2,829.07	1601.66 lts	10.08 bls
		Vd total =	18513.28 lts	116.4 Bls

5.1.3.5 Estado mecánico

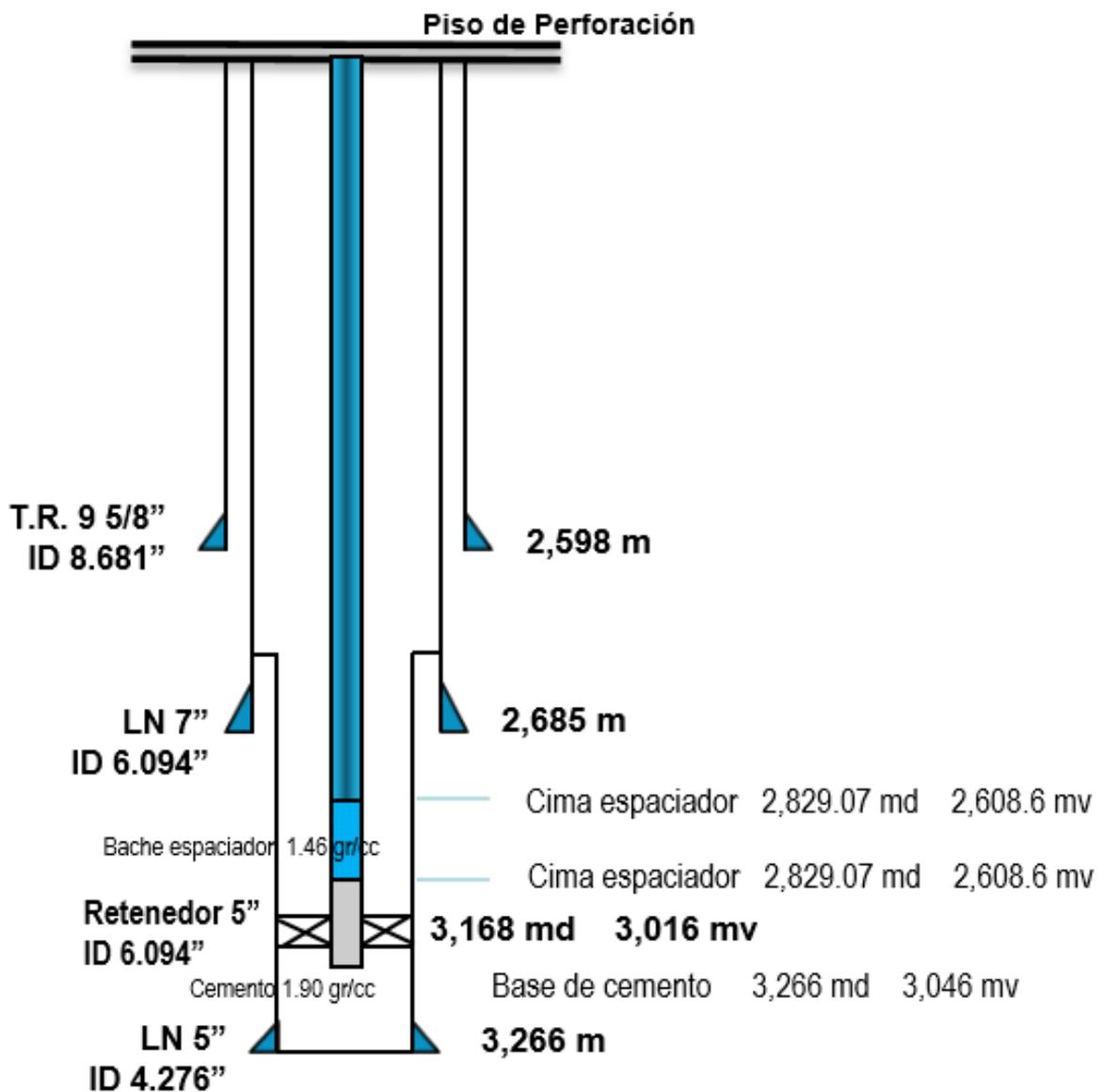


Figura no. 44, "Estado mecánico".



CAPÍTULO V. CASOS PRÁCTICOS

5.1.3.6 Parámetros indicadores para la cementación

- Factor de flotación

$$F_f = 1 - \left(\frac{\rho_L}{\rho_a} \right) = 1 - \left(\frac{0.91 \text{ gr/cm}^3}{7.85 \text{ gr/cm}^3} \right) = 0.885$$

- Peso de la TP

$$W = 10.68(D-t)(t) + 0.00722(D^2)$$

$$= 10.68(2.875 - 0.392)(0.392) + 0.00722(2.875^2) = 10.40 \frac{\text{lb}}{\text{ft}}$$

$$W_{TP} = h_{TP} * W = 2586 \text{ m} \left(3.2808 \frac{\text{ft}}{\text{m}} \right) * 10.40 \frac{\text{lb}}{\text{ft}} = 88,236.22 \text{ lbs}$$

5.1.3.7 Procedimiento operativo para el desarrollo de la cementación

1. Con retenedor a 3,236 m se va a efectuar la junta de seguridad con todo el personal involucrado en la operación, además de asignar las responsabilidades durante el proceso.
2. Realizar la prueba de líneas de alta presión con una presión de 3,000 psi en un intervalo de 10 min.
3. Realizar la prueba de admisión, con esto se determina el volumen del cemento.
4. Bombear 3.18 m³ (20 bls) del bache lavador con una densidad de 1.02 gr/cm³ a un gasto bombeable de 3-4 bpm.
5. Bombear 3.18 m³ (20 bls) de bache espaciador con una densidad de 1.46 gr/cm³ a un gasto bombeable de 3-4 bpm.
6. Mezclar y bombear 2 m³ de lechada de cemento dosificado con una densidad de 1.90 gr/cm³ a un gasto entre 2 y 3 bpm.
7. Bombear 0.8 m³ (5 bls) de bache espaciador testigo con densidad de 1.46 gr/cm³ a un gasto de +/- 4 bpm.
8. Desplazar con lodo de B.D. con 18.51 m³ (118.4 bls) a un gasto entre 1 y 2 bpm.
9. Desenchufar el soltador, se levanta 2 metros y se comienza a circular en inversa 1.5 veces la capacidad de la TP.
10. Esperar al fraguado de acuerdo a la carta del esfuerzo compresivo.

5.2 Pozo 2

5.2.1 Ubicación

El pozo N se localiza en el estado de Chiapas, dentro de la provincia petrolera Chiapas-Tabasco, aproximadamente a 10 km de la ciudad Reforma, Chiapas, dentro del sistema petrolífero del mesozoico. La siguiente figura ilustra la localización geográfica.



Figura no. 45, "Ubicación geográfica de los campos".

5.2.2 Descripción estructura

La estructura que conforman el pozo N en el Mesozoico, corresponde a la parte baja de un anticlinal asimétrico de orientación NO-SE. El pozo N es una estructura delimitada por fallas semi-regionales, a través de las cuales ocurrió una evacuación de sal durante el Mioceno. Este evento originó un excelente sello hacia el Norte para los yacimientos mesozoicos del pozo N.

El pozo N está subdividido internamente en bloques por una serie de fallas normales de dirección N-S con echados hacia el Oeste. Existen algunas fallas menores de carácter inverso, de dirección NO-SE, originadas por la misma compresión de la sal que se inyecta en el norte de este bloque.



5.2.3 TxC Inyectado

5.2.3.1 Objetivos

Realizar TxC en TR de 16, para aislar en el espacio anular de zonas que pueda aportar fluidos y provocar represionamiento.

5.2.3.2 Tubería a cementar

DE (pg)	DI (pg)	Grado	Peso #	De (m)	Hasta (m)
16 pg	14.688 pg	N 80	109	0 m	1600 m

5.2.3.3 Información técnica del pozo

Información Técnica del Pozo	
Nombre del pozo	N
Profundidad desarrollada	1,600 m
Profundidad vertical	1,595.5 m
Diámetro del agujero	18.25 pg
Diámetro de la barrena	18.25 pg
Temperatura BHST	84 °C
Temperatura BHCT	67 °C
Gradiente de poro	1.27 gr/cm ³
Gradiente de fractura	1.87 gr/cm ³
Fluido de perforación	
Tipo de fluido	E.I.
Densidad	1.5 gr/cm ³
Viscosidad plástica	27 cp
Punto de cedencia	21 lb /100 ft ²
Salinidad	210,000 ppm



5.2.3.4 Recomendaciones

1. Determinar la temperatura estática para la cementación.
2. Determinar la cantidad de cemento a utilizar con base a un registro de caliper.
3. Checar la cantidad de cemento a bordo y aditivos.
4. Circular U.A.P. probando válvulas sin fuga.
5. Probar centrífugas de mezcla de U.A.P.
6. Probar líneas de suministro de cemento de los silos a la U.A.P. con flujo libre.
7. Probar suministro de agua a U.A.P. con gasto óptimo para la operación.
8. Probar compresor de aire en condiciones de operación.

5.2.3.5 Cálculo de capacidades, informe de laboratorio y volúmenes.

- Cálculo de capacidades

Configuración	D.E. (pg)	D.I. (pg)	Peso (lb/pie)	Cap. (lts/m)
TP 5"	5	4.276	19.5	9.26
Agujero de 18.25"	18.25	18.25	NA	168.76
TR 16"	16	14.688	109	109.31

Configuración	D.E. (pg)	D.I. (pg)	Peso (lb/pie)	Cap. (lts/m)
TR 16"	14.688	5	109	96.65
TP 5"	14.688	5	19.5	96.85
Agujero de 18.25" y TR de 16"	18.25	16	NA	39.05
TR 20"	18.75	16	129.33	48.42
TR 16"	18.75	16	109	48.42

- Informe de laboratorio

Lechada Única			
Densidad	1.9 gr/cm ³	Pérdida de filtrado	46 cm ³
Rendimiento	37.95 lts/saco	Clase de cemento	H
Agua sola	21.39 lts/saco	Punto de cedencia	17 lb / 100 ft ²
Agua de mezcla	22.03 lts/saco	Agua libre	0.00%
Viscosidad plástica	84 cp	Tiempo bombeable	4:10 hrs



- Cálculo de volumen

Lechada Única			
V1 =	1,500 @ 1,600	10,931.41 lts	68.75 bls
V a inyectar =	1,530 @ 1,600	7,651.99 lts	48.13 bls
V total lechada 1=		10,931.41 lts	68.75 bls

Bache Viscoso		Densidad	Long. TR	Long. TP	Long. TR y TP	Vol delante	Vol detrás
90 bls	14.31 m ³	1.7 gr/cm ³	130.91 m	1544.59 m	135.11 m	82.13 bls	7.87 bls

Desplazamiento			
VD =	0 @ 1,361.67	12,615.35 lts	79.34 bls

5.2.3.6 Estado mecánico

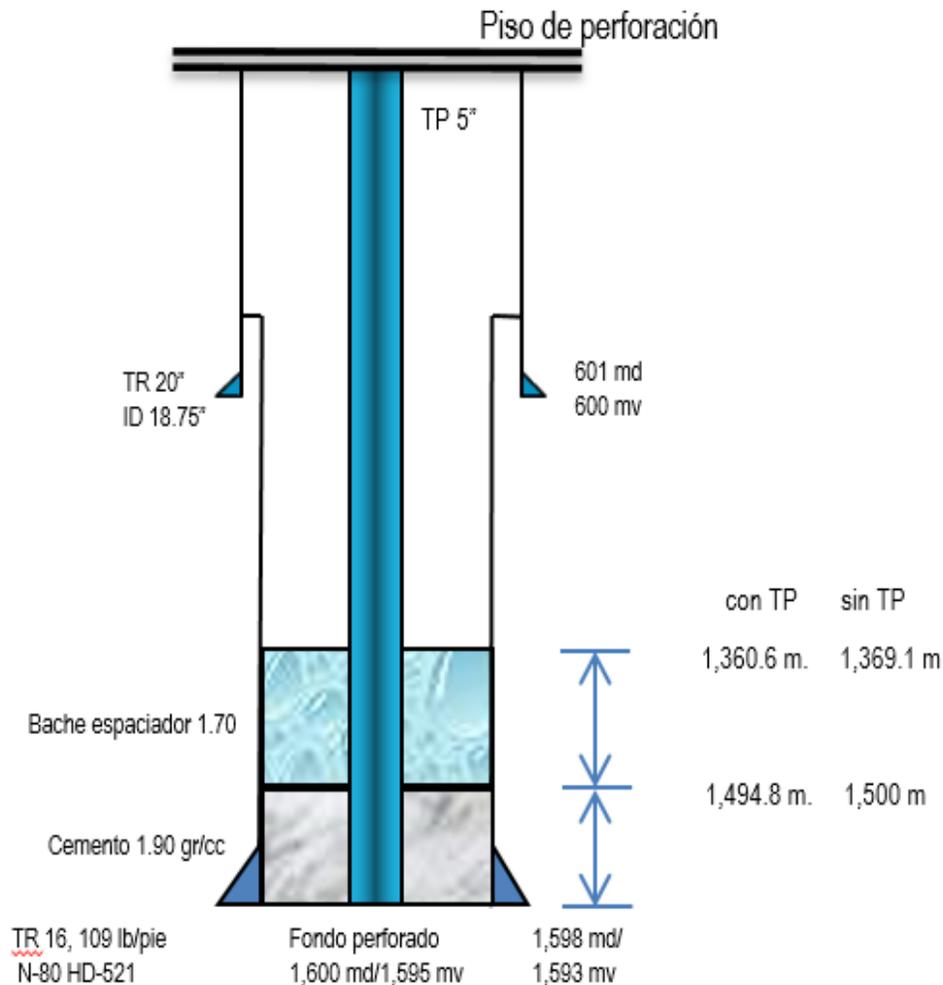


Figura no. 46, "Estado mecánico".



5.2.3.7 Procedimiento operativo para el desarrollo de la cementación

1. Con TP franca a 1,600 md realizar junta de seguridad.
2. Instalar y probar líneas para cementar con 2,000 psi durante 10 min.
3. Bombear 13.06 m³ (82.13 bls) de bache espaciador por enfrente con densidad de 1.7 gr/cm³ a un gasto promedio de 4 bpm.
4. Mezclar y bombear 10.93 m³ (68.8 lbs) (14.4 ton) de lechada de cemento dosificado con una densidad de 1.7 gr/cm³ a un gasto promedio de 3 bpm.
5. Bombear 1.25 1.7 m³ (7.9 bls) de bache espaciador por detrás para balancear el tapón con densidad de 1.7 gr/cm³ a un gasto promedio de 3 bpm.
6. Iniciar desplazamiento con lodo de emulsión inversa con 12.3 m³ (77.3 bls) a un gasto promedio de 3 bpm.
7. Abrir retorno en U.A.P. y esperar la estabilización de presiones a 0 psi.
8. Quebrar líneas de 2" en el piso de perforación y levantar 8 lingadas de TP lentamente a una velocidad promedio de 5 minutos/lingada; posteriormente levantar 5 lingadas a velocidad normal a 1,300 m.
9. Cerrar el preventor anular e inyectar la lechada, bombeando a través de la TP 7.65 m³ (48.1 bls) a un gasto promedio entre 1 y 2 bpm.
10. Realizar el bombeo de fluidos acorde a la siguiente cédula de bombeo:

Etapas	Tipo de Fluido	Vol de Fluido (bls)	Gasto (bpm)	T (min)	T acum (min)
1	Espaciador por delante	82.13	4	20.53	20.53
2	Lavado de cajas	NA	NA	10	30.53
3	Lechada única	68.75	3	22.92	53.45
4	Espaciador por detrás	7.87	3	2.62	56.07
5	Desplazamiento para balancear tapón	77.34	3	25.78	81.85
6	Desplazamiento para inyectar lechada	48	0.5	96.25	178.11
Totales				178.11	
				2 hrs	58.1 min

11. Terminado el desplazamiento, esperar el abatimiento de presión y sacar TP a superficie.

5.3 Pozo 3

5.3.1 Ubicación

El Pozo 3 se localiza en aguas territoriales del Golfo de México, sobre la plataforma continental, a 17 km al NE del puerto Frontera, Tabasco, en tirantes de agua promedio de 16 m. La siguiente figura muestra la ubicación geográfica del pozo:



Figura no. 47, "Ubicación geográfica de los campos".

5.3.2 Descripción estructural

En este campo se han perforado 12 pozos en rocas de edad Jurásico Superior Kimmeridgiano, los cuales son productores. Estructuralmente, el pozo 3 está constituido por un anticlinal alargado, con una orientación Noroeste-Sureste cuyo eje mayor mide aproximadamente 5,600 m y el menor 3,450 m y cubre un área de 21 Km² y está afectado en sus flancos por dos fallas inversas principales que presentan saltos de falla promedio de 270 m y que conforman un bloque alto, dichas fallas corren paralelas al eje mayor de la estructura.

El campo se encuentra afectado internamente por fallas de gravedad perpendiculares a las fallas inversas principales. El área donde está ubicada la localización del pozo 3, se encuentra en la porción Noroeste del campo.



5.3.3 Cementación tapón balanceado

5.3.3.1 Información técnica del pozo

Información Técnica del Pozo	
Nombre del pozo	3
Localización	Región marina
Descripción del trabajo	Tapón balanceado
Profundidad desarrollada	3,270 m D
Profundidad vertical	3,159.62 m V
Diámetro del agujero	8.5 pg
Diámetro de la barrena	8.5 pg
Temperatura BHST	117 °C
Temperatura BHCT	96.81 °C
Gradiente de poro	0.400 gr/cm ³
Gradiente de fractura	1.210 gr/cm ³
Fluido de perforación	
Tipo de fluido	Emulsión Inversa
Densidad	1.11 gr/cm ³
Viscosidad plástica	14.00 cp
Punto de cedencia	15.00 lb / 100 lb ²
Salinidad	206,874 ppm

Tabla 2 Información técnica del pozo

5.3.3.2 Objetivo

Cementar agujero descubierto colocando tapón balanceado, para aislar zona de pérdida del cuerpo carbonatado.

5.3.3.3 Recomendaciones

- Determinar la temperatura estática para la cementación, según registros o correlativo del campo.
- Determinar la cantidad de cemento a utilizar en base a un registro de caliper o experiencia de operaciones pasadas.
- Checar cantidad de cemento abordo y aditivos.
- Circular U.A.P probando válvulas sin fuga.
- Probar Centrifugas de mezcla de U.A.P.
- Probar líneas de suministro de cemento de los silos a la U.A.P con flujo libre para operación.
- Probar suministro de agua a U.A.P. con gasto óptimo para la operación.
- Probar compresor de aire en condiciones de operación



5.3.3.4 Cálculo de capacidades, informe de laboratorio y volúmenes

- Cálculo de capacidades

Configuración		D.E. (pg)	D.I. (pg)	Peso (lb/pie)	Cap (lts/m)
TP 1	5 pg	5	4	25.6	8.11
TP 2	3.5 pg	3.5	2.602	15.5	3.43
TR	11.875 pg	11.875	10.711	71.8	58.13
LINER	9.625 pg	9.625	8.535	53.5	36.91

Configuración		D.E. (pg)	D.I. (pg)	Peso (lb/pie)	Cap (lts/m)
TR	11 7/8 in	10.711	5	71.8	45.46
LINER	9 5/8 in	8.535	5	53.5	24.24
TR	9 5/8 in	8.535	3.5	53.5	30.7
TP 1	5 pg	10.711	5	25.6	45.46
TP 1	5 pg	8.535	5	25.6	24.24
TP 2	3.5 in	8.535	3.5	15.5	30.7

Configuración		D.E. (pg)	D.I. (pg)	Peso (lb/pie)	Cap (lts/m)
Agujero	8 1/2 pg		8.5	NA	36.61
Agujero	TP 1	8.5	5	NA	23.94
Agujero	TP 2	8.5	3.5	NA	30.4

- Informe de laboratorio

Lechada Única			
Densidad	1.9 gr/cm ³	Pérdida de filtrado	44 cm ³
Rendimiento	50.01 lts/saco	Clase de cemento	H
Agua sola	25.78 lts/saco	Punto de cedencia	18 lb / 100 ft ²
Agua de mezcla	27.43 lts/saco	Agua libre	0.00%
Viscosidad plástica	81 cp	Tiempo bombeable	03:40 hrs

- Cálculo de volumen

Lechada Única			
V1 =	2,700 @ 2,926	8,341.93 lts	52.46 bls
V2 =	2,926 @ 3,000	2,709.07 lts	17.04 bls
V total =		11,051 lts	69.5 bls

Bache Espaciador por delante		Densidad	Long. TP	Long. Ag./TP	Bache Espaciador por atrás		Long. TP
37.54 bls	5.97 m ³	1.51 gr/cm ³	736.22 m	249.3 m	2.48 bls	0.39 m ³	48.64 m



CAPÍTULO V. CASOS PRÁCTICOS

Desplazamiento			
VD 1 =	0 @ 2,566.15	20,804.28 lts	130.84 bls
	VD total =	20,804.28 lts	130.84 bls

5.3.3.5 Estado Mecánico

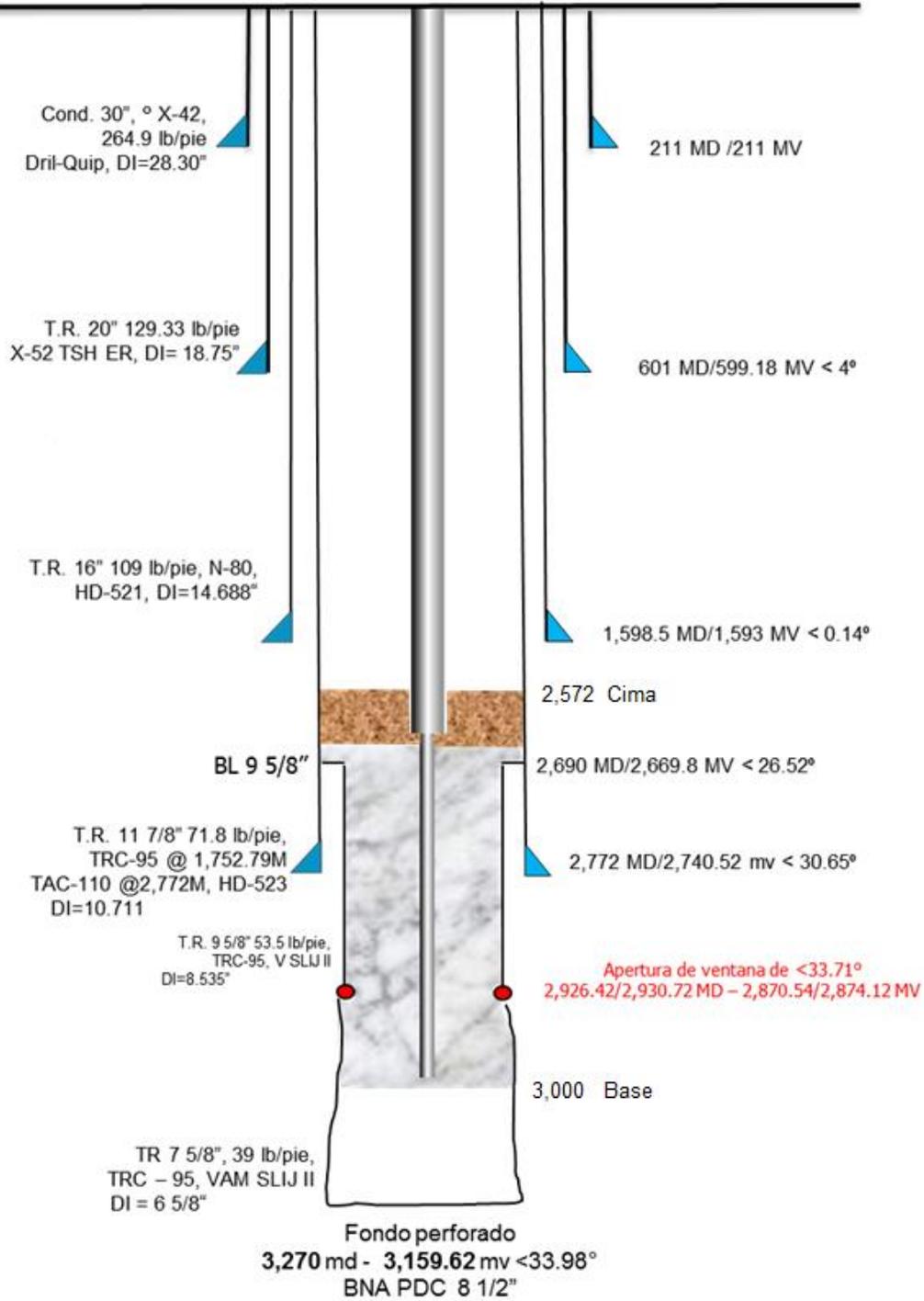


Figura no. 48, "Estado mecánico".



5.3.3.6 Procedimiento operativo para el desarrollo de la cementación

1. Armar y bajar tubo dentado de 3 1/2", a 435.72 m, cambio elevador de 3 1/2" por 5", continuó bajando con TP 5" a 2,904 md donde verificó parámetros
2. Instalar botella de circular con conexión rápida y líneas de 2" a línea de UAP, probar mismas con 500 psi en baja y 4,500 psi en alta.
3. Llenar pozo y romper circulación.
4. Efectuar prueba de bombeabilidad con 94 bls de lodo E.I. de 1.11 gr/cm³ (15 m³) a un Q = 2 BPM y con 94 bls (15 m³) a un Q = 3 BPM, registrando en tabla los siguientes parámetros:
5. Con los valores obtenidos, establecer parámetros de circulación para el TxC y cuantificar exactamente la pérdida con esos gastos
6. Bombear, con rotación de 10 RPM, 20 bls (3.18 m³) de bache lavador base aceite de 1.51 gr/cc, a un Q = 3 BPM.
7. Colocar TxC de 3,000 a 2,700 md.
8. Levantar tubo aguja, las 15 primeras lingadas lentamente (TP 3 1/2")
9. Continuar levantando tubo aguja a superficie, sin bombear volumen de acero extraído
10. Bajar Bna Trc 8 1/2" y sarta lisa a reconocer cima de cemento a +/- 2,700 m y rebajar cemento, conformar agujero hasta 3,270 m
11. Efectuar viaje corto a ventana TR 9 5/8" y sacar a superficie
12. Escarear en cascada TR 9 5/8" y TR 11 7/8", circular ciclo completo y sacar a superficie

CONCLUSIONES

Al concluir este trabajo se logró reconocer cada uno de los puntos en el proceso de cementaciones forzadas, reconociendo su importancia en las reparaciones mayores y menores, siendo así este un material de apoyo didáctico para los alumnos que se encuentren estudiando la carrera de ingeniería petrolera, para hacer de su conocimiento la importancia de las cementaciones forzadas en un pozo.

La importancia que tienen las cementaciones forzadas ha crecido durante los últimos 70 años, debido a los fallos que se llegan a encontrar en las cementaciones primarias, o incluso por problemas que se puedan dar durante la operación, ya sea en el yacimiento o en la misma tubería, es por ello por lo que se dan estas alternativas para evitar atrasos en las operaciones.

La industria petrolera avanza día con día, es por eso que se debe de poner mucha atención en todo el proceso de perforación, cementación y terminación de pozos, y de ser pertinente proceder a las reparaciones mayores y menores, acorde a las necesidades, ventajas y desventajas del pozo, siendo operativas, administrativas y de producción.

Cabe mencionar que las cementaciones forzadas no siempre logran remediar los daños causados a la formación o a la tubería, es en estos casos donde se puede recurrir a los tapones de cemento, si estos no logran el objetivo deseado se recurrirá a los trabajos de reparaciones menores y mayores.

En los casos de reparaciones menores y mayores es necesario recordar que las cementaciones forzadas y los tapones de cemento se aplican en casos que se requiere aislar la formación productora, para evitar la migración y el contacto de otros fluidos que puedan contaminar la formación y hacer difícil la producción y extracción de los hidrocarburos.

Las técnicas utilizadas para la cementación forzada son hasta ahora una herramienta muy útil y muy eficaz, si es que este método repara el problema en la primera ocasión, cuando dicho procedimiento no cumple su objetivo se procede a la técnica de tapones de cemento.

La cementación forzada y los tapones de cementación son herramientas muy útiles que se pueden utilizar durante los trabajos de cementación de un pozo, para hacer las correcciones pertinentes y aumentar la producción de este

Es de suma importancia reconocer los equipos que van a ser utilizados durante los procesos de perforación y cementación de pozos, así como sus propiedades, pesos y demás para efectuar una buena perforación y terminación de pozo.

Es muy importante identificar el método con el cual se va a realizar la cementación forzada teniendo en cuenta los requerimientos del pozo y las condiciones en las que se encuentre el equipo de perforación para evitar una mala cementación.

Para el pozo 1 se realizó una CF a una zapata a través de un retenedor con el objetivo de evitar las filtraciones del yacimiento hacia la tubería, esta cementación se realizó por medio de un bache lavador y un bache espaciador bombeado hacia la zona de interés, para después ingresar la lechada de cemento hacia la zapata, posteriormente se levantó el stinger para que comenzara la circulación inversa y finalizando con el fraguado del cemento.

Para el pozo 2 se realizó un TxC para poder aislar el espacio anular de zonas que pueden provocar la contaminación y un depresionamiento de la formación, además de prevenir la migración de residuos que puedan dañar la tubería.

El procedimiento para el pozo 3 fue el de cementar por tapón balanceado en agujero descubierto para así evitar la pérdida en un cuerpo carbonatado, logrando así no alterar las propiedades del yacimiento.

Recomendaciones

Como recomendaciones a los diversos conflictos presentados durante las operaciones de los pozos, se concluye que tan importante es reconocer los diversos problemas que pueden afectar al pozo.

Con lo visto en los casos prácticos se reconoce la importancia que tienen los trabajos de remediación en los pozos, la cementación forzada y los tapones de cemento son herramientas que nos permiten tener en condiciones óptimas a nuestro pozo.

Cabe mencionar que en los trabajos realizados a los 3 pozos fueron hechos con herramientas recuperables, siguiendo los principios establecidos durante el desarrollo de esta tesis y ocupando el marco teórico que evidencia estas operaciones.

GLOSARIO

Con la finalidad de mostrar un mejor concepto de los términos manejados a lo largo de este trabajo, se presenta el siguiente glosario:

- **Cemento**

Es una mezcla de caliza, fierro y arcilla, los cuales son molidos y posteriormente calcinados en hornos horizontales con corriente de aire, donde se convierte en clinker, este contiene todos los componentes del cemento a excepción del sulfato de calcio.

- **Lechada de Cemento**

Suspensión altamente concentrada de partículas sólidas (cemento) en el agua.

- **Deshidratación de cemento**

Es el proceso mediante el cual, el cemento forma un enjarre y se endurece en la cara de la formación.

- **Filtrado de fluidos**

Es el volumen líquido perdido en la matriz de la roca en un determinado lapso de tiempo.

- **Enjarre**

Es la película que se forma con la depositación de sólidos al filtrarse el fluido en un medio poroso.

- **Requerimiento de agua**

Este término refiere a la cantidad de agua por saco de cemento que se requiere para generar la lechada.

- **Rendimiento de la lechada**

Es el volumen de fluido producido cuando un saco de cemento y aditivos se mezclan con agua, generando la lechada, se expresa en litros/saco.

- **Presión de bombeo**

Es la presión requerida para forzar el filtrado de la lechada en la formación, intentando no provocar fracturas.

- **Permafrost**

Es el suelo (incluye roca, hielo y materia orgánica) que permanece a una temperatura de 0°C o menos, este no debe de ser considerado permanente, ya que cambios climáticos, de terrenos o inducidos por el hombre pueden causar un aumento de la temperatura del suelo.

- Presión final

Presión deseada para garantizar el fraguado del cemento al término de la operación.

- Gradiente de fractura

Es una función de esfuerzo de sobrecarga, la presión de formación y la relación entre los esfuerzos verticales y horizontales.

- Presión de cierre instantáneo

Es la registrada por un manómetro en el momento preciso de para la inyección de cualquier fluido.

- Presión hidrostática

Es la presión ejercida por una columna de un fluido a una profundidad vertical dada y actúa de igual forma y en todas direcciones.

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura no. 1, “Proceso de Fabricación del cemento”, Schlumberger.....	6
Figura no. 2, “Medición de la densidad en balanza presurizada”, Manual de terminación de pozos FI UNAM.....	21
Figura no. 3, “Aislamiento de formación por cementación”, Manual de terminación de pozos PEP.	22
Figura no. 4, “Fenómeno de caída libre detectado cuando: a) la presión superficial es cero, y b) los gastos de bombeo y EA son diferentes”, Manual de perforación de pozos PEP.....	24
Figura no. 5, “Desplazamiento de la lechada”, Manual de perforación de pozos PEP.	25
Figura no. 6, “Densidad equivalente de circulación en el fondo del pozo”, Manual de cementaciones forzadas PEP.	26
Figura no. 7, “Esquema general de cementación”, Tesis cementación de pozos horizontales Huerta Rosales Miguel Ángel.....	28
Figura no. 8, “Cementación primaria”, Diplomado de cementaciones forzadas PEP.	29
Figura no. 9, “Esquematización de la inyección de cemento en una perforación de la TR”, diplomado de cementaciones forzadas PEP.	30
Figura no. 10, “Esquematización del efecto de la pérdida de filtrado en la formación”, Diplomado de cementaciones forzadas PEP.	31
Figura no. 11, “Cementación forzada con TP franca”, 100 años de perforación en México.....	32
Figura no. 12, “Migración de fluidos entre zonas”, 100 años de perforación en México.....	33
Figura no. 13, “Tapón de cemento utilizado para aislamiento de zona”, Manual de perforación de pozos PEP.....	35
Figura no. 14, “Tapón de cemento para detener la pérdida de circulación”, Manual de perforación de pozos PEP.....	36
Figura no. 15, “Taponamiento para perforación direccional”, Guía diseño de cementaciones.	37
Figura no. 16, “Tapones de cemento utilizados para el abandono del pozo”, Manual de perforación de pozos PEP.	38
Figura no. 17, “Tapón de desvío”, Guía diseño de cementaciones.	39
Figura no. 18, “Tapones de abandono”, Guía diseño de cementaciones.....	40
Figura no. 19, “Tapón por pérdida de circulación”, Guía diseño de cementaciones.	41
Figura no. 20, “Tapón para pruebas de formación”, Schlumberger.....	42
Figura no. 21, “Tapón balanceado”, Schlumberger.	43
Figura no. 22, “Balanceado / circulación inversa”, Schlumberger.	44

Figura no. 23, “Método de la cuchara vertedora”, Schlumberger.	44
Figura no. 24, “Estado mecánico de corrección de anomalías de TR”	48
Figura no. 25, “Estado mecánico de un pozo con aparejo fluyente”	54
Figura no. 26, “Estado mecánico de un pozo inyector”.	55
Figura no. 27, “Estado mecánico de un pozo con aparejo de bombeo neumático”	56
Figura no. 28, “Estado mecánico de un pozo con aparejo de bombeo mecánico”	57
Figura no. 29, “Estado mecánico de un pozo con aparejo de bombeo electrocentrífugo”	58
Figura no. 30, “Estado mecánico de un pozo con sarta de velocidad”.	59
Figura no. 31, “Colocación de un tapón de cemento balanceado”.	64
Figura no. 32, “Técnica para una cementación forzada”.	65
Figura no. 33, “Aislamiento con tapón mecánico”.	66
Figura no. 34, “Aislamiento con cable eléctrico”	67
Figura no. 35, “Aislamiento con tubería flexible”.	68
Figura no. 36, “Aislar intervalos con tapones ciegos”	69
Figura no. 37 “Aislar intervalos en agujero descubierto”	70
Figura no. 38, “Estado mecánico con redisparo”	72
Figura no. 39, “Representación esquemática de la colocación de la lechada de cemento (a) y el forzamiento de esta (b)”, guía de cementaciones forzadas PEP.	75
Figura no. 40, “Representación esquemática de la colocación de la lechada de cemento con empacadores recuperables”, guía de cementaciones forzadas PEP.	76
Figura no. 41, “Representación esquemática de la colocación de la lechada de cemento con retenedor de cemento”, guía de cementaciones forzadas PEP.	78
Figura no. 42, “Comportamiento de la presión de inyección con bombeo intermitente”, guía de cementaciones forzadas PEP	80
Figura no. 43, “Ubicación geográfica de los campos”.	81
Figura no. 44, “Estado mecánico”.	84
Figura no. 45, “Ubicación geográfica de los campos”.	86
Figura no. 46, “Estado mecánico”.	89
Figura no. 47, “Ubicación geográfica de los campos”.	91
Figura no. 48, “Estado mecánico”.	94

BIBLIOGRAFIA

1. 10, A. S. (Noviembre 1977). Specification for Materials and Testing for Well Cements.
2. Albarrán Flores, D. (2012). Cementación de pozos petroleros en aguas profundas. Tesis.
3. Antonio Bolaños Monter, Cementación de pozos petroleros, Facultad de Ingeniería, UNAM, 1998.
4. API SPEC 10, Materials and Testing for Well Cements, twelfth edition. 1984.
5. API Specification. (Noviembre 2017). Specification for Materials and Testing for Well Cements. Fifth Edition.
6. Bolaños Monter, A. (Septiembre de 1998). Cementación de pozos petroleros. Tesis.
7. Bourgoyne Adam T. (1991). Applied Drilling Engineering. SPE, II.
8. Cementing I Halliburton energier services. (s.f.).
9. Cruz Espinoza, L. (s.f.). Apuntes de Terminación y Mantenimiento de pozos.
10. Dowell Engineering Manual. (1995).
11. Dwight, K. (1990). Cementing Monograph. Series SPE, IV.
12. Energy Halliburton Cementing Manual. (s.f.).
13. Francisco Garaicochea P. Temas Selectos sobre Cementaciones de Pozos, Facultad de Ingeniería, UNAM.
14. George C. Howard & C.R. Fast, Squeeze cementing operations, SPE 950053.
15. Gomez Cabrera, J. (2010). Apuntes de Sistemas Artificiales de Producción.
16. Gomez Martinez, J. (s.f.). Manual Teórico-Práctico para el conocimiento de los alumnos de la carrera de Ingeniería Petrolera sobre los equipos, cementos y aditivos empleados en la cementación de pozos petroleros. Laboratorio de Perforación y Terminación de pozos, 78.
17. Grupo CEPID, Ingeniería de cementaciones, 2009.
18. Halliburton, Servicios a Pozos, Manual de cementaciones sección 8.
19. Haut, R., & Crook, R. (1979). Primary Cementing: the Mud Displacement Process. SPE.
20. Ignacio Alonso Cárdenas. Apuntes de Terminación de Pozos, Facultad de Ingeniería, UNAM.
21. Neal J. Adams, Drilling Engineering, Ed Penn Well Books, Oklahoma 1985.
22. Nelson, E. (1990). Well Cementing.
23. PEMEX EXPLORACIÓN Y PRODUCCIÓN, Gerencia de ingeniería y tecnología de la UPMP. Guía de Diseño para Aislar Intervalos Probados, 2008.
24. PEMEX Exploración y Producción, Guía de diseño y ejecución de Cementaciones forzadas
25. PEMEX Exploración y producción, Manual de procedimientos de perforación marina.
26. PEMEX Subdirección de Producción Primaria, Procedimientos de operación de Ingeniería Petrolera.
27. PEMEX, Subdirección de perforación y mantenimiento a pozos, Diseño de la perforación de pozos.
28. Preston, L. (1986). Drilling Practices Manual. II.
29. Preston, L. (1986). Drilling Practices Manual. II.
30. Schlumberger. Introducción a la cementación.

31. Schlumberger. (1997). DEC Cementing School Papers. Drilling School.
32. SLB, Servicios a Pozos, Conventional squeeze cementing engineering manual.
33. Smith D. K. (1990). Cementing (Vol. IV). SPE Monograph.
34. Tejeda Arias, J. (Petróleos Mexicanos). Ingeniería de Cementaciones. Subdirección de Perforación y Mantenimiento a Pozos.
35. Un siglo de la perforación en México, Tomo 11 Terminación y mantenimiento de pozos.
36. Un siglo de la perforación en México, Tomo 7 Ingeniería de cementaciones.
37. Un siglo de la perforación en México, Tomo 8 Diseño de la perforación de pozos.
38. Viñas Rodríguez, R. (s.f.). Apuntes de Terminación y Mantenimiento de Pozos.