



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

DIVISIÓN DE INGENIERÍA EN CIENCIAS DE LA
TIERRA

“OPCIONES DE TAPONAMIENTO PARA ABANDONO DE POZOS PETROLEROS”

TESIS

QUE PARA OBTENER EL TITULO DE INGENIERO
PETROLERO

PRESENTA:

GUERRERO HERNÁNDEZ JUAN MANUEL

DIRECTOR:

ING. JOSÉ AGUSTÍN VELASCO ESQUIVEL



MÉXICO D.F. CIUDAD UNIVERSITARIA, 2014

AGRADECIMIENTOS

A mis padres, Juan y Martha, por haberme apoyado y acompañado a lo largo de este camino, por inculcarme los valores y las herramientas que me permiten ser quien soy, así como nunca darme por vencido pese a cualquier adversidad, por todo su amor y comprensión; gracias por todas las lecciones que me han dado hasta ahora y por ser un gran ejemplo para mí, soy una persona afortunada por tener a unos excelentes y maravillosos padres, sin ellos no hubiera sido posible llegar hasta este punto.

A mis hermanos Blanca y Martín, por su ayuda, consejos, por darme la fuerza para seguir adelante y por todos los momentos buenos y malos que hemos pasado juntos, les agradezco de corazón estar siempre conmigo.

A mis abuelitos, abuelitas, tíos y tías, gracias a toda la familia Guerrero y Hernández por apoyarme.

A mis primos Guillermo, Said, Uriel, Cristófer y Emanuel, por todo su apoyo, comprensión y por todos los momentos alegres que hemos tenido.

A mis amigos rockeros, Jorge, Jerson, Giovanni, Andes, Omar, Cristian y Francisco, más que amigos son como hermanos, gracias por estar conmigo, por sus consejos y por los momentos inolvidables hemos compartido.

A mi mejor amiga Elsa, gracias por todo tu apoyo incondicional, por los momentos buenos y malos que hemos tenido y gracias por brindarme tu cariño y amistad a lo largo de este tiempo.

A mi amigo y hermano Eliel por todo el apoyo y ayuda que me brindó a lo largo de la carrera.

A mis amigas Lorena, Nancy, Ivon, Andrea, Natalia y Noemi, gracias por brindarme su apoyo, amistad y por creer en mí; y en general gracias a todos mis amigos por darme aliento para seguir adelante.

A mi director de Tesis Ing. José Agustín Velasco Esquivel, gracias por creer en mí y por apoyarme en la realización de este trabajo; y a mis sinodales Ing. Rafael Viñas Rodríguez, Ing. Israel Castro Herrera, Ing. Héctor Erick Gallardo, Ing. José Juventino Sánchez Vela, por tomarse el tiempo de leer mi trabajo y ayudarme a mejorarlo.

A mi amada UNAM y la Facultad de Ingeniería, gracias por brindarme las herramientas y experiencias que adquirí a lo largo de la carrera, por todas las lecciones y por el crecimiento en todos los aspectos de mi vida.

ÍNDICE

INTRODUCCIÓN.....	7
CAPITULO 1. CEMENTACIONES	9
1.1 TIPOS DE CEMENTACIONES.....	9
1.1.1 CEMENTACIÓN PRIMARIA	9
1.1.1.1 CEMENTACIÓN POR ETAPAS.....	11
1.1.2 CEMENTACIÓN FORZADA.....	12
1.1.3 TAPONES DE CEMENTO	13
1.2 OBJETIVOS DE LA CEMENTACIÓN.....	14
1.2.1 CEMENTACIÓN PRIMARIA	14
1.2.2 CEMENTACIÓN FORZADA.....	14
1.2.3 TAPÓN DE CEMENTO.....	14
1.3 CALIDAD DEL CEMENTO	15
1.3.1 CEMENTO PORTLAND.....	15
1.3.2 CLASIFICACIÓN DE LOS CEMENTOS	16
1.3.3 HIDRATACIÓN DEL CEMENTO.....	19
1.4 CEMENTOS ESPECIALES.....	23
1.4.1 CEMENTOS ULTRA FINOS	23
1.4.2 CEMENTOS EPOXI.....	23
1.4.3 ESCORIA.....	23
1.4.4 PUZOLANAS	23
1.4.5 CEMENTOS DIESEL (CEMENTO BASE DIESEL)	24
1.4.6 CEMENTOS RESINOSOS O PLÁSTICOS	25
1.4.7 CEMENTOS DE YESO.....	25
1.4.8 CEMENTOS LÁTEX	25
1.4.9 CEMENTOS PARA AMBIENTES FRIOS.....	26
1.4.10 CEMENTOS ESPUMOSOS.....	26
1.4.11 CEMENTOS TIXOTRÓPICOS.....	26
1.4.12 CEMENTO ANTIÁCIDO.....	27
1.4.13 CEMENTOS EXPANSIVOS.....	27
1.4.14 CEMENTOS COMPRESIBLES.....	28
1.4.15 CEMENTOS FIBROSOS	28

1.5 PROPIEDADES DE LOS CEMENTOS.....	29
1.5.1 RENDIMIENTO.....	29
1.5.2 DENSIDAD DE LA LECHADA	29
1.5.3 AGUA DE MEZCLA	30
1.5.4 TIEMPO DE FRAGUADO (CAPACIDAD DE BOMBEO).....	31
1.5.5 FUERZA DE COMPRESIÓN	31
1.5.6 PERDIDA DE AGUA.....	32
1.5.7 REOLOGÍA.....	32
1.6 ADITIVOS DEL CEMENTO	34
1.6.1 ACELERADORES	34
1.6.2 RETARDADORES.....	35
1.6.3 REDUCCION DE DENSIDAD	35
1.6.4 INCREMENTO DE DENSIDAD (DENSIFICANTES)	35
1.6.5 ADITIVO PARA EL CONTROL DEL FILTRADO	36
1.6.6 DISPERSANTES (REDUCCIÓN DE FRICCIÓN).....	36
CAPITULO 2. TAPONAMIENTO DE POZOS.....	37
2.1 RAZONES POR LAS QUE SE TAPA UN POZO	38
2.1.1 RENTABILIDAD.....	38
2.1.2 DESCONTROL DE POZOS.....	38
2.1.3 POZOS VIEJOS.....	40
2.2 DIAGNOSTICO PARA TAPAR UN POZO.....	41
2.3 MÉTODOS PARA TAPONAR UN POZO	42
2.3.1 TAPÓN EQUILIBRADO	42
2.3.2 CUCHARA VERTEDORA (DUMP BAILER).....	44
2.3.3 MÉTODO DE DOS TAPONES CON TUBERÍA DE ALUMINIO.....	45
2.3.4 TAPÓN MECÁNICO	46
2.4 HERRAMIENTAS, EQUIPO Y MATERIALES.....	49
2.4.1 HERRAMIENTA DE DESVIACIÓN	49
2.4.2 CENTRALIZADOR DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN	50
2.4.3 PÍLDORA VISCOSA	50
2.4.4 CIRCULACIÓN INVERSA.....	51
2.4.5 BOLAS Y DARDOS PARA TUBERÍA DE PERFORACIÓN.....	52
2.4.6 EQUIPOS Y MATERIALES.....	52

2.5 PRUEBAS DE TAPONAMIENTO	57
2.5.1 VERIFICACIÓN DEL TOC (TOP OF CEMENT).....	57
2.5.2 PRUEBAS DE INTREGRIDAD DEL TAPÓN DE CEMENTO	57
2.5.3 PRUEBAS DE SONDEO	58
2.6 MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PROTECCIÓN AMBIENTAL	59
2.7 OPERACIÓN DE TAPONAMIENTO.....	60
2.7.1 TAPONAMIENTO DEFINITIVO	60
2.7.2 TAPONAMIENTO TEMPORAL.....	70
CAPITULO 3. ABANDONO DE POZOS	72
3.1 ABANDONO TEMPORAL	74
3.2 ABANDONO PERMANENTE O DEFINITIVO.....	74
3.3 CAUSAS QUE ORIGINAN EL ABANDONO DE POZOS.....	76
3.3.1 INVASIÓN DE AGUA SALADA.....	76
3.3.2 AGOTAMIENTO Y BAJA RECUPERACIÓN DEL INTERVALO PRODUCTOR	76
3.3.3 DAÑOS A LAS FORMACIONES PRODUCTORAS	76
3.3.4 CEMENTACIONES PRIMARIAS DEFECTUOSAS.....	77
3.3.5 DESPRENDIMIENTOS Y ROTURAS EN LAS TUBERIAS DE REVESTIMIENTO	77
3.3.6 ACUMULACIÓN DE ARENA FRENTE A LOS INTERVALOS ABIERTOS.....	77
3.3.7 TUBERIAS OBTURADAS EN SU INTERIOR CON SAL, ARENA O FLUIDOS	78
3.3.8 COMUNICACIÓN ENTRE TP Y TR	78
3.3.9 CAMBIOS DEL APAREJO O SISTEMA DE RECUPERACIÓN	78
3.3.10 AGOTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN	79
3.4 PASOS A SEGUIR PARA ABANDONAR UN POZO	80
3.4.1 REMOCIÓN DEL EQUIPO DEL FONDO DEL POZO	81
3.4.2 LIMPIEZA DEL POZO.....	82
3.4.2.1 FORMAS DE DESPLAZAMIENTOS	83
3.4.2.2 ESPACIADORES Y LAVADORES QUÍMICOS	84
3.4.3 RECUPERACIÓN Y CORTE DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO	85
3.5 NORMATIVIDAD.....	90
CAPITULO 4. CONDICIONES FINALES DE ABANDONO.....	96
4.1 CONDICIONES FINALES PARA POZOS TERRESTRES, LACUSTRES Y MARINOS	98
4.2 CORRECCIÓN DE ABANDONOS DEFECTUOSOS.....	99

4.3 ABANDONO DE CAMPOS Y DESMANTELAMIENTO DE PLATAFORMAS	101
4.4 COSTOS DE ABANDONO	103
CAPITULO 5. CASO DE ESTUDIO.....	105
CONCLUSIONES.....	115
REFERENCIAS	117

INTRODUCCIÓN

El proceso de taponamiento y abandono de pozos (T&A), se está haciendo cada vez más frecuente a medida que los yacimientos van envejeciendo y alcanzando sus límites productivos y económicos. Los pozos que alcanzan su límite técnico-económico, y los que representan alto riesgo en la seguridad de una comunidad aledaña requieren de su taponamiento. Para poder taponar un pozo se deben conocer las características del mismo además de varios factores, así como las normas necesarias para poder realizar las operaciones de taponamiento y abandono.

La remediación de las operaciones defectuosas de taponamiento y abandono es costosa, por lo que las equivocaciones en la operación de taponamiento y abandono pueden afectar de gran manera al medio ambiente y a la industria petrolera, ya que la contaminación al medio ambiente genera un elevado costo en la reparación de los daños, por lo que se tiene que volver a intervenir en el pozo para taponarlo y abandonarlo correctamente.

Con estas inquietudes en mente, se están mejorando los procedimientos de abandono de pozos y campos, a fin de asegurarse que los yacimientos abandonados queden, en efecto, permanentemente sellados y las instalaciones se desmantelen de manera apropiada.

El objetivo principal al abandonar un pozo es el aislamiento permanente de todas las formaciones del subsuelo atravesadas por el pozo, aunque sellar yacimientos agotados constituye una importante preocupación en los procedimientos de T&A, en las operaciones de abandono lo ideal es aislar tanto las zonas productivas como otras formaciones.

El aislamiento total evita que el gas, el petróleo o el agua migren hacia la superficie o fluyan de una formación a otra, aunque en algunas ocasiones el taponamiento puede ser defectuoso por varios factores como una mala cementación, un tapón mal colocado o el agrietamiento del tapón. Las fugas que se presentan en los sellos suponen un riesgo para el medio ambiente por lo que hay que repararlos.

Por estas razones, las operaciones de T&A son muy importantes y no se deben planear a la ligera. El taponamiento correcto de un pozo resulta mucho más fácil si se planea desde el comienzo del proyecto, incluso si el costo inicial aparentemente es más alto.

También, por estas razones se han estado creando nuevos cementos flexibles, los cuales brindan una integridad del cemento más larga ya que resisten el agrietamiento por esfuerzos tectónicos y forman un mejor sello hidráulico. Otra técnica utilizada para el mejor sello del intervalo productor es el bombeo ultra-lento de lechadas de micro cemento, en el cual se utilizan optimas distribuciones del tamaño de las partículas del cemento para penetrar en las grietas diminutas y llenarlas evitando así el escape de fluidos.

Cada taponamiento es diferente ya que depende de las características del pozo y de la zona en la que se encuentre, el taponamiento puede realizarse por técnicas convencionales o utilizando otras técnicas como tubería flexible, he aquí la importancia de conocer la metodología y las opciones que se tienen para poder taponar y abandonar un pozo de forma correcta y segura.

En el presente trabajo, se mostrará un panorama de la metodología y procedimientos para abandonar un pozo, haciendo mención en las operaciones de taponamiento de pozos, así como la normatividad requerida y las condiciones finales de un abandono de pozos, también se mencionan algunas técnicas para un mejor sellado del pozo.

Finalmente se presenta un caso de estudio donde se plantea y ejemplifica la práctica de un abandono de pozo, también se mencionan nuevos cementos flexibles, los cuales ayudan a mejorar el sello en el pozo abandonado para evitar fugas o problemas en el futuro.

El taponamiento y abandono de un pozo es muy importante debido a que la industria petrolera enfrenta nuevos retos a nivel mundial en esta área y, además, porque estas operaciones deben de llevarse a cabo con mucho cuidado para tener buenos resultados y que no resulte en un procedimiento muy costoso y dañino para el medio ambiente.

CAPITULO 1. CEMENTACIONES

En la industria petrolera la cementación de pozos es el proceso que consiste en mezclar el cemento seco y ciertos aditivos con agua para formar una lechada que es bombeada al pozo a través de la sarta de revestimiento y colocarlo en el espacio anular entre las formaciones que se han perforado y la tubería de revestimiento con el propósito de sellar las formaciones de interés.

El volumen de cemento que se bombea es predeterminado para alcanzar zonas críticas (alrededor del fondo de la zapata, espacio anular, formación permeable, agujero descubierto, etc.). Luego se deja fraguar y endurecer, formando una barrera permanente e impermeable al movimiento de los fluidos detrás del revestidor.

1.1 TIPOS DE CEMENTACIONES

La cementación de pozos se clasifica de acuerdo a los objetivos que se desean conseguir:

- a) Cementación primaria
- b) Cementación forzada
- c) Tapón de cemento

1.1.1 CEMENTACIÓN PRIMARIA

La cementación primaria es el proceso que consiste en colocar cemento en el espacio anular, entre la tubería de revestimiento y la formación, proporcionando un sello permanente con el propósito de asegurar la integridad del agujero, lo cual implica el aislamiento zonal, protección de la tubería de revestimiento y sustentación del agujero. **(Fig.1.1. Cementación primaria).**

El cemento se endurece y forma un sello hidráulico en el agujero evitando la migración de fluidos de la formación en el espacio anular hacia la superficie.

La cementación primaria es por consiguiente, una de las etapas más críticas durante la perforación y terminación de un pozo. Este procedimiento debe ser

cuidadosamente planificado y ejecutado, debido a que hay una sola oportunidad para realizar esta operación exitosamente.

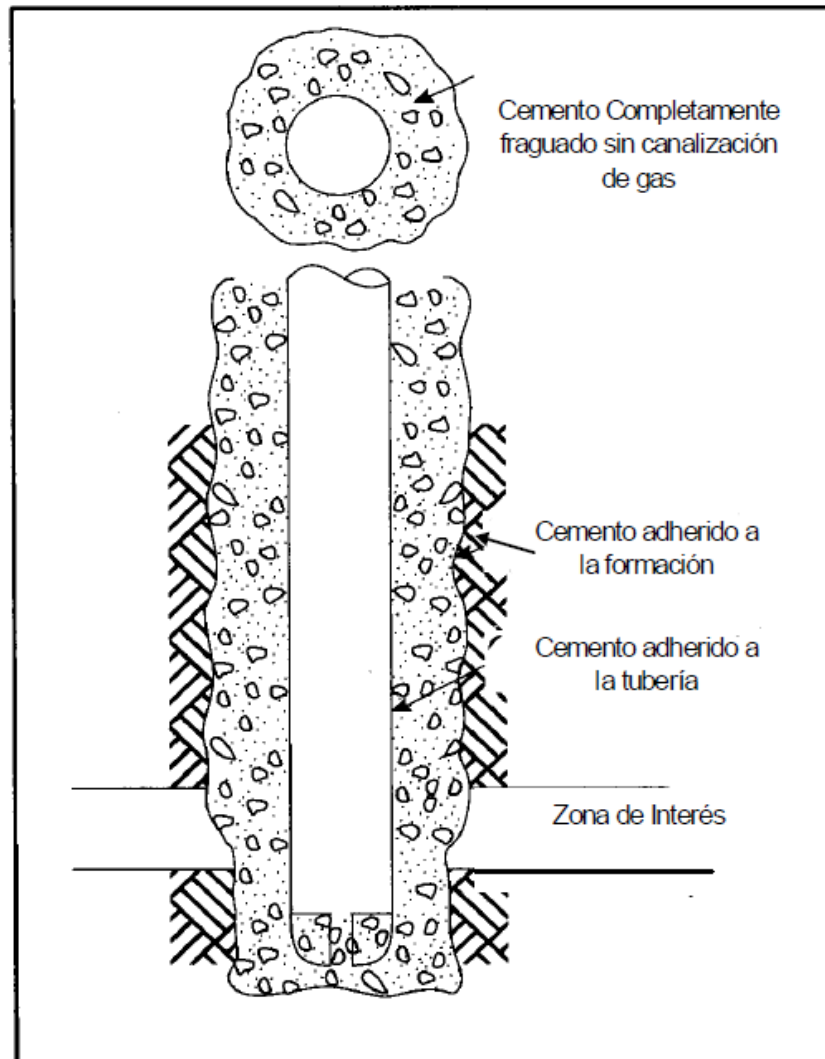


FIG. 1.1. Cementación primaria.

Aislamiento zonal

El aislamiento zonal consiste en sellar unas zonas con respecto a otras. Esto evita el desplazamiento de los líquidos y gases entre las zonas de la formación a través del espacio anular.

Sustentación de la tubería de revestimiento

La capa de cemento proporciona soporte axial a la tubería de revestimiento de la superficie, así como para cualquier tubería de revestimiento que se instale después (por ejemplo, un liner).

Protección de la tubería de revestimiento

El cemento sirve como protección contra las formaciones plásticas (por ejemplo las sales), y fluidos corrosivos de la formación (H_2S y CO_2).

Sustentación del agujero

El cemento actúa como soporte para el agujero en formaciones deleznales, sensibles al agua o no consolidadas.

1.1.1.1 CEMENTACIÓN POR ETAPAS

La cementación por etapas se efectúa en pozos donde se desea cubrir con cemento una gran longitud del espacio anular o donde se tienen zonas de interés con separaciones muy marcadas o con problemas de pérdidas en zonas débiles donde no se puede soportar una columna pesada.

La finalidad de la cementación por etapas, es:

- Colocar grandes columnas de cemento.
- Aminorar la presión sobre el pozo descubierto al reducir la columna.
- Dividir columnas de gran diámetro para mejorar la cementación.
- Colocar cemento sólo en un lugar deseado, sin hacer una columna continua de cemento.
- Cementar encima de zonas de pérdida de circulación.

1.1.2 CEMENTACIÓN FORZADA

El proceso de cementación primaria ha sido usado por más de 70 años para sellar y soportar las tuberías de revestimiento de un pozo¹. Desafortunadamente, los resultados no son siempre exitosos y durante la vida de muchos pozos se han requerido de ciertos trabajos de corrección.

La técnica, comúnmente llamada cementación forzada, es más difícil y más amplia en su aplicación que la cementación primaria. Las operaciones de la cementación forzada pueden ser desarrolladas durante la perforación o la terminación de un pozo o para su reparación o intervención posterior.

La cementación forzada es necesaria por muchas razones, pero probablemente el uso más importante es en la producción de hidrocarburos de aquellas formaciones que producen otros fluidos no deseados. El elemento clave de una cementación forzada es la colocación del cemento en el punto deseado.

La cementación forzada es el proceso de forzar la lechada de cemento bajo presión a través de las perforaciones en la tubería de revestimiento y las cavidades detrás del mismo con el propósito de construir nodos de buena calidad que permitan aislar o eliminar la producción de fluidos indeseables y eliminar comunicaciones por problemas en la cementación primaria.

Cuando la lechada es forzada a entrar en una formación permeable, las partículas de los sólidos se colocan en la pared de la formación y la fase acuosa (filtrado del cemento) entra a la matriz de la formación. Un apropiado diseño del trabajo de una cementación forzada da como resultado un filtrado de cemento que llena las aberturas entre la formación y la tubería de revestimiento, el filtrado forma una capa impermeable sólida.

En algunos casos donde la lechada es colocada en intervalos fracturados, los sólidos del cemento deberán desarrollar un filtrado o puente en la fractura.

La cementación forzada tiene muchas aplicaciones durante las fases de perforación y terminación, las más comunes son:

- Reparar un trabajo de cementación primaria que tiene canalización o tiene una altura insuficiente en el espacio anular.
- Eliminar la intrusión de agua arriba y abajo del intervalo productor.

¹ PEMEX Exploración y Producción. Un siglo de la perforación en México. Tomo 7 – Ingeniería de Cementaciones.

- Reducir la relación gas-aceite al aislar las zonas de gas de intervalos de aceite adyacentes.
- Reparar fugas de la tubería de revestimiento por corrosión o tubería ranurada.
- Abandono de zonas improductivas o agotadas.
- Sellar zonas de pérdida de circulación.
- Proteger las zonas productoras de la migración de fluidos.

En las cementaciones forzadas el cemento se prepara con aditivos de control de pérdida de agua y se inyecta a bajo gasto por debajo de la presión de fracturamiento de la formación, dando tiempos estáticos para hacer que la lechada expuesta a la zona permeable en los disparos se deshidrate y forme una capa de cemento en cada tiempo estático y así obturar todos los disparos con capas de cemento superpuestas hasta tener una pequeña protuberancia en el agujero.

1.1.3 TAPONES DE CEMENTO

En algún momento de la vida productiva de un pozo de petróleo, gas o agua, puede llegar a ser necesario un tapón de cemento. El tapón de cemento comprende un cierto volumen de lechada de cemento, colocado en el agujero o en el interior de la tubería de revestimiento, es la operación que consiste en colocar una columna de cemento en el pozo abierto o revestido.

Algunas aplicaciones de los tapones de cemento son:

- Desviar el agujero del pozo por encima de un pescado o realizar una perforación direccional.
- Taponar una zona o un pozo agotado (abandono).
- Resolver un problema de pérdida de circulación durante la fase de perforación.
- Probar el anclaje.

1.2 OBJETIVOS DE LA CEMENTACIÓN

1.2.1 CEMENTACIÓN PRIMARIA

Los objetivos de la cementación primaria son:

1. Proporcionar aislamiento entre las zonas del pozo que contienen gas, aceite y agua.
2. Soportar el peso de la propia tubería de revestimiento.
3. Reducir el proceso corrosivo de la tubería de revestimiento con los fluidos del pozo y con los fluidos inyectados de estimulación.
4. Evitar derrumbes en la pared de formaciones no consolidadas.
5. Proteger la tubería contra impactos originados con la perforación subsecuente.
6. Prevenir la contaminación de fluido de perforación de los acuíferos.

1.2.2 CEMENTACIÓN FORZADA

Los objetivos de la cementación forzada son:

1. Mejorar el sello hidráulico entre dos zonas que manejan fluidos.
2. Corregir la cementación primaria en la boca de una tubería corta, o en la zapata de una tubería cementada, que manifieste ausencia de cemento en la prueba de goteo.
3. Eliminar la intrusión de agua en el intervalo productor.
4. Reducir la relación gas-aceite.
5. Sellar un intervalo explotado.
6. Sellar parcialmente un intervalo que se selecciono incorrectamente.
7. Corregir una canalización en la cementación primaria.
8. Corregir una anomalía en la tubería de revestimiento.
9. Abandonar zonas no productoras o agotadas.
10. Sellar zonas de pérdidas de circulación.

1.2.3 TAPÓN DE CEMENTO

Los objetivos de los tapones de cemento son:

1. Desviar la trayectoria del pozo arriba de un pescado o para iniciar la perforación direccional.
2. Taponar una zona del pozo o taponar el pozo para abandono.
3. Resolver un problema de pérdida de circulación en la etapa de perforación.
4. Aislar una zona para pruebas de formación.

1.3 CALIDAD DEL CEMENTO

El cemento es una mezcla compleja de caliza, sílice y arcilla molida y calcinada, que al entrar en contacto con el agua forma un cuerpo sólido. Esta mezcla de ingredientes se muele, se calcina en hornos horizontales con corriente de aire y se convierte en clinker, el cual contiene todos los componentes del cemento, excepto el sulfato de calcio, que se le agrega como paso final.

1.3.1 CEMENTO PORTLAND

El primer cemento usado en un pozo petrolero fue el llamado cemento Portland, el cual fue desarrollado por Joseph Aspdin en 1824, esencialmente era un material producto de una mezcla de quemada de calizas y arcillas.

El cemento Portland es, además, el ejemplo típico de un cemento hidráulico, fragua y desarrolla resistencias a la compresión como resultado de la hidratación, la cual involucra reacciones químicas entre el agua y los componentes presentes en el cemento.

De todos los cementos, Portland es el más importante en cuanto a términos de calidad, desarrollo de resistencia a la compresión, tensión y a los sulfatos, por lo cual es el material idóneo para las operaciones de cementación de pozos petroleros.

Cabe mencionar que algunos cementos Portland se fabrican de manera especial debido a que las condiciones de los pozos difieren significativamente entre sí al variar su profundidad, temperatura, ubicación geográfica, etc. El fraguado y endurecimiento no solamente ocurre si la mezcla de cemento y agua se deja estática al aire, también se presenta si la mezcla se coloca en agua.

El cemento fraguado tiene baja permeabilidad y es insoluble en agua, de tal forma que expuesto a esta no se destruyen sus propiedades. Tales atributos son esenciales para que un cemento obtenga y mantenga el aislamiento entre las zonas del subsuelo.

Los principales compuestos del cemento y sus funciones son:

a) Silicato tricálcico (3CaOSiO_2) habitualmente conocido como C_3S .

Es el componente más abundante en la mayoría de los cementos y, además, el factor principal para producir la consistencia temprana o inmediata. Generalmente, los cementos de alta consistencia inmediata contienen mayor concentración este compuesto, más que el Portland común y los retardados.

b) Silicato dicálcico (2CaOSiO_2) habitualmente conocido como C_2S .

Compuesto de hidratación lenta que proporciona la ganancia gradual de resistencia. Ocurre en un periodo largo.

c) Aluminato tricálcico ($3\text{C}_a\text{OAl}_2\text{O}_3$) habitualmente conocido como C_3A .

Tiene influencia en el tiempo de espesamiento de la lechada. Es responsable de la susceptibilidad al ataque químico de los sulfatos sobre los cementos. Esta susceptibilidad se clasifica en moderada y alta resistencia al ataque químico, cuando contienen este compuesto en 8 y 3% respectivamente.

d) Alúmino ferrito tetracálcico ($4\text{C}_a\text{OAl}_2\text{O}_3\text{Fe}_2\text{O}_3$) habitualmente conocido como C_4AF .

Este compuesto es de bajo calor de hidratación y no influye en el fraguado inicial.

1.3.2 CLASIFICACIÓN DE LOS CEMENTOS

Los cementos tienen ciertas características físicas y químicas en base al uso que se les puede dar en cuanto al rango de profundidad, presiones y temperaturas a soportar. La API define nueve diferentes clases de cemento (de A a H) dependiendo de la proporción de los cuatro componentes químicos fundamentales (C_3 , C_2S , C_3A , C_4AF siendo C = Calcio, S = Silicato, A = Aluminato y F = Fluoruro). **(Tabla 1.1. Clasificación De los cementos, Tabla 1.2 Composición química de los cementos API).**

1. CLASE A

Está diseñado para emplearse a 1,830 m (6,000 ft) de profundidad como máximo, con temperaturas de 77 °C (170 °F) y donde no se requieran propiedades especiales; brinda una moderada resistencia a sulfatos. Esta clase de cemento es el más barato. La Sociedad Americana para Pruebas de Materiales (ASTM, por sus siglas en inglés), denomina a este cemento como “**Tipo I**”. Este cemento es un producto obtenido de la molienda conjunta de Clinker y yeso. Por ser fabricado con Clinker tipo II, tiene moderada resistencia al ataque por sulfatos y alta adherencia en las lechadas, lo que se traduce en un mejor soporte de la tubería.

Por su moderado calor de hidratación, reduce en gran medida la posibilidad de fisuras, evitando el movimiento de fluidos hacia la superficie y protegiéndola contra la corrosión y posee un bajo contenido de cloruros.

2. CLASE B

Está diseñado para emplearse a 1,830 m (6,000 ft) de profundidad como máximo, con temperaturas de 77 °C (170 °F). Este cemento no requiere propiedades especiales, y su aplicación se da cuando las condiciones del pozo lo permitan y donde se requiere moderada a alta resistencia a los sulfatos. Este cemento presenta un contenido de C_3A menor que el cemento clase A y tiene un costo ligeramente superior. El ASTM denomina a este cemento como “**Tipo II**”.

Los cementos con bajo contenido de C_3A son menos susceptibles al ataque de sulfatos.

3. CLASE C

Está diseñado para emplearse a 1,830 m (6,000 ft) de profundidad como máximo, con temperaturas de 77 °C (170 °F), donde se requiere alta resistencia a la compresión temprana. Se fabrican en los tres grados de resistencia a los sulfatos (baja, moderada y alta). Este cemento presenta un alto contenido de C_3S . El ASTM denomina a este cemento como “**Tipo III**”.

Este cemento requiere más agua de mezcla y por lo tanto se crea una lechada de baja densidad. Se asienta rápidamente pero no desarrolla mucha resistencia a la compresión y tiene un alto contenido de C_3A .

4. CLASE D

Este cemento se emplea de 1,830 m (6,000 ft) hasta 3,050 m (10,000 ft) de profundidad con temperaturas de hasta 110 °C (230 °F) y presión moderada. Se fabrica en moderada y alta resistencia a los sulfatos. Estos cementos resultan más

costosos que otras clases de cementos. Este cemento representa al “**Tipo IV**” para el ASTM.

5. CLASE E

Este cemento se usa de 3,050 m (10,000 ft) hasta 4,270 m (14,000 ft) de profundidad, con temperaturas de 143 °C (290 °F) y alta presión. Se fabrica en moderada a alta resistencia a los sulfatos. Estos cementos resultan más costosos que otras clases de cementos. Equivale al ASTM “**Tipo V**”.

6. CLASE F

Este cemento se usa de 3,050 m (10,000 ft) hasta 4,880 m (16,000 ft) de profundidad con temperaturas de 160 °C (320 °F), donde exista alta presión. Se fabrica en moderada y alta resistencia a los sulfatos. Estos cementos resultan más costosos que otras clases de cementos.

Los cementos clase D, E y F (cementos retardados), son utilizados para alcanzar mayores profundidades. Presentan una significativa reducción de las cantidades de C_3A y de C_3S y un aumento de tamaño de sus partículas lo que provoca un efecto retardante en el fraguado.

7. CLASE G Y H

Comúnmente conocidos como cementos petroleros, son cementos básicos para emplearse desde la superficie hasta 2,240 m (8,000 ft). Pueden modificarse con aceleradores o retardadores, para usarlos en un amplio rango de condiciones de presión y temperatura. Se fabrica en moderada y alta resistencia a los sulfatos.

En cuanto a su composición, son similares a los cementos API clase B. La composición química de los cementos G y H son esencialmente iguales.

La principal diferencia radica en su área superficial, los cementos clase H son más gruesos que los cementos clase G. los cementos clase G y H son los más usados hoy en día, fueron desarrollados en respuesta a las mejoras de la tecnología de aceleramiento y retardamiento.

TABLA 1.1. Clasificación de los cementos.

Clases API	Agua de Mezcla gal / sx	Lechada wt. ppg	Profundidad en pies	BHST °F
A (Portland)	5.2	15.6	0-6000	80-170
B (Portland)	5.2	15.6	0-6000	80-170
C (Alta Temprana)	6.3	14.8	0-6000	80-170
D (Retardada)	4.3	16.4	6000-10000	170-230
E (Retardada)	4.3	16.4	6000-10000	170-230
F (Retardada)	4.3	16.4	10000-16000	230-320
G (California Básico)	5.0	15.8	0-8000	80-200
H ("Gulf Coast" Básico)	4.3	16.4	0-8000	80-200

TABLA 1.2 Composición química de los cementos API.

Cemento	Componente				Molienda
	SC ₃	SC ₂	AC ₃	AFC ₄	
A	53	24	8	8	1500 – 1900
B	47	32	5	12	1500 – 1900
C	58	16	8	8	2000 – 2800
D	26	54	2	12	1200 – 1600
E	26	54	2	12	1200 – 1600
G	50	30	5	12	1400 – 1700
H	50	30	5	12	1400 – 1700

1.3.3 HIDRATACIÓN DEL CEMENTO

La hidratación del cemento es un proceso exotérmico y cada uno de los componentes tiene un color característico de hidratación que contribuye al total de calor de hidratación liberado. Generalmente la cantidad de calor de hidratación depende de las cantidades relativas de cada uno de los contribuyentes del cemento. Un cemento con alta proporción de fase de aluminato y ferrita genera una gran cantidad de calor de hidratación. El calor de hidratación que se produce en un cemento normal es del orden de 85 a 100 cal/g. (**Tabla 1.3. Características de hidratación de los compuestos del cemento**).

TABLA .1.3. Características de hidratación de los compuestos del cemento.

Componente	Velocidad de reacción	Calor liberado	Contribución a la resistencia
C ₃ S	Moderada	Moderada	Alta
C ₂ S	Lenta	Baja	Inicialmente baja, posteriormente alta
C ₃ A+C ₃ H ₂	Rápida	Muy alta	Baja
C ₃ AF+C ₃ H ₂	Moderada	Moderada	Baja

EFFECTOS DE LA HIDRATACIÓN

1. CAMBIO DEL VOLUMEN DURANTE EL FRAGUADO

Cuando el cemento reacciona con el agua, esta mezcla experimenta una disminución en el volumen neto. Esta es una disminución absoluta en el volumen y ocurre porque la densidad absoluta de los materiales hidratados es mucho mayor que la de los reactantes.

En el ambiente del espacio anular de la tubería de cementación, la disminución del volumen absoluto puede afectar en la transmisión de la presión hidrostática hacia la formación y puede afectar también la capacidad del cemento de prevenir la migración de fluidos.

2. EFECTO DE LA TEMPERATURA

La temperatura es uno de los principales factores que afectan la hidratación del cemento. La velocidad de hidratación del cemento, su naturaleza y morfología de los productos de la hidratación dependen considerablemente de este parámetro. **(Fig. 1.2. Efectos de la temperatura sobre la velocidad de hidratación del cemento Portland Tipo G).**

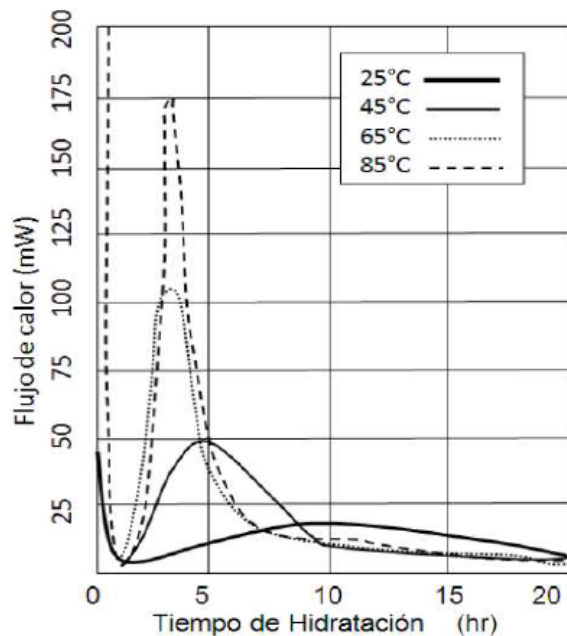


FIG. 1.2. Efectos de la temperatura sobre la velocidad de hidratación del cemento Portland Tipo G

3. FRAGUADO RELAMPAGO Y FRAGUADO FALSO

Cuando el Clinker del cemento solo (sin yeso) es mezclado con agua, el C_3S reacciona rápidamente, la temperatura aumenta y un endurecimiento irreversible ocurre seguido rápidamente de un pseudo-fraguado, a este fenómeno se le llama “fraguado relámpago”. La hidratación incontrolada del C_3S puede ser prevenida con la adición de yeso al sistema, esto es el porqué el yeso es incorporado al Clinker durante la fabricación del cemento.

A temperatura ambiente, la solubilidad del sulfato de calcio semihidratado es aproximadamente dos veces la del yeso, por lo cual en la hidratación, la fase acuosa de la lechada se satura rápidamente con yeso. Para aliviar esta condición se precipita un supuesto yeso secundario marcando un endurecimiento en la lechada, a esto se le llama fraguado falso.

El fraguado falso es irreversible solamente con una fuerte agitación, sin embargo dicha agitación no puede ser realizada durante la mayoría de las operaciones de cementaciones, particularmente, si la lechada de cemento es mezclada continuamente. La adición de un dispersante se puede utilizar para reducir el impacto reológico del fraguado falso.

4. ALTERACIÓN EN EL CEMENTO

Las características o propiedades del cemento pueden ser afectadas significativamente por la exposición al ambiente y/o a temperaturas durante su almacenamiento. Las principales afectaciones sobre el cemento del pozo incluyen:

- Incremento del tiempo de fraguado
- Disminución de la resistencia a la compresión
- Disminución de calor de hidratación
- Incremento de viscosidad de la lechada

Los efectos se deben principalmente a la carbonatación de las fases de silicato de calcio hidratado, e hidratación parcial del CaO libre. El tiempo al que estos procesos ocurren está directamente relacionado a la humedad relativa del ambiente de almacenamiento.

5. RESISTENCIA A LOS SULFATOS

La presencia de aluminato tricálcico ($\text{Ca}_3\text{Al}_2\text{O}_6$) en el cemento por encima del 8% hace que este no sea resistente a los sulfatos, incluyendo el sulfato de sodio (Na_2SO_4) y magnesio (MgSO_4), que tienen un efecto negativo cuando entran en contacto con la lechada de cemento. Estos sulfatos reaccionan con el hidróxido de calcio precipitado ($\text{Ca}(\text{OH})_2$) para formar hidróxido de sodio (NaOH) y de magnesio ($\text{Mg}(\text{OH})_2$), así como sulfato de calcio (CaSO_4).

El sulfato de calcio reacciona con el aluminato tricálcico para formar Etringita (trisulfuro de aluminato de calcio), la cual causa una expansión del material. La expansión ilimitada del cemento causa fractura del material e incluso daños al revestidor. La resistencia al ataque a los sulfatos puede incrementarse disminuyendo la cantidad de aluminato tricálcico presente en el cemento.

1.4 CEMENTOS ESPECIALES

1.4.1 CEMENTOS ULTRA FINOS

Las partículas de estos cementos son mucho más pequeñas que las del cemento Portland, el tamaño promedio de sus partículas es de 2 μm en comparación con los cementos convencionales cuyas partículas poseen un tamaño comprendido entre 50 y 100 μm . La principal aplicación de estos cementos es como un cemento de peso liviano (densidad baja) con un desarrollo de resistencia temprano.

También son usados para reparar fracturas en el cemento, reparar fisuras en el revestimiento, cerrar flujos de agua u otros problemas similares, debido a que son capaces de penetrar aberturas pequeñas gracias al mínimo tamaño de sus partículas.

1.4.2 CEMENTOS EPOXI

Son materiales comúnmente usados cuando el cemento está expuesto a fluidos corrosivos. Estos cementos no son solubles en ácido pero son muy costosos. Generalmente son usados en pozos inyectoros donde se utilizan fluidos con bajo pH y además son productos puros y muy consistentes.

1.4.3 ESCORIA

La composición de este material es principalmente silicato monocálcico (SiO_2CaO), silicato dicálcico (2CaOSiO_2) y aluminosilicato dicálcico ($\text{CaAl}_2\text{Si}_2\text{O}_8$). Este compuesto es altamente tolerante a la contaminación con fluidos de perforación.

Una de sus principales aplicaciones es la de convertir el lodo en cemento. Esta tecnología ha sido utilizada en pozos sometidos a inyección de vapor con muy buenos resultados.

1.4.4 PUZOLANAS

Son materiales silicios y aluminosos que poseen poco o ningún valor cementante, pero que al reaccionar con el hidróxido de calcio a temperaturas moderadas, forman compuestos con propiedades de cemento. El más común de estos

compuestos es el “FLY ASH” o “ceniza volante”, el cual se obtiene como residuo de las plantas eléctricas de carbón.

Cuando el carbón y los residuos se queman en plantas de energía, crean un subproducto no combustible llamado ceniza de carbón (COAL ASH). Dos tipos distintos de partículas de ceniza constituyen las cenizas de carbón: las cenizas de fondo (BOTTOM ASH), que se acumulan en la parte inferior de los hornos de carbón y las cenizas volantes (FLY ASH) que se atrapan en las chimeneas. La gran mayoría del material no combustible es ceniza volante, que se desplaza hacia arriba en el gas de combustión y se atrapa en las chimeneas. Una manera en que este material puede ser reutilizado es mediante la combinación con otros materiales para crear cemento de ceniza volante (FLY ASH). Las puzolanas naturales provienen generalmente de actividades volcánicas.

Cuando estos compuestos son utilizados en combinación con el cemento portland, el Hidróxido de Calcio liberado por la hidratación del cemento, reacciona con los aluminosilicatos presentes en la Puzolana para formar compuestos cementantes con propiedades cohesivas y adhesivas.

El FLY ASH es el que más comúnmente es combinado con el cemento Portland debido a su bajo costo, no lo diluye e incrementa la resistencia a la compresión del mismo, sin embargo, debido a su inconsistencia, solo es usado a temperaturas por debajo de los 200 °F.

1.4.5 CEMENTOS DIESEL (CEMENTO BASE DIESEL)

Este tipo de cemento resulta de mezclar un cemento API clase A, B, G o H, con diesel o keroseno y surfactante. Los cementos Diesel tienen un tiempo de bombeabilidad ilimitado y no fraguan a menos que se ubiquen en zonas con presencia de agua.

Consecuentemente son muy usados para sellar zonas productoras de agua, donde la lechada absorbe el agua y el cemento fragua hasta endurecerse totalmente. También son usados para controlar pérdidas de circulación.

El surfactante tiene la función de reducir la cantidad de hidrocarburos necesarios para humectar las partículas de cemento. Este tipo de cemento es utilizado para efectuar cementaciones en pozos de producción que tienen un alto corte de agua.

1.4.6 CEMENTOS RESINOSOS O PLÁSTICOS

Son materiales especialmente usados para colocar tapones selectivos en pozos abiertos, cementaciones a presión y para cementar zonas que se van a abandonar en un pozo. Por lo general son mezclas de resinas líquidas, un catalizador en polvo y un cemento API clase A, B, G o H.

La propiedad más particular de estos cementos es cuando se aplica presión a la lechada, la fase resinosa puede ser estrujada frente a la zona permeable y formar un sello dentro de la formación. Estos cementos se usan en pozos donde se requieren volúmenes relativamente bajos de lechada, son efectivos a temperaturas que van desde 15.5 °C (60 °F) hasta 93 °C (200 °F).

1.4.7 CEMENTOS DE YESO

Estos cementos son usados para trabajos de recementación. Normalmente se obtienen con un tipo de yeso semihidratado ($\text{CaSO}_4 \cdot \frac{1}{2} \text{H}_2\text{O}$) y yeso ($\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$), conteniendo un poderoso aditivo resinoso. La propiedad del cemento de yeso es la capacidad de fraguar rápidamente, obteniéndose una alta resistencia y una buena expansión (aproximadamente 0.3 %). Se mezclan con los cementos API clase A, G o H, en concentraciones de 8 a 10 por ciento para producir propiedades tixotrópicas.

A causa de la solubilidad del yeso, se considera un material de taponamiento temporal, a menos que se coloque en el fondo del agujero donde no hay movimiento de agua. En la lucha contra la pérdida de circulación, se mezclan con cemento Portland para que sea un material de taponamiento insoluble. Se deben mezclar y usar cuidadosamente, ya que fraguan rápidamente debido a sus propiedades y una vez colocados se ponen duros prematuramente.

1.4.8 CEMENTOS LÁTEX

Los cementos látex son una mezcla de cemento API clase A, G o H, con látex, ya sea líquido o en polvo. Estos látex son identificados como acetato de polivinilo o emulsiones de butadieno-estireno. Con estos cementos látex se mejora la solidez y el control de la pérdida de filtrado de la lechada en el agujero.

El látex líquido se adiciona en una razón de aproximadamente 1 galón por cada saco de cemento. Estos cementos se emplean en zonas con presencia de gas y tienen la característica de expandirse evitando con esto el flujo de gas a través de

la lechada y la creación de canales o fisuras que debilitan la resistencia a la compresión del cemento fraguado.

1.4.9 CEMENTOS PARA AMBIENTES FRIOS

Para condiciones de muy bajas temperaturas (glaciares, bloques de hielo, entre otros) es conveniente el uso de ese tipo de cementos, con propiedades de fraguado rápido y bajo calor de hidratación, este para evitar el derretir la zona fría o congelada. Para tales condiciones de baja temperatura son utilizados satisfactoriamente mezclas de cementos de yeso y cementos refractarios. Para la cementación de tuberías superficiales, la lechada se diseña para tiempos bombeables de 2 a 4 horas.

1.4.10 CEMENTOS ESPUMOSOS

El cemento espumoso es un sistema en el cual el N_2 (reductor de densidad) se incorpora directamente dentro de la lechada para obtener un cemento ligero y además le proporciona propiedades tixotrópicas a la lechada.

La generación de cemento espumoso en el campo, requiere del uso de lechadas normales, una fuente de gas (compresor) y la adición de un surfactante para estabilizar la espuma. La disponibilidad de este tipo de cemento, ofrece un control instantáneo de la densidad de la lechada durante la operación. Regulando el gasto de gas inyectado y el gasto de la lechada de cemento, se pueden bombear lechadas espumosas a la densidad deseada. Las propiedades físicas del cemento espumoso van a depender de su densidad y esto necesita considerarse en un diseño de operación.

Una de las aplicaciones más importantes de los cementos espumosos, es en la cementación de tuberías de revestimiento superficiales en pozos con tirantes de aguas profundas, donde la inestabilidad del pozo represente un grave problema del control de las presiones de formación y de fractura.

1.4.11 CEMENTOS TIXOTRÓPICOS

El cemento tixotrópico se comporta como fluido cuando se expone a altos valores de cedencia, pero forma una estructura rígida de gel después de que el bombeo es suspendido. Sirve para meterlo en una fractura, en una zona altamente permeable. El cemento tixotrópico es una mezcla de cemento Portland y sulfato de

calcio semihidratado (yeso), la mezcla gelatinosa puede ser restituida a un estado líquido si se aplica una suficiente presión de bombeo. Generalmente el cemento tixotrópico es colocado encima de la zona a ser sellada.

1.4.12 CEMENTO ANTIÁCIDO

El cemento antiácido es una masa de cuarzo pulverizado y silicato de sosa, resistente a los ácidos, es un polvo a base de resinas sintéticas dotado de las mismas propiedades.

1.4.13 CEMENTOS EXPANSIVOS

El cemento expansivo es aquel, que al adicionarle sulfato de calcio y otras sustancias, aumenta ligeramente de volumen al fraguar.

Para ciertas condiciones del fondo del pozo es deseable tener un cemento que se pueda extender en sus propiedades, como protección contra condiciones problemáticas. Para tales casos, en la industria petrolera se han evaluado varios componentes que extienden las propiedades ligeramente cuando se aplican a los cementos. Actualmente se manejan 3 tipos comerciales de cementos expansivos, los cuales son:

- **Tipo K:** contiene como componente el sulfato aluminato de calcio que se mezcla con un cemento Portland. Cuando se prepara la lechada de cemento tipo K, la reacción creada por hidratación provoca una expansión de 0.05 a 0.20% aproximadamente.
- **Tipo S:** Sugerido por la Portland Cement Association, consiste de un cemento con alto contenido de aluminato tricálcico, similar al cemento API clase A, con aproximadamente 10 a 15% de yeso.
- **Tipo M:** Se obtiene con la adición de pequeñas cantidades de cemento refractario, al cemento Portland, para producir fuerzas expansivas.

1.4.14 CEMENTOS COMPRESIBLES

Las lechadas de cemento compresible fueron diseñadas en un esfuerzo para mantener la presión de poro del cemento arriba de la presión de formación del gas.

En teoría ésta debería de prevenir los movimientos del gas de la formación hacia el interior de lo cementado en el espacio anular. Los cementos compresibles se encuentran dentro de dos categorías, los cementos espumosos y los cementos generadores de gas in-situ, es muy importante hacer una clara distinción entre ellos.

Los cementos espumosos se convierten en incompresibles a altas, presiones, debido a la relativa incompresibilidad.

1.4.15 CEMENTOS FIBROSOS

Esta clase de cementos contienen fibras sintéticas que incrementan su durabilidad y resistencia a los esfuerzos mecánicos y de tensión.

1.5 PROPIEDADES DE LOS CEMENTOS

Los cementos Portland y los cementos especiales están diseñados para utilizarse en la cementación de pozos en muy diversas condiciones distintas de presión, temperatura, formaciones y fluidos con distintas propiedades. Para poder usar las lechadas en estas distintas condiciones se emplean numerosos aditivos de cemento, diseñados en condiciones simuladas.

Las propiedades de la lechada y del cemento fraguado se diseñan y evalúan en un laboratorio, donde se simulan las distintas condiciones en las que se van a emplearse. Los procedimientos de prueba en laboratorio se rigen por las normas incluidas en API RP 10B (Procedimiento Recomendado para la Prueba de Cementos para Pozos).

El reporte de laboratorio contiene las características de la lechada que se va a bombear al pozo. Estas características incluyen:

- Rendimiento
- Densidad de la lechada
- Agua de mezcla
- Tiempo de fraguado (capacidad de bombeo)
- Fuerza de compresión
- Perdida de agua

1.5.1 RENDIMIENTO

El rendimiento del cemento en pies cúbicos 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 varía dependiendo de la clase del cemento.

1.5.2 DENSIDAD DE LA LECHADA

Una mezcla estándar que comprenda 5 galones de agua y 94 libras (1 saco) de cemento, crea una lechada con una densidad de 15.8 lb/gal (1.89 gr/cm³). La densidad de la lechada es ajustada variando, ya sea la proporción del agua de mezcla o el uso de aditivos. La mayoría de las densidades de lechada se encuentran en un rango de 11 a 18.5 lb/gal (1.32 a 2.21 gr/cm³).

Los aditivos para ajustar la densidad incluyen:

a) Materiales reductores de densidad

- Bentonita (SG 2.65), reduce una lechada de 15.8 ppg a 12.6 ppg con 12% de bentonita.
- Diatomeas
- Gilsonita (SG 1.07)
- Puzol (SG 2.5), es una mezcla 50:50 con 2% de bentonita, crea una lechada de 13.3 ppg.

b) Materiales que incrementan la densidad

- Baritina (SG 4.25)
- Ilmenita (SG 4.6)
- Hermatites (SG 5.02)

1.5.3 AGUA DE MEZCLA

El agua de mezcla es la cantidad de agua, expresada en galones por saco de mezcla de cemento seco, antes de la adición de los aditivos líquidos. Normalmente se expresa en galones por saco y puede ser tanto agua dulce como agua salada. La cantidad de agua de mezcla depende de la cantidad de cemento que se requiere bombear y de un monto mínimo de aguas libres en caso de permitir que se quede/asiente.

Reducir la proporción de agua de mezcla tiene el siguiente efecto:

- 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.

Durante la operación de cementación típica, una lechada de llenado o relleno y una lechada principal o de amarre son muchas veces utilizadas. La diferencia entre estas es debido a la reducción de la cantidad de agua de mezcla que se utiliza en cada lechada.

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.

1.5.4 TIEMPO DE FRAGUADO (CAPACIDAD DE BOMBEO)

Las pruebas del tiempo de espesamiento sirven para calcular el tiempo que una lechada está en estado líquido en las condiciones de presión y temperatura simuladas en el pozo. Estas condiciones se simulan mediante un consistómetro presurizado, que mide la consistencia de la lechada de prueba. Los resultados de prueba se expresan en unidades Bearden (Bc).

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 (Bc) es registrado como el tiempo de fraguado. La capacidad de bombeo normalmente cesara alrededor de 70 Bc.

1.5.5 FUERZA DE COMPRESIÓN

La resistencia a la compresión del cemento fraguado indica la capacidad del cemento para no fallar en compresión. El cemento debe ser lo suficientemente resistente para sostener la tubería de revestimiento en el agujero, soportar los choques generados por las operaciones de perforación y disparos, y resistir una presión hidráulica sin fracturarse.

La prueba de resistencia a la compresión sirve para determinar la resistencia del cemento fraguado en las condiciones del pozo, esta propiedad se expresa en libras sobre pulgada cuadrada (psi).

Una fuerza de compresión de aproximadamente 500 psi, incluyendo el factor de seguridad, se hace necesaria para apoyar la sarta de revestimiento y soportar diferentes presiones antes de continuar perforando. Para tuberías de revestimiento o sargas de "liner" una fuerza de compresión de aproximadamente 2000 psi es muchas veces requerida para perforar.

El periodo de “Esperar por cemento” (WOC), permite a la fuerza del cemento a 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. Aceleradores (es decir CaCl_2) puede reducir el tiempo de WOC hasta menos 3 horas.

1.5.6 PERDIDA 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 pueda seguir bombeando. La cantidad aceptable de pérdida de agua dependerá del tipo de trabajo que se esté realizando.

- **Trabajo de cementación forzada**

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 cree un enjarre significativo e impermeable.

- **Cementación primaria**

La pérdida de agua es menos crítica y estará usualmente en el orden de los 25-400 ml.

- **Trabajo con “liner”**

Pérdida de fluidos o filtración alrededor de los 50 ml.

- **Hueco horizontal**

Pérdida de fluidos o filtración menor a 50 ml.

1.5.7 REOLOGÍA

La reología define las propiedades de flujo de la lechada. Estas características se controlan con el fin de facilitar la mezcla y la capacidad de bombeo, y obtener las características deseadas del gasto del fluido. Las propiedades del fluido que definen la reología son:

- Viscosidad plástica (PV) expresada en centipoise (cP), es la pendiente de la línea de esfuerzo de corte / velocidad de corte por encima del punto de cedencia.
- Punto de cedencia (Ty) expresado en libras de fuerza / 100 pies cuadrados, esta mide la resistencia del fluido a fluir.

Cuanto más sólidos tenga una lechada, mayor será la viscosidad plástica. Cuanto mejor sea la dispersión entre las partículas hidratadas de cemento, menor será el punto de cedencia.

1.6 ADITIVOS DEL CEMENTO

Los aditivos tienen como función adaptar los diferentes cementos petroleros a las condiciones específicas de trabajo, estos pueden ser sólidos o líquidos (solución acuosa).

La mayoría de las lechadas de cemento contienen algunos aditivos para mejorar las propiedades individuales, dependiendo del trabajo. Los aditivos podrían ser requeridos para:

- Variar la densidad de la lechada
- Cambiar la fuerza de compresión
- Acelerar o retardar el tiempo de asentamiento
- Controlar la filtración y pérdida de fluido
- Reducir la densidad de la lechada

Los aditivos podrían ser secos/granulares o líquidos o podrían estar mezclados con el cemento. Las cantidades de aditivos secos normalmente son expresados en términos de porcentaje por peso de cemento (%/saco). Los aditivos líquidos normalmente son expresados en términos de volumen por peso de cemento (gal/saco).

1.6.1 ACELERADORES

Los aceleradores reducen el tiempo de WOC (tiempo para alcanzar 500 psi de fuerza de compresión). Se usa en pozos poco profundos (someros) con bajas temperaturas.

Los aditivos más comunes son:

- Cloruro de calcio 1.5-2.0%
- Cloruro de sodio 2.0-2.5%
- Agua de mar

Estos actúan con retardadores en concentraciones más altas.

1.6.2 RETARDADORES

Se utilizan en secciones más profundas en donde las altas temperaturas promueven un asentamiento más rápido. Si la temperatura estática en el fondo del pozo (BHST) es mayor de alrededor de 260 °F, estos hacen que el tiempo de fraguado y el desarrollo de resistencia a la compresión del cemento sean más lentos.

Los retardadores mas usados son:

- Calcio lingosulfanato 0.1-1.5%
- Solución salina saturada

1.6.3 REDUCCION DE DENSIDAD

Se utiliza para reducir la carga hidrostática de la lechada en donde exista una preocupación por extender la longitud de una fractura. También reduce la fuerza de compresión e incrementa el tiempo de fraguado.

Esto permite mayor uso de agua de mezcla ya que crea un mayor volumen de la lechada, también son llamados “prolongadores”.

De 2-20% de bentonita prehidratada, reduce la fuerza compresiva y la resistencia al sulfato. La mezcla 50:50 de Pozolan con cemento Portland reduce en fuerza compresiva e incrementa en resistencia al sulfato.

1.6.4 INCREMENTO DE DENSIDAD (DENSIFICANTES)

Son aditivos que aumentan la densidad del cemento o que aumentan la cantidad de cemento por unidad de volumen del material fraguado, con el fin de aumentar la presión hidrostática, los más usados son:

- Barita
- Hermatita
- Ilmenita

1.6.5 ADITIVO PARA EL CONTROL DEL FILTRADO

Son aditivos que controlan la pérdida de la fase acuosa del sistema cementante frente a una formación permeable, previenen la deshidratación prematura de la lechada. Los más usados son:

- Polímeros orgánicos
- Reductores de fricción

Los anti espumantes ayudan a reducir el entrapamiento de aire durante la preparación de la lechada, los más usados son:

- Éteres de poliglicoles
- Siliconas

1.6.6 DISPERSANTES (REDUCCIÓN DE FRICCIÓN)

Estos se agregan al cemento para mejorar las propiedades de flujo, es decir, reducen la viscosidad de la lechada de cemento. Entre estos se encuentran:

- Polinaftaleno sulfonado
- Polimelamina sulfonado
- Lignosulfonatos
- Ácidos hidrocarboxílicos
- Polímeros celulósicos

CAPITULO 2. TAPONAMIENTO DE POZOS

El tapón de cemento es la técnica de colocación de un volumen relativamente pequeño de cemento a través de una tubería de perforación, de producción o con auxilio de otras herramientas especiales, en una zona determinada, en agujero descubierto o tubería de revestimiento.

Su finalidad es proveer un sello contra el flujo vertical de los fluidos o proporcionar una plataforma o soporte para el desvío de la trayectoria del pozo.

Como ya se menciona en el primer capítulo, los objetivos de colocar un tapón de cemento son:

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

Los tapones en agujero descubierto se colocan para:

- Abandonar la parte inferior del pozo.
- Aislar una zona para prueba de formaciones.
- Abandonar capas de formación indeseables.
- Sellar zonas de pérdida de circulación.
- Iniciar una perforación direccional (ej. Desviación por pescado).

2.1 RAZONES POR LAS QUE SE TAPA UN POZO

2.1.1 RENTABILIDAD

Una de las razones por las que se tapa un pozo es por la rentabilidad ya que cuando el factor de recuperación del petróleo comparado con el precio del hidrocarburo no justifica un beneficio favorable, se puede cerrar o tapar definitiva o temporalmente el pozo.

Cuando los precios del petróleo fluctúan y si se tiene un pozo cerrado o tapado temporalmente, este se puede abrir para volver a producir o bien, para inyectar otro fluido con el fin de empujar o ayudar a que se incremente la producción de otro pozo que este cercano.

Los pozos que son taponados temporalmente y que todavía pueden producir hidrocarburos podrán abrirse en dos circunstancias:

- 1) Cuando el precio del petróleo aumente hasta el punto de que la producción vuelva a generar beneficios.
- 2) Cuando la tecnología lo haga más económico (y por lo tanto rentable) para reiniciar la producción.

2.1.2 DESCONTROL DE POZOS

En los pozos petroleros, durante la perforación, terminación y mantenimiento de los mismos, existe la posibilidad de que se origine un brote. Un brote es la entrada de fluidos provenientes de la formación al pozo, este se genera por un desbalance entre la presión de formación y presión hidrostática del fluido de control.

Si los brotes son detectados a tiempo, aplicando las medidas inmediatas y correctas en superficie no causa daños industriales, ecológicos o al personal. Pero en caso contrario, se incrementan los tiempos y los costos de la intervención.

Si el brote no es detectado a tiempo, y no se aplican las medidas correctas en superficie para manejarlo o no se tiene integridad en los sistemas superficiales de control, este puede manifestarse de forma violenta en superficie, con todo el potencial contenido en la formación productora y sin poder manejar los fluidos a voluntad. A esto se le conoce como “**descontrol de pozo**”.

En algunos de los casos un descontrol puede alcanzar una gran magnitud, causando la pérdida total del equipo, del mismo pozo y daños severos al personal, al entorno social y ecológico.

Durante las operaciones de perforación, se conserva una presión hidrostática ligeramente mayor a la de formación. De esta forma se previene el riesgo de que ocurra un brote. Sin embargo, en ocasiones, la presión de formación excederá la hidrostática y ocurrirá un brote, esto se puede originar por:

- Suaveo del pozo al sacar la tubería.
- Densidad insuficiente del lodo en el pozo.
- Perdidas de circulación.
- Contaminación del lodo con gas.
- Llenado insuficiente durante los viajes.

Al momento de ocurrir un brote, el lodo es desplazado del pozo. Los indicadores definidos de que el lodo esta fluyendo fuera del pozo son:

- Aumento del volumen en las presas.
- Aumento en el gasto de salida mientras se está circulando con gasto constante.
- Flujo del pozo teniéndose la bomba parada.
- El pozo acepta menos lodo o fluye más lodo que el calculado para el viaje.

Para poder contrarrestar el brote se puede utilizar un tapón de cemento para tapan el flujo en el agujero. Sin embargo esto generalmente implica el abandono del pozo y de la sarta de perforación. Los taponos de cemento se colocan bombeando una cantidad de cemento de fraguado rápido (con acelerador) dentro del anular utilizando la sarta de perforación.

El cemento fraguado reduce la posibilidad de corte de gas. Si se requiere colocar un tapón de cemento por encima del fondo del pozo con lodo en la parte inferior, se debe considerar colocar un bache viscoso por debajo de la zona a taponar.

Esta precaución se debe considerar en pozos largos o desviados o cuando el cemento es sustancialmente de mayor peso que el lodo en el pozo.

Colocar un tapón de cemento ofrece pocas posibilidades de recuperar la sarta de perforación. También es muy probable que la sarta se quede taponada después

de bombear el cemento, eliminando la posibilidad de un segundo intento si el primero falla. Los tapones de cemento se deben considerar como última opción.

2.1.3 POZOS VIEJOS

La vida de un pozo atraviesa por numerosas etapas. El descubrimiento de un nuevo yacimiento de petróleo o de gas, luego de meses de años de exploración y perforación, así como el logro de la primera producción representa una meta importante.

El éxito en las operaciones de recuperación mejorada puede hacer que esta etapa de la producción tenga una buena recompensa desde los puntos de vista financiero y técnico. La etapa que nadie parece disfrutar es la de terminación de la producción, y el abandono de los pozos y de las instalaciones de producción.

En todos los casos, siempre quedará sin producir un cierto volumen de hidrocarburos porque el costo de llevarlo a la superficie es mayor al precio que se obtendrá en el mercado, los volúmenes de petróleo y gas remanentes en el yacimiento nunca podrán ser recuperados porque hasta las tecnologías como la inyección de fluidos, que se utilizan para impulsar los hidrocarburos hacia el pozo una vez que los mecanismos naturales del yacimiento ya no son los suficientemente altos para impulsarlos, con el tiempo se volverá más difícil, ineficaz y costoso seguir produciendo estos yacimientos.

2.2 DIAGNOSTICO PARA TAPAR UN POZO

Durante las actividades de perforación, terminación y mantenimiento de pozos petroleros, resultan pozos secos, invadidos de agua salada, o de interés no comercial, así mismo en eventos asociados a las actividades físicas de las formaciones que se atraviesan durante la perforación ocurren accidentes mecánicos, todo lo anterior lleva a la decisión de efectuar el taponamiento del pozo que se interviene.

De igual manera los pozos que alcanzan su límite técnico-económico, y los que representan alto riesgo en la seguridad de la comunidad aledaña al mismo, requerirán de su taponamiento.

Las bases de las operaciones de taponamiento y abandono varían poco, independientemente si el pozo se encuentra en tierra firme o en un área marina. Se remueven los componentes de la terminación del pozo, se colocan tapones y se inyecta cemento en forma forzada en los espacios anulares, a profundidades específicas y en las zonas productivas para que actúen como barreras permanentes para la presión proveniente de arriba y abajo, además de proteger la formación contra la cual se coloca el cemento.

De un modo similar, tanto en áreas terrestres como en áreas marinas, la decisión de taponar y abandonar un pozo se basa invariablemente en la economía. Cuando la tasa de producción cae por debajo del límite económico (el punto en el que los niveles de producción arrojan una ganancia inferior o equivalente a los costos operativos), es aconsejable abandonar el pozo.

En ciertos casos pueden existir volúmenes de hidrocarburos remanentes considerables, pero puede que el costo de resolución de un problema de pozo supere las ganancias proyectadas de la producción potencial del pozo reacondicionado. Por otra parte algunos pozos se pueden taponar permanentemente después de una terminación por debajo de cierta profundidad, remover una o más sartas de revestimiento intermedias y colocar una cuña desviadora para poder reingresar en el pozo original y desviar la trayectoria del pozo frente a la cuña desviadora hasta una sección no explotada del yacimiento.

2.3 MÉTODOS PARA TAPONAR UN POZO

Existen varias técnicas para taponar un pozo, entre estas se encuentran:

- Tapón equilibrado
- Cuchara vertedora
- Dos tapones con tubería de aluminio
- Tapón mecánico

2.3.1 TAPÓN EQUILIBRADO

La técnica para la colocación de tapones más utilizada es el método de tapón equilibrado. En primer lugar, se corre una tubería o tubería de perforación en el pozo con difusor hasta la profundidad donde se quiere colocar la parte inferior del tapón. Antes y después de la lechada se bombea un espaciador o lavador (agua, diesel, lavador químico y espaciador densificado), para evitar que el lodo contamine el cemento y balancear el tapón. La lechada se puede mezclar por baches para lograr una densidad uniforme y controlar la reología.

Los volúmenes de espaciador y lavador son tales que sus alturas en el anular y la tubería son las mismas. Se controla el desplazamiento con lodo de control hasta la profundidad de la cima calculada del tapón. **(Fig.2.1 Balanceo de tapón).**

Un vez que el tapón ha sido balanceado, se levanta la tubería a una velocidad lenta, entre 3 y 5 minutos por lingada (tres tubos acoplados) a cierta altura por encima del tapón y se circula en inverso desalojando el sobrante de la lechada, si esto se programa de esta manera. Si no fuera así, entonces se levanta lentamente a la velocidad antes indicada, hasta alejarse lo necesario de la cima del frente lavador y se cierra el pozo el tiempo estimado para desarrollar su esfuerzo comprensivo, al término de este, se procede a sacar toda la tubería utilizada y se introduce la barrena seleccionada para determinar la cima del tapón. De esta manera se evita el movimiento de fluidos que pudieran producir la contaminación del cemento con el fluido de control del pozo. **(Fig.2.2 Equilibrado-Izquierda / Circulación inversa-derecha).**

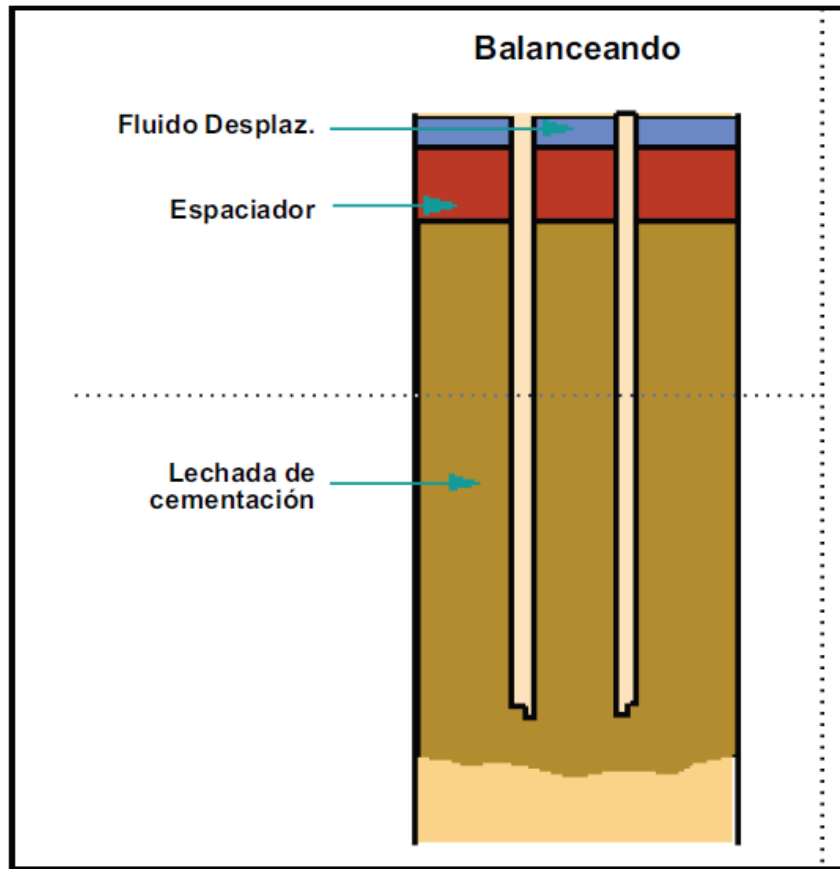


FIG. 2.1 Balanceo del tapón

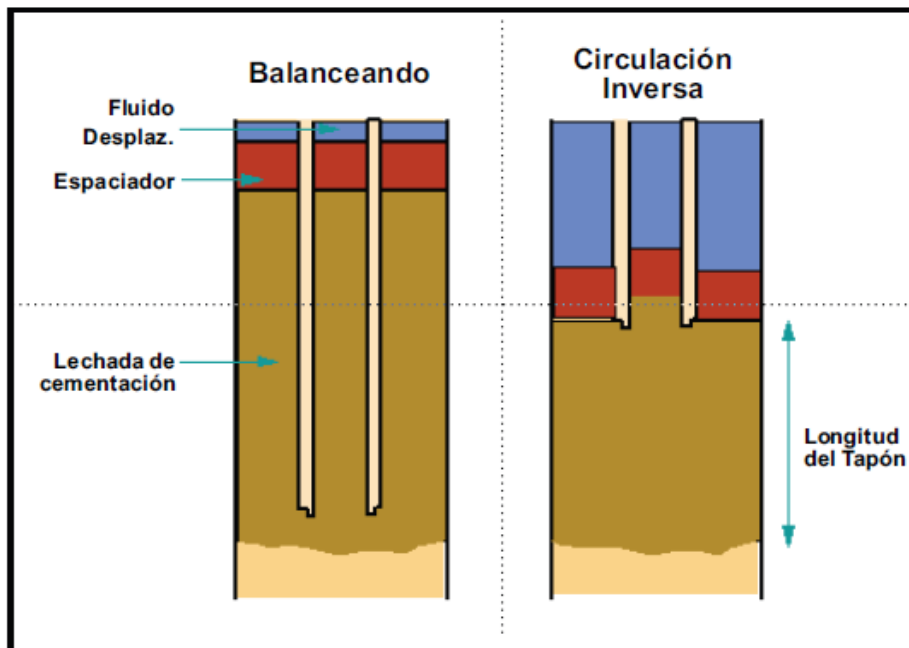


FIG. 2.2 Equilibrado (Izquierda)-Circulación inversa (derecha).

2.3.2 CUCHARA VERTEDORA (DUMP BAILER)

Estas herramientas son utilizadas para la colocación de pequeñas cantidades de cemento encima de tapones puente o retenedores de cemento para proporcionar sellos a las presiones más fuertes y durables.

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

La botella se abre eléctricamente al tocar el tapón puente permanente ubicado por debajo de la profundidad de colocación del tapón al levantar la botella. El tapón puente es colocado usando una herramienta de colocación de tapones mecánicos (MPBT, Mechanical Plug Back Tool) colocada con cable. El MPBT y la botella se corren a través de la tubería de producción y el tapón se coloca en la tubería de revestimiento.

Para calcular la altura del tapón que soportara la presión diferencial que se requiere para diferentes tamaños de tubería de revestimiento se usan tablas con un factor de seguridad. Estas tablas son limitadas ya que no se consideran la presión ni la temperatura o los efectos del fluido, además también se desconocen las condiciones de contaminación y el estado de las paredes del pozo, por lo tanto es difícil determinar una altura óptima del tapón para la presión diferencial deseada.

Las ventajas de este sistema es que la profundidad del tapón es controlable fácilmente y además es un método relativamente económico. La principal desventaja es que la cantidad de cemento disponible está limitada al volumen de la botella y se deben hacer múltiples viajes. Además no es recomendable para desviar en agujeros amplios, entubados o descubiertos si se duda que alcance las condiciones para poder seguir perforando. **(Fig.2.3 Método de cuchara vertedora).**

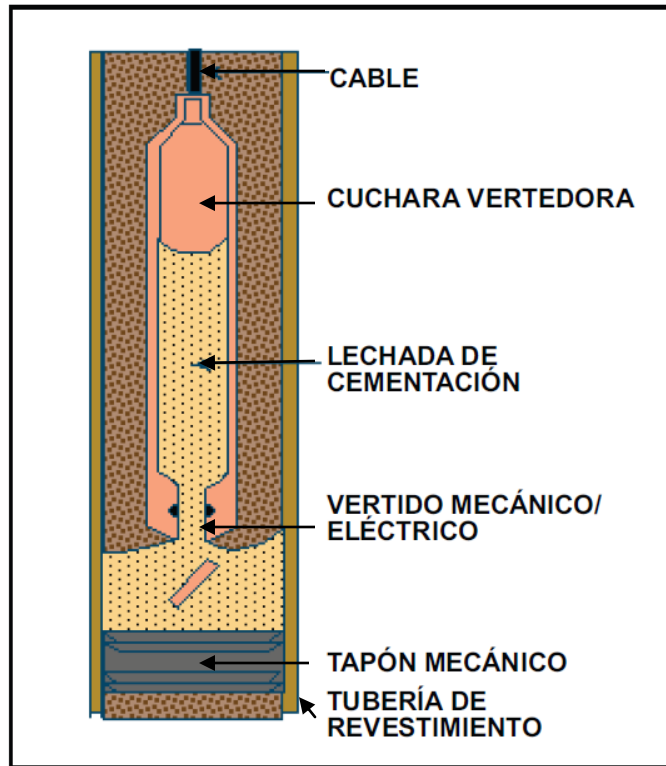


FIG.2.3 Método de cucharadora vertedora

2.3.3 MÉTODO DE DOS TAPONES CON TUBERÍA DE ALUMINIO

Este método utiliza una herramienta especial para colocar el tapón de cemento a una profundidad definida con un máximo de exactitud y un mínimo de contaminación de la lechada. Esta herramienta consiste en un ensamble de fondo instalado en la parte inferior de la tubería de perforación, una tubería de aluminio, un tapón de barrido y otro de desplazamiento.

El tapón de barrido es bombeado por delante de la lechada para limpiar la tubería y aislar el cemento del lodo. El perno de seguridad, que conecta al tapón limpiador al tapón que contiene la lechada de cemento, se rompe con un incremento de la presión de circulación y este es bombeado a través de la tubería de aluminio. El tapón de desplazamiento se bombea detrás de la lechada para aislar el fluido de desplazamiento.

Cuando el tapón llega a su asiento se observa un incremento de presión en la superficie. Se levanta la tubería de trabajo hasta que la punta de la tubería de aluminio alcanza la cima programada del tapón. Esto permite que la camisa se deslice y descubra el agujero para una circulación inversa. Si durante la operación

la tubería de aluminio se atrapa en el cemento, ésta se puede liberar con un incremento en la tensión aplicada en la tubería. **(Fig.2.4 Método de dos tapones).**

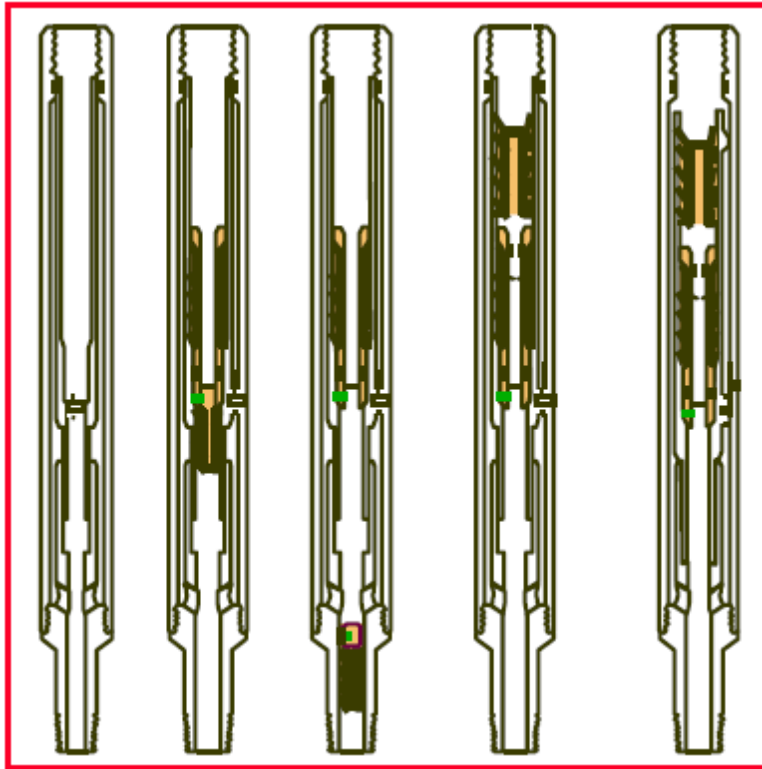


FIG.2.4 Método de dos tapones.

2.3.4 TAPÓN MECÁNICO

El tapón mecánico es una herramienta de fondo del pozo que se coloca para aislar la parte inferior de este. Los tapones mecánicos pueden ser permanentes o recuperables y permiten que la porción inferior del pozo se mantenga permanentemente estancada a la producción o sea aislada temporalmente de un tratamiento efectuado en una zona superior.

El tapón mecánico recuperable es un tipo de herramienta de aislamiento del pozo que puede ser liberada y recuperada del pozo después de utilizarse, tal como puede requerirse después del tratamiento de una zona aislada. Un tapón mecánico recuperable se utiliza con frecuencia en combinación con un empacador

para permitir el emplazamiento preciso y la inyección de fluidos de estimulación o de tratamiento.

Los tapones mecánicos tipo copa por lo general se utilizan en zonas con poca profundidad y una presión moderada, son más simples y más económicos que los modelos tipo empacador. No obstante, las copas están en contacto continuo con la tubería de revestimiento cuando se insertan, lo que provoca un desgaste y aumenta los efectos de suaveo y pistoneo. **(Fig. 2.5 Tapón mecánico tipo copa).**

Estos tapones se pueden colocar en la tubería y se liberan y recuperan mediante una camisa de recuperación, una vez liberados, se asientan automáticamente mediante la aplicación de presión desde arriba.

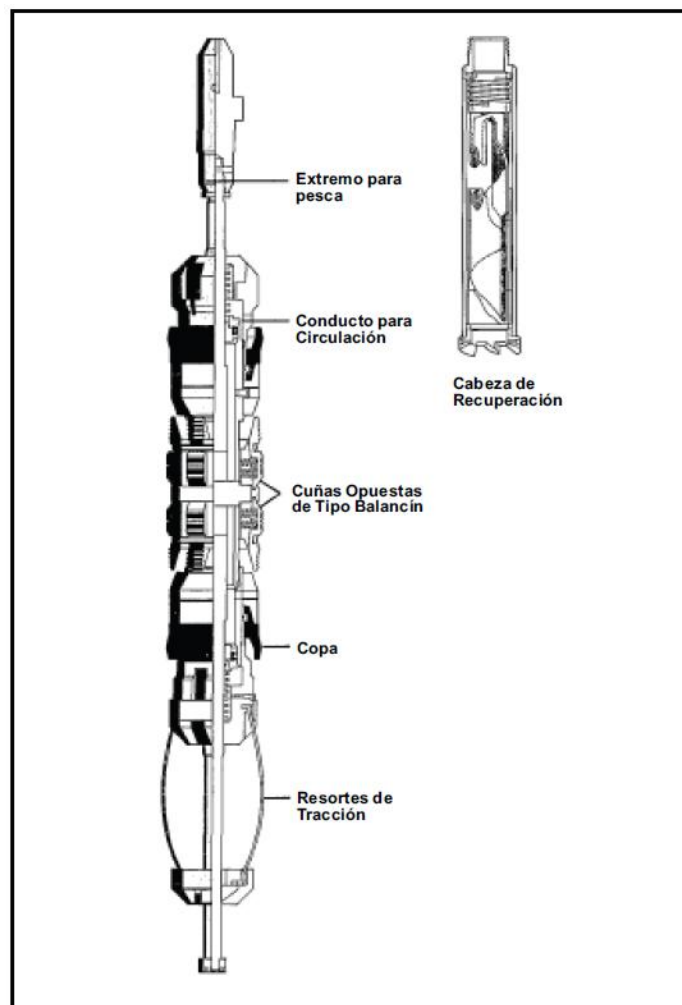


FIG. 2.5 Tapón mecánico (Tipo copa)

El tapón mecánico tipo empacador presenta el diseño de un empacador, lo que hace que sea más duradero e ideal para aplicaciones profundas y a alta presión. Estos taponos tienen un diámetro externo más pequeño, lo que facilita una inserción más rápida y reduce los efectos de suaveo y pistoneo. **(Fig.2.6 Tapón mecánico tipo empacador).**

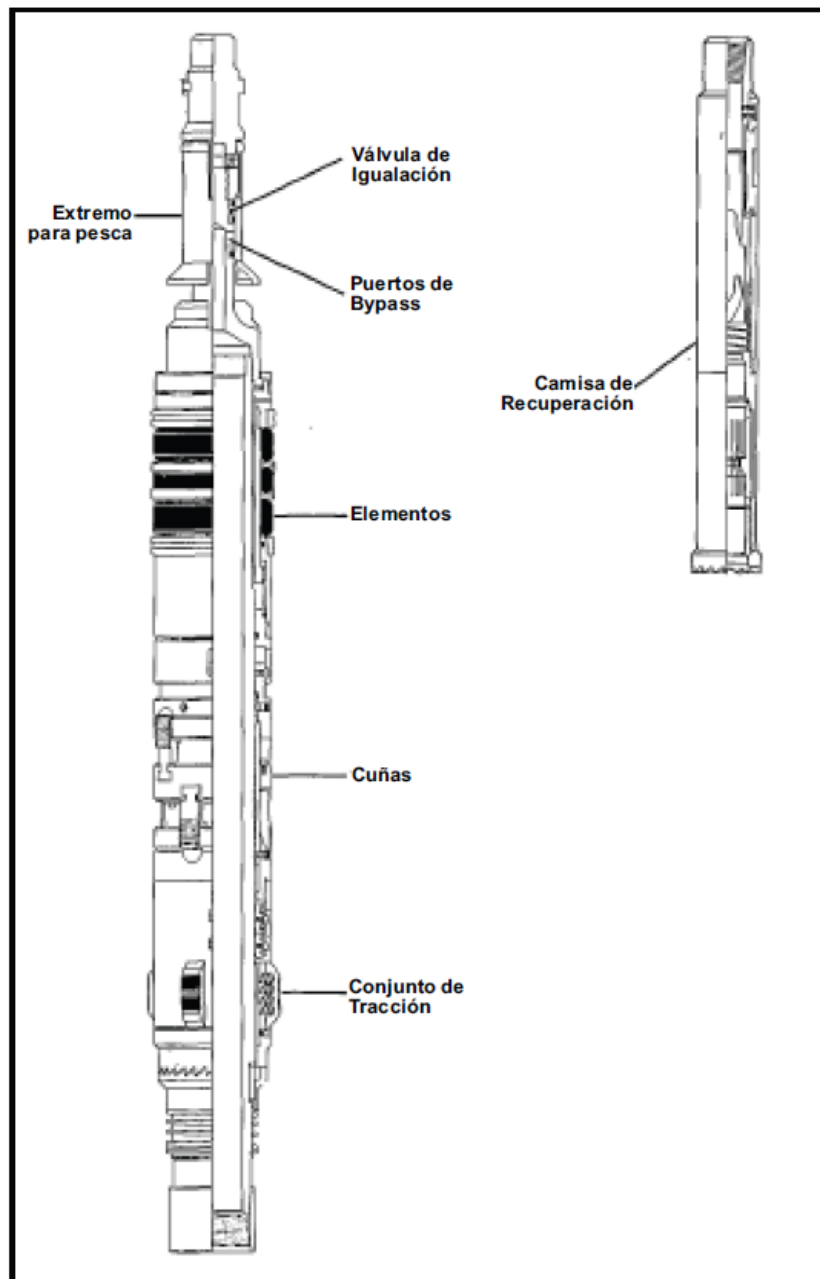


FIG.2.6 Tapón mecánico (Tipo empacador)

2.4 HERRAMIENTAS, EQUIPO Y MATERIALES

2.4.1 HERRAMIENTA DE DESVIACIÓN

La herramienta de desviación se conecta al extremo de la tubería de perforación o la tubería con la cual se coloca el tapón de cemento. Esta herramienta está equipada con jets orientados de manera que los fluidos bombeados a través de ella asciendan hacia el interior de la tubería. Si el jet se dirige hacia abajo, se puede producir una contaminación de cemento o puede romperse la píldora viscosa de gelatina colocada como base debajo del tapón de cementación. (Fig.2.7 Herramienta de desviación).

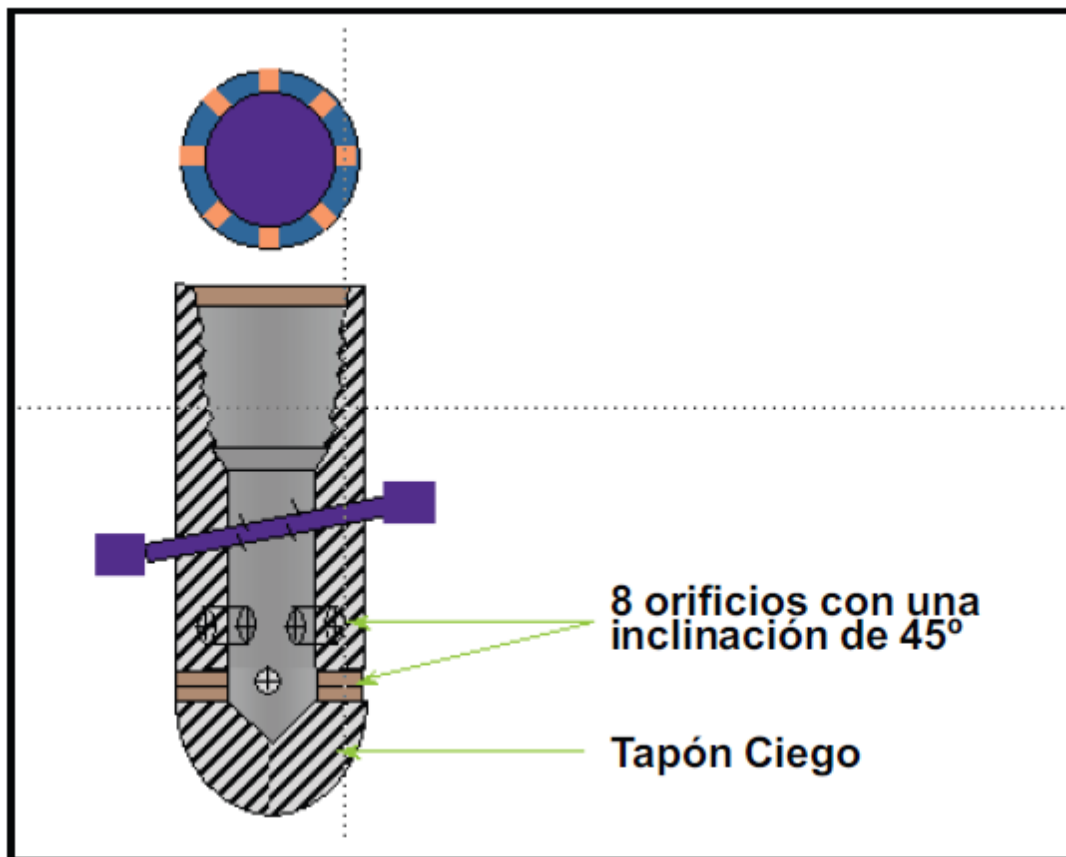


FIG.2.7 Herramienta de desviación.

2.4.2 CENTRALIZADOR DE LA TUBERÍA DE PERFORACIÓN

El uso de un centralizador para centralizar la tubería de perforación y la herramienta de desviación ayuda a lograr una colocación exacta del tapón.

2.4.3 PÍLDORA VISCOSA

Antes de la cementación, se puede colocar debajo de la parte inferior del tapón de cementación un bache viscoso, con esto se crea una base para las lechadas más pesadas en lodos más ligeros evitando que se hunda el cemento. **(Fig.2.8 Inestabilidad de interface).**

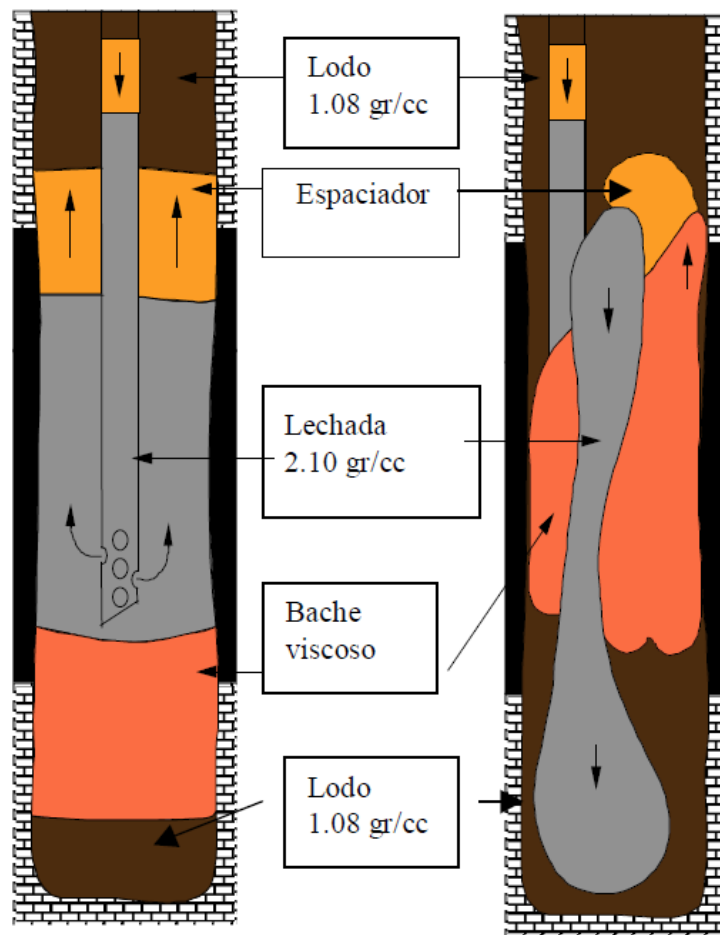


FIG.2.8 Inestabilidad de interface.

2.4.4 CIRCULACIÓN INVERSA

En los trabajos de taponamiento en agujero abierto (sobre todo si no se conoce el tamaño del agujero abierto), para conseguir que el tope del cemento superior sea correcto (TOC), se suele colocar una cantidad adicional de cemento.

La tubería de perforación se levanta en el agujero hasta el lugar donde va la parte superior del cemento y el exceso de lechada se regresa. Es preferible utilizar este sistema de circulación inversa en lugar de la circulación convencional, ya que es un método más rápido y seguro. La circulación convencional tarda más tiempo y la lechada puede llegar a fraguarse, además, si no sale el 100% de la lechada, la tubería de perforación puede obstruirse.

Otro factor importante que hay que tener en cuenta son los límites de seguridad de la presión de fractura. La circulación inversa tiende a aplicar una mayor presión directamente sobre la formación que la circulación convencional, ya que la presión se ejerce en la parte superior y dentro de la tubería de perforación en el segundo caso. A la hora de diseñar el tiempo de espesamiento se debe tener en cuenta este tiempo en la circulación inversa. **(Fig.2.9 Circulación inversa).**

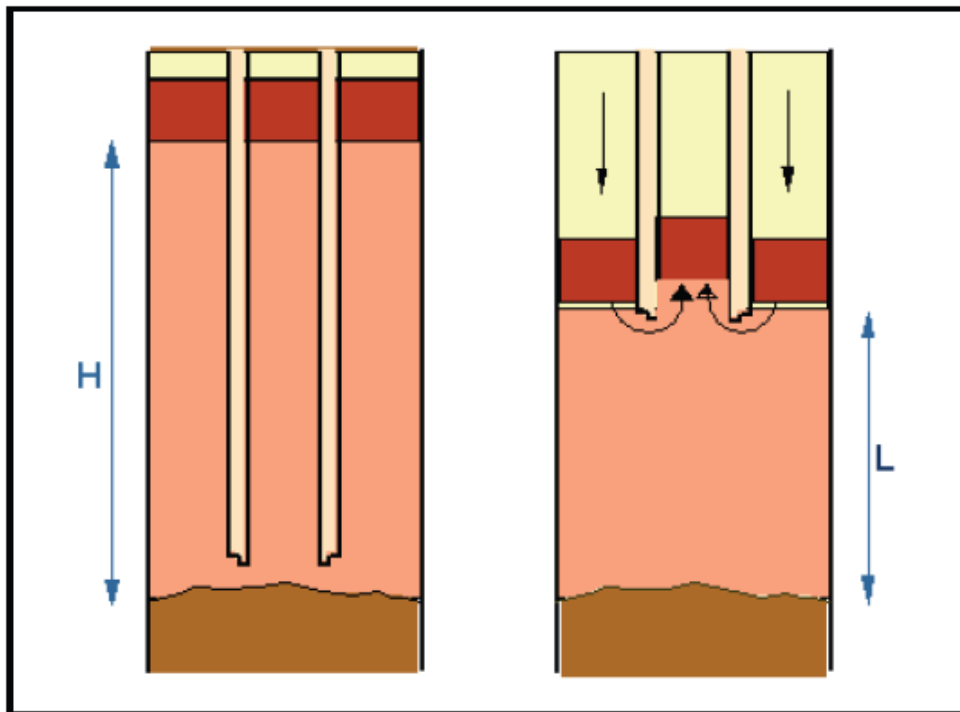


FIG.2.9 Circulación inversa.

2.4.5 BOLAS Y DARDOS PARA TUBERÍA DE PERFORACIÓN

Los dardos (con aletas de caucho), esponjas o bolas de caucho de perforación pueden bombearse antes de la lechada de cementación para limpiar el diámetro interno de la tubería de perforación, e indicar la localización de los tapones. Los dardos o bolas de caucho son más efectivos que las bolas de esponja.

2.4.6 EQUIPOS Y MATERIALES

Para el desarrollo de las actividades de taponamiento, se pueden emplear los siguientes equipos y materiales, conforme al caso particular de los pozos que serán intervenidos.

La cantidad, capacidades y características de los equipos deben ser definidas para cada caso particular del pozo que será taponado, así mismo, para los materiales también deben ser definidas sus condiciones, características, propiedades y volúmenes requeridos.

a) Equipos

- **Barco cementador**
- **Chalán abastecedor**

Embarcación no tripulada, con una cubierta plana, sin propulsión propia, utilizada para transportar estructuras marinas y otros tipos de cargamento.

- **Conjunto de preventores**

Equipo de seguridad superficial para contener presiones manifestadas por los fluidos del pozo durante las operaciones de perforación, terminación y mantenimiento.

- **Conexiones superficiales**

Es cualquier empalme o unión roscada que conecta dos componentes tubulares.

- **Contenedores metálicos (recuperar residuos del pozo)**

Son contenedores donde se recuperan o almacenan los residuos que se extraen del pozo.

- **Detectores de gas sulfhídrico**

Sensores que son susceptibles a la presencia del gas sulfhídrico.

- **Equipo de corte con oxi-acetileno**

El oxi-acetileno es utilizado para cortar placas de acero en línea recta y diversas formas (redondeadas, ángulos, cuadrados, etc.), biselado de extremo de tuberías, etc. la acción de corte depende de la reacción química entre el oxígeno y el hierro o el acero al carbón. Una flama de precalentamiento es usada para elevar la temperatura de la superficie de la placa a cortar, el calor de la reacción funde el metal el cual es impulsado de la ranura de corte por el chorro de oxígeno. El equipo de corte se compone de: aditamento de corte, regulador para oxígeno y acetileno, manguera para oxígeno y acetileno, oxígeno y acetileno.

- **Equipo de corte mecánico (corta-tubo)**

Es una herramienta que sirve para cortar y remover la tubería que se atrapa en el pozo, o para cortar y recuperar una sección de tubería no cementada.

- **Equipo de mantenimiento y terminación**

Infraestructura diseñada para terminar o dar mantenimiento a pozos petroleros de exploración o desarrollo de hidrocarburos, la cual puede estar instalada en embarcaciones, plataformas fijas o plataformas móviles.

- **Equipo de medición**

Equipo utilizado para realizar todo tipo de mediciones en el pozo.

- **Equipo de perforación**

Es la maquinaria utilizada para perforar un pozo. Los componentes principales del equipo de perforación son los tanques de lodo, las bombas de lodo, torre de perforación, malacate, mesa rotaria, sarta de perforación, equipo de generación de potencia y el equipo auxiliar.

- **Grúa**

Equipo para levantar y bajar cargas verticalmente y mover horizontalmente mientras se mantienen suspendidas, y tener la capacidad que se requiera.

- **Mezcladores de cemento**

Equipo utilizado para preparar lechada de cemento. El mezclador debe ser capaz de otorgar un suministro de ingredientes mezclados adecuadamente a la tasa de tratamiento deseado.

- **Pescantes de tuberías interiores y exteriores**

Dispositivos mecánicos especiales utilizados para asistir en la recuperación de los equipos perdidos en el fondo del pozo.

- **Recirculadores de cemento**

Es el sistema comúnmente utilizado para la mezcla de cemento que produce una lechada de cemento de propiedades constantes y homogéneas debido al proceso de mezclar el cemento mojado con recirculación.

- **ROV (Vehículo de Operación Remota)**

Vehículo sumergible no tripulado controlado desde la superficie. En operaciones en aguas profundas, se utiliza para inspeccionar estructuras y equipos submarinos y para controlar o manipular válvulas. Pueden funcionar a profundidades de 1,500 hasta 10,000 pies (457 a 3,048 m).

- **Silos de cemento**

Silos de cemento a presión o silos de cemento de gravedad: los distintos cementos y mezclas deben almacenarse en silos de cemento separados. Los silos deben tener la capacidad suficiente para almacenar el cemento necesario, además, estos silos también sirven para mezclar y manipular aditivos a granel en seco.

- **Tubería flexible**

Es una sección larga y continua de tubería enrollada en un tambor, la tubería se endereza para ser bajada en un pozo y luego se rebobina para enrollarla nuevamente en el tambor de transporte y almacenamiento. La tubería flexible puede ser utilizada para intervenciones en pozos.

- **Unidad de línea de acero**

Unidad que contiene un cable no eléctrico delgado utilizado para la colocación selectiva y la recuperación de los componentes de terminación del pozo, tal como tapones, medidores y válvulas situadas en los mandriles de cavidad lateral.

- **Unidad de registros eléctricos**

Unidad de registros utilizada para la evaluación de la cementación (CBL), esta herramienta consta de una sección acústica y otra electrónica, la sección acústica contiene un transmisor y la sección electrónica un receptor. La onda sonora emitida por el transmisor viaja a través de la TR y es detectada por el receptor, la sección electrónica mide la amplitud de la sección deseada por el receptor y la transmite a la superficie para registrarse.

La amplitud de la onda es función de la tubería y de la resistencia, de adherencia y espesor del cemento. En tuberías no cementadas la amplitud es máxima y en tuberías cementadas la amplitud es mínima.

- **Unidades cementadoras**

Son sistemas de mezclado que ayudan a resolver los problemas de proporción entre la mezcla de cemento y el agua de mezcla: la proporción correcta le dará a la lechada la densidad esperada y otras propiedades del diseño. Las cementadoras tienen ciertas características comunes en su sistema de mezclado.

b) Materiales

- **Cemento**

Mezcla compleja de caliza (u otros materiales con alto contenido de carbonato de calcio), sílice, fierro y arcilla molidos y calcinados, que al entrar en contacto con el agua forma un cuerpo sólido.

- **Aditivos para el cemento**

Son químicos y materiales agregados a la lechada de cemento para modificar las características de la lechada o del cemento fraguado. Estos pueden clasificarse en aceleradores, retardadores, control de pérdida del fluido, dispersantes, densificantes y aditivos especiales.

- **Fluidos de perforación, terminación y mantenimiento**

Los fluidos de perforación son una serie de fluidos líquidos y gaseosos y mezclas de fluidos y sólidos utilizados en las operaciones de perforación de pozos, estos pueden ser a base agua, base aceite y gaseosos (neumático).

Los fluidos de terminación son aquellos líquidos libres de sólidos utilizados para “terminar” un pozo de petróleo o gas, estos fluidos se colocan en el pozo para

facilitar las operaciones finales antes del comienzo de la producción, los fluidos de terminación de pozos habitualmente son salmueras (cloruros, bromuros y formiatos).

Los fluidos de mantenimiento son fluidos diseñados y preparados para resolver una condición específica de un pozo o yacimiento. Estos se utilizan para estimulaciones y aislamiento o control de gas o agua del yacimiento.

- **Tapones puente**

Herramienta que permite efectuar el aislamiento de intervalos abiertos.

- **Retenedor de cemento**

Herramienta mecánica que se ancla en el interior de la tubería de revestimiento, con el objeto de realizar cementaciones forzadas y aislar intervalos.

- **Pistolas**

Son herramientas que se utilizan para hacer perforaciones en la tubería de revestimiento para comunicar ésta con la formación, o bien perforaciones en la tubería de producción para establecer circulación, entre otras.

- **Cortadores térmicos y químicos**

El cortador térmico es básicamente una carga moldeada y revestida de forma circular, que al detonar produce un corte limitado en la tubería. La forma del tubo en el corte queda ligeramente abocinada por lo que puede requerirse conformar la boca del pez.

El cortador químico es una herramienta que se introduce con un cable conductor para cortar tuberías en un punto predeterminado cuando se atasca la sarta de la tubería. Al activarse, el cortador químico utiliza una pequeña carga explosiva para dirigir de manera forzada chorros a alta presión de material altamente corrosivo en un patrón de circunferencia contra la pared de la tubería. La corrosión masiva casi instantánea de la pared de la tubería, crea un corte relativamente uniforme con una mínima distorsión de la tubería, lo que facilita las operaciones de pesca.

2.5 PRUEBAS DE TAPONAMIENTO

La comprobación de la eficiencia de los tapones de cemento colocados en un taponamiento se debe llevar a cabo mediante la aplicación de peso (carga) o presión o ambos en la parte superior de los tapones, retenedores de cemento o tapones mecánicos.

Debe llevarse a cabo una inspección y estudio preliminar del pozo/cabezal para documentar las condiciones actuales. Todas las válvulas del cabezal y el árbol tienen que ser revisadas para asegurar su operatividad.

Se instala entonces una unidad de cable de acero para revisar si existen obstrucciones en el pozo, para verificar las profundidades medidas y para medir el diámetro interno de la tubería.

La unidad de línea de acero es una maquina con carrete de cable controlado hidráulicamente usado para colocar y retirar válvulas de seguridad y realizar lecturas de presiones de fondo. Las unidades de línea de acero son usadas también para otra variedad de trabajos como recuperar herramientas perdidas y modificar el diámetro de la tubería.

2.5.1 VERIFICACIÓN DEL TOC (TOP OF CEMENT)

Todos los trabajos de taponamiento se llevan a cabo con volúmenes de cemento calculados para poder identificar su cima del tapón (TOC).

Los dos métodos utilizados para verificar la colocación correcta del tapón son:

- a) Utilizar tubería previamente medida (como referencia) y marcar con ella la cima del tapón.
- b) Utilizar herramientas y el uso de línea de acero para tocar el tapón y determinar la cima, observando la marca en la línea de acero.

2.5.2 PRUEBAS DE INTREGRIDAD DEL TAPÓN DE CEMENTO

Las pruebas de presión para verificar la integridad de cada tapón, haciendo uso de tubería abierta tienen ventajas y desventajas:

- La presión es ejercida parcialmente solo por las secciones transversales de la tubería. Esto concentra la carga en el área donde la tubería está en contacto con el cemento.
- Cuando se usa el peso de la tubería para la prueba, se deben tomar en consideración los factores de flotación y de fricción contra los revestimientos.

El uso de una bomba para realizar pruebas de integridad de los tapones también tiene sus ventajas y desventajas:

- La presión se ejerce uniformemente en toda el área del tapón.
- Las mediciones de presión en las bombas son confiables.
- Se puede instalar un registrador de presión para llevar un control o historial de presiones.
- La presión que genera la bomba, es adicional a la presión hidrostática.
- No se pueden poner a prueba porciones aisladas del tapón.

2.5.3 PRUEBAS DE SONDEO

El método swab o de limpieza se utiliza también para verificar la integridad de los tapones de cemento. El fluido del pozo se limpia o se circula hasta que se encuentre por debajo del gradiente de presión de la formación de la zona aislada por el tapón. Se monitorea el nivel de fluidos por un tiempo considerable para asegurarse de que llegue a estabilizarse. Si el nivel de fluidos no cambia, se puede decir que el tapón pasó la prueba de integridad.

Para este método se deben revisar ciertas particularidades del mismo:

- Se puede utilizar también tubería flexible inyectando nitrógeno en el pozo y tiene exactamente el mismo efecto que el método de sondeo.
- Este método requiere más tiempo para efectuarse, que otros métodos.
- El tapón podría verse debilitado o dañado cuando se pone a prueba por presión diferencial, resultando en una posible falla futura cuando los fluidos sean reintroducidos por encima del tapón.

2.6 MEDIDAS DE SEGURIDAD Y PROTECCIÓN AMBIENTAL

Durante las actividades de taponamiento de pozos debe evitarse contaminar el área circundante y los cuerpos de aguas superficiales y subterráneos.

Los residuos generados durante dichas actividades deben ser manejados conforme lo establecido en la Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección Ambiental (LGEEPA), y Normas que se derivan de ella.

En caso de alguna afectación, contaminación ambiental o daños a terceros, a causa del desarrollo de este tipo de actividades, debe restaurarse y reparar los daños, conforme lo establezca la normatividad vigente o la autoridad ambiental.

2.7 OPERACIÓN DE TAPONAMIENTO

2.7.1 TAPONAMIENTO DEFINITIVO

Cualquier método de los señalados a continuación debe ser aplicado utilizando la sarta de trabajo.

- a) **Método de tapón por circulación.-** Se debe colocar un tapón de cemento frente a todos los intervalos disparados, cubriendo cuando menos 50 metros arriba y 50 metros abajo del intervalo disparado, o hasta la profundidad interior, la que sea menor. **(Fig.2.10 Método del tapón por circulación).**

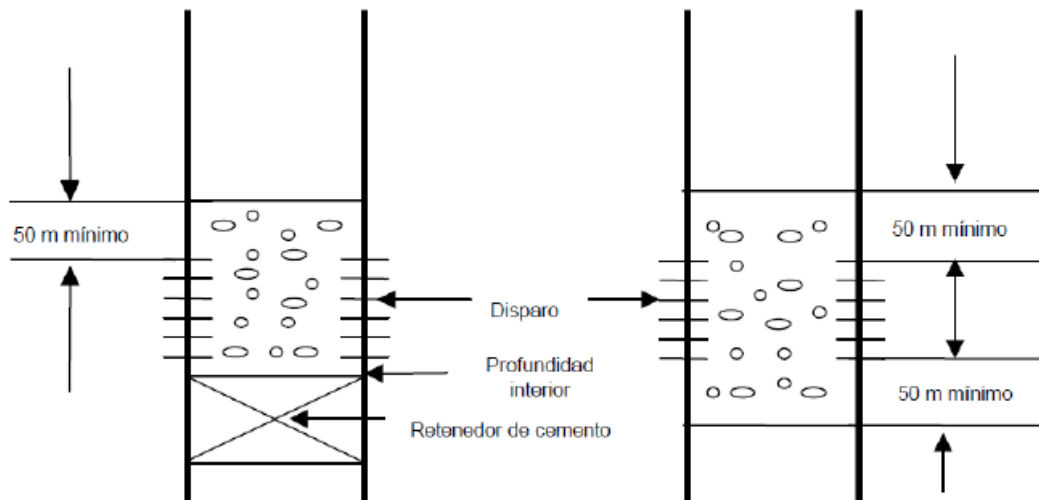


FIG.2.10 MÉTODO DEL TAPÓN POR CIRCULACIÓN

- b) **Método de cementación forzada.-** Se debe realizar una cementación forzada empleando un retenedor de cemento, una herramienta cementadora recuperable, a través de un empacador de producción, o cerrando el preventor contra la sarta de trabajo e inyectando el cemento al intervalo seleccionado. **(Fig. 2.11 Taponamiento de zonas con cementación forzada).**

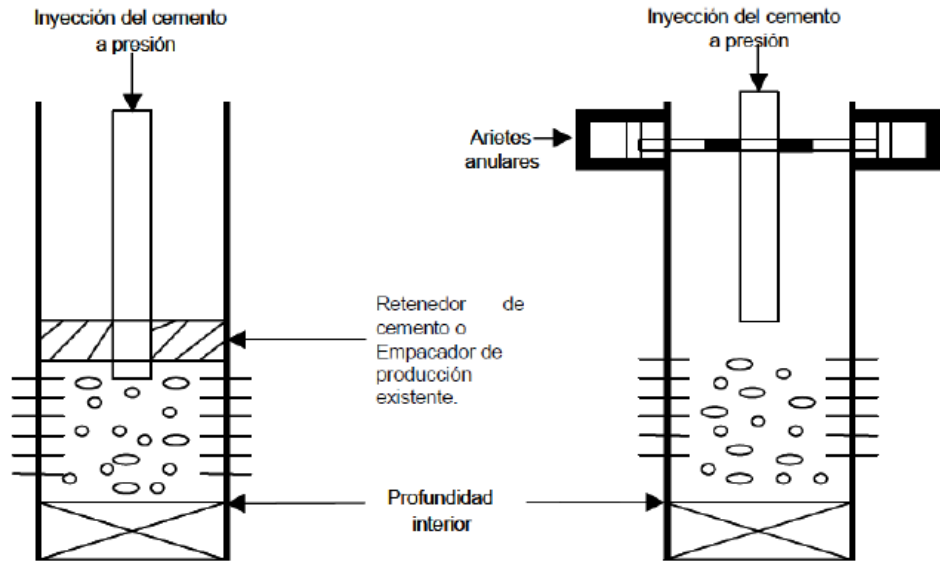


FIG.2.11 TAPONAMIENTO DE ZONAS CON CEMENTACION FORZADA

c) **Método con un tapón mecánico permanente.**- Se debe anclar el tapón 45 metros arriba de la cima del intervalo disparado y posteriormente colocar sobre el mismo un tapón de cemento por circulación (TxC) de 50 metros de longitud. (Fig.2.12 Uso de tapón mecánico permanente).

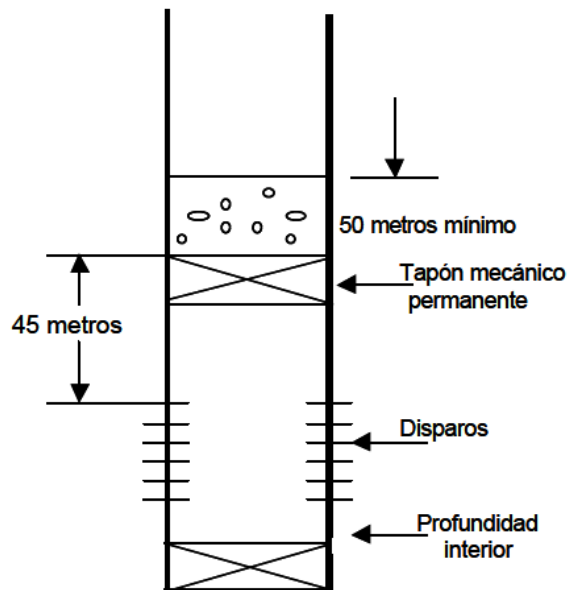


FIG.2.12 USO DE TAPÓN MECANICO PERMANENTE

A TRAVÉS DE LA TUBERÍA DE PRODUCCION

Para taponar permanentemente intervalos disparados, a través de la tubería de producción, se debe utilizar cualquiera de los siguientes métodos:

- a) **Método con un tapón introducido a través de la tubería de producción.-** Se debe introducir con línea de acero el tapón y anclarlo en la tubería de revestimiento por encima del intervalo disparado, siempre que el intervalo disparado este aislado del agujero inferior. El tapón anclado se debe cubrir con cemento. **(Fig.2.13 Taponamiento de intervalos disparados – Con tapón puente).**

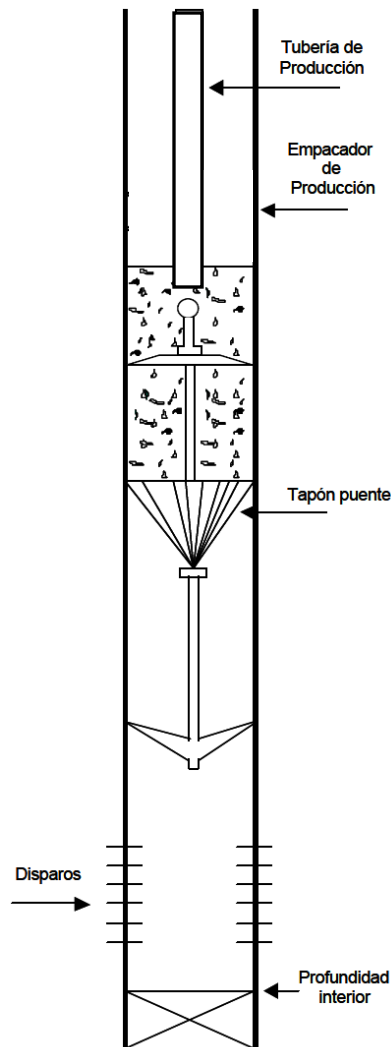


FIG.2.13 TAPONAMIENTO DE INTERVALOS DISPARADOS – CON TAPON PUENTE

b) **Método de cementación forzada.**- Los intervalos disparados se pueden taponar inyectando cemento por la tubería de producción e inyectando el cemento al intervalo seleccionado. **(Fig.2.14 Taponamiento con cementación forzada).**

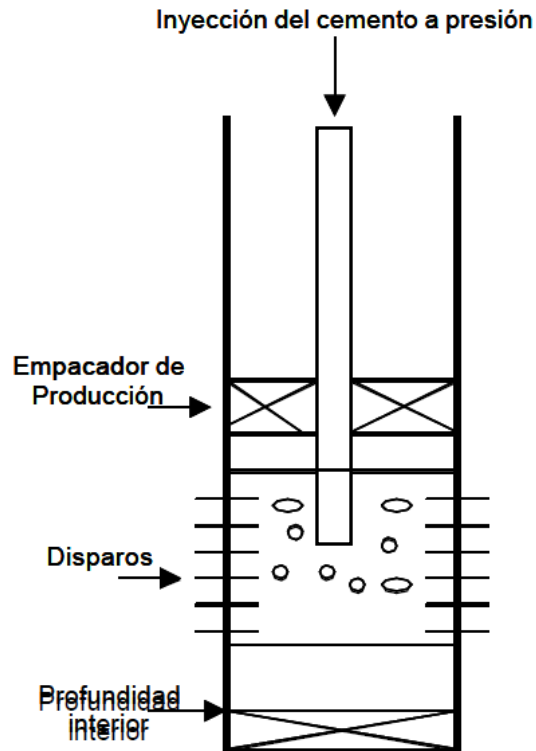


FIG.2.14 TAPONAMIENTO CON CEMENTACION FORZADA

c) **Método con tapones dentro de la tubería de producción.**- Cuando hay varios intervalos disparados pero aislados por empaques de producción, el taponamiento se puede llevar a cabo anclando un tapón, con línea de acero, en un niple de asiento o un tapón mecánico en la tubería de producción entre las dos zonas por aislar. El intervalo superior se debe cementar a presión, a través de un disparo en la tubería de producción e inyectando al cemento al intervalo seleccionado. **(Fig.2.15 Taponamiento usando tapones para tubería de producción o tapón puente).**

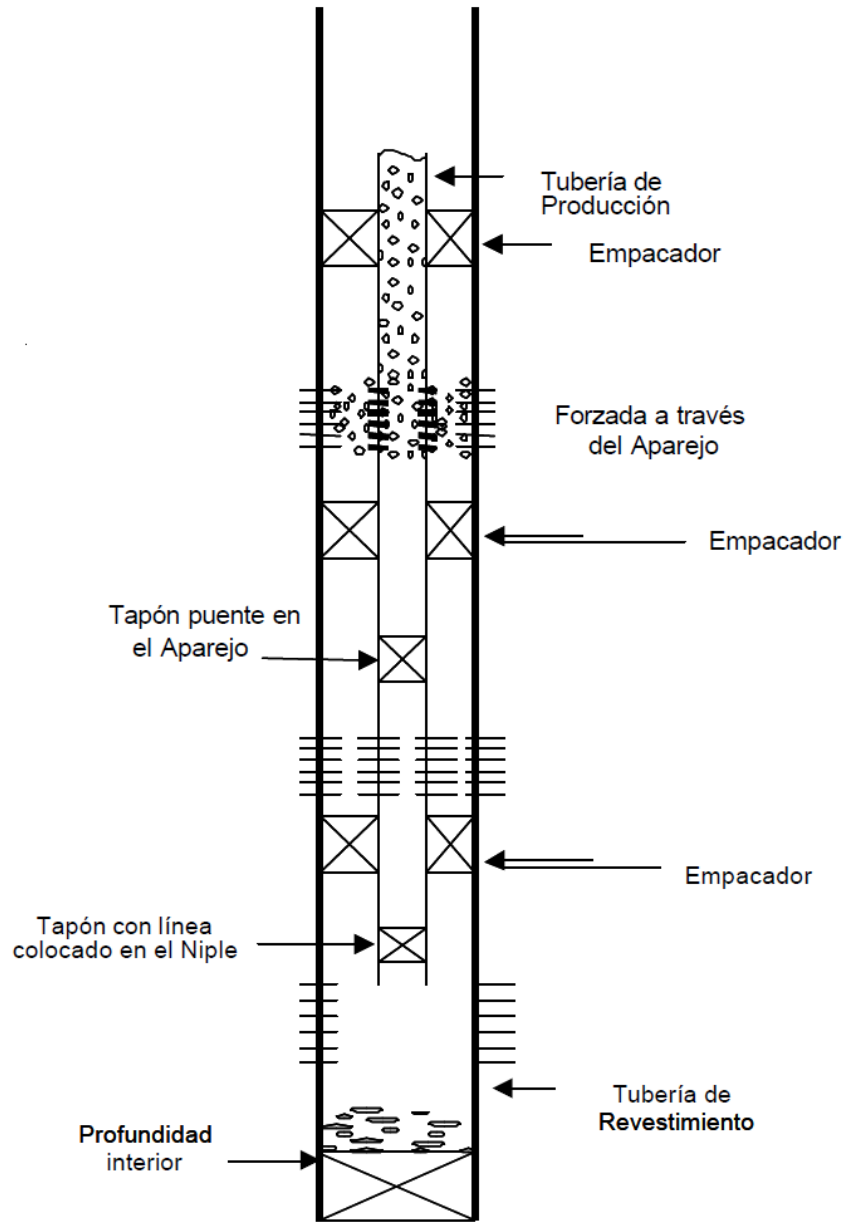


FIG.2.15 TAPONAMIENTO USANDO TAPONES PARA TUBERIA DE PRODUCCIÓN O TAPÓN PUENTE

- d) Método de tapón por circulación.-** De no ser posible inyectar cemento dentro de los intervalos disparados en la tubería de revestimiento, se debe disparar la tubería de producción y colocar un tapón de cemento en el espacio anular entre la tubería de producción y la tubería de revestimiento.

TUBERIAS DE REBESTIMIENTO CON CORTE

Cuando la tubería de revestimiento es cortada y se recupera parte de la misma es dejado un traslape dentro de la siguiente tubería de revestimiento de mayor diámetro, el taponamiento se debe llevar a cabo por uno de los siguientes métodos:

- a) **Método de tapón por circulación.-** se debe colocar un tapón de cemento que cubra como mínimo, 50 metros arriba y 50 metros abajo del corte de la tubería de revestimiento. **(Fig.2.16 Método de tapón por circulación).**

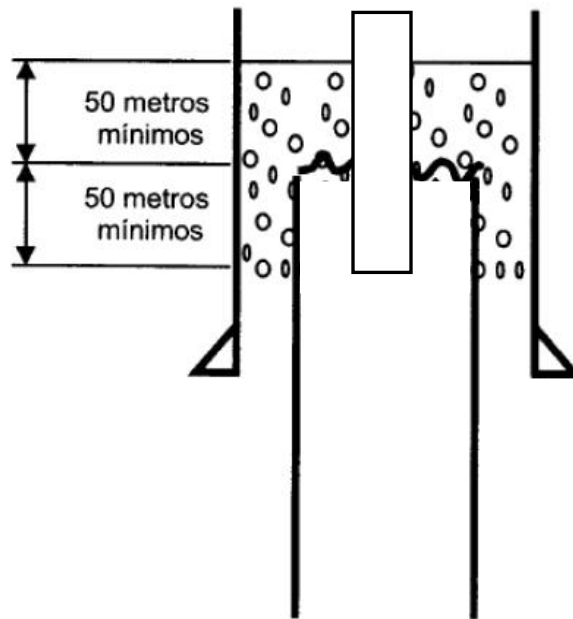


FIG.2.16 MÉTODO DE TAPÓN POR CIRCULACION

- b) **Método de cementación forzada.-** Se debe anclar un retenedor para el cemento, 15 metros arriba de la tubería de revestimiento cortada, y a través del retenedor bombear un volumen de lechada de cemento, calculando que se extienda aproximadamente 45 metros debajo del corte de la tubería de revestimiento y colocar un tapón por circulación de cemento de 50 metros arriba del retenedor. **(Fig.2.17 Método de cementación forzada).**

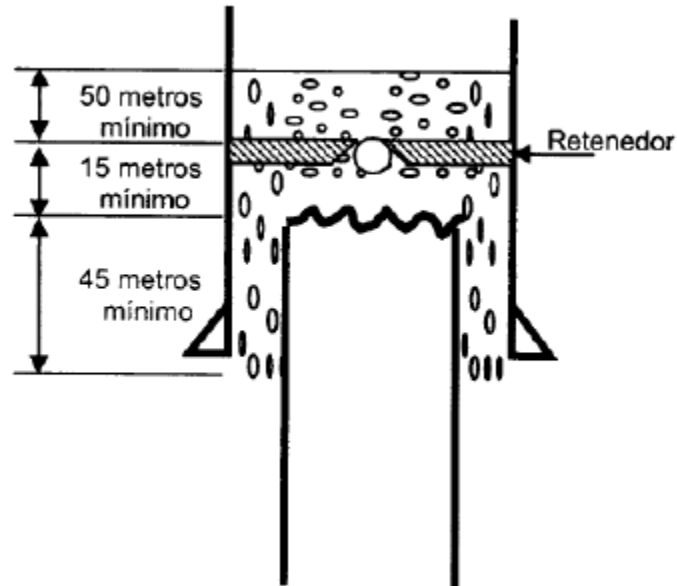


FIG.2.17 MÉTODO DE CEMENTACION FORZADA

- c) **Método con un tapón permanente.**- se debe anclar un tapón permanente a una distancia máxima de 15 metros arriba del corte de la tubería de revestimiento, y colocar un tapón de circulación de cemento de 50 metros, arriba del tapón permanente. (Fig.2.18 Método con un tapón permanente).

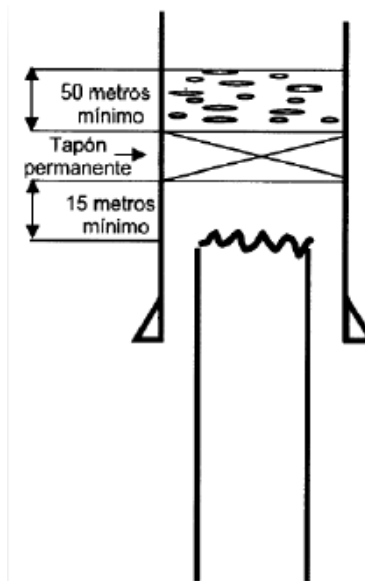


FIG.2.18 MÉTODO CON UN TAPON PERMANENTE

AISLAMIENTO DE ZONAS PRODUCTORAS EN AGUJERO DESCUBIERTO

En las partes no ademas, se deben colocar tapones de cemento que cubran como mínimo 50 metros abajo y 50 metros arriba de cualquier intervalo que contenga aceite, gas o agua con objeto de aislarlos y evitar su migración hacia otros estratos. **(Fig.2.19 Aislamiento de zonas en agujero descubierto).**

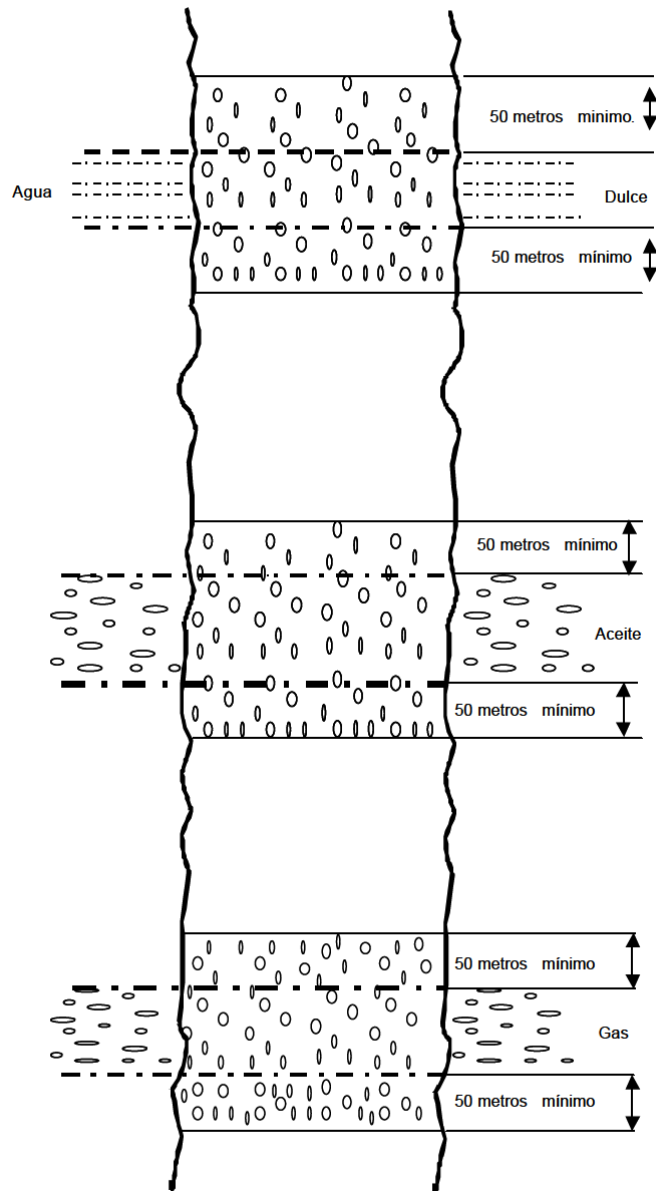


FIG.2.19 AISLAMIENTO DE ZONAS EN AGUJERO DESCUBIERTO

AISLAMIENTO DEL AGUJERO DESCUBIERTO

Cuando hay agujero descubierto debajo de la tubería de revestimiento, el taponamiento se debe de efectuar por medio de los siguientes métodos:

- a) **Método de tapón por circulación.-** se debe colocar un tapón de cemento con un mínimo de 50 metros arriba hasta 50 metros debajo de la zapata de la última tubería de revestimiento. (**Fig.2.20 Tapón de cemento en agujero descubierto**).

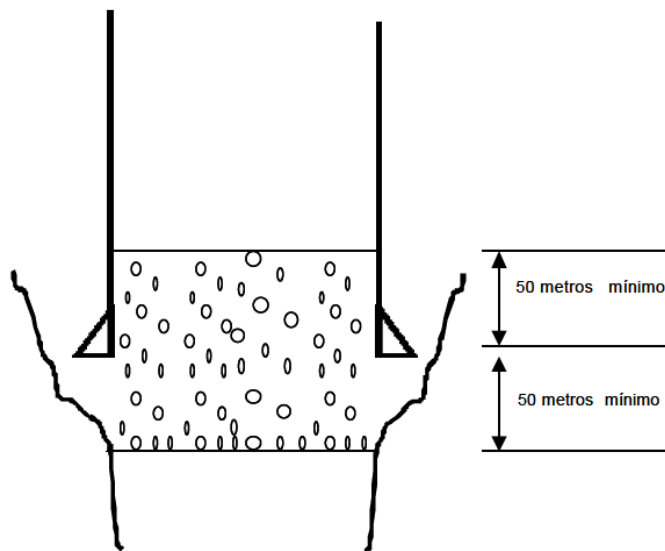


FIG.2.20 TAPÓN DE CEMENTO EN AGUJERO DESCUBIERTO

- b) **Método de cementación forzada.-** Se debe anclar un retenedor de cemento 30 metros arriba de la zapata de la ultima tubería de revestimiento y bombear contra la formación de un volumen de cemento de 50 metros debajo de la zapata. Colocar sobre el retenedor un tapón de cemento de 50 metros. (**Fig.2.21 Taponamiento de agujero descubierto con retenedor de cemento**).

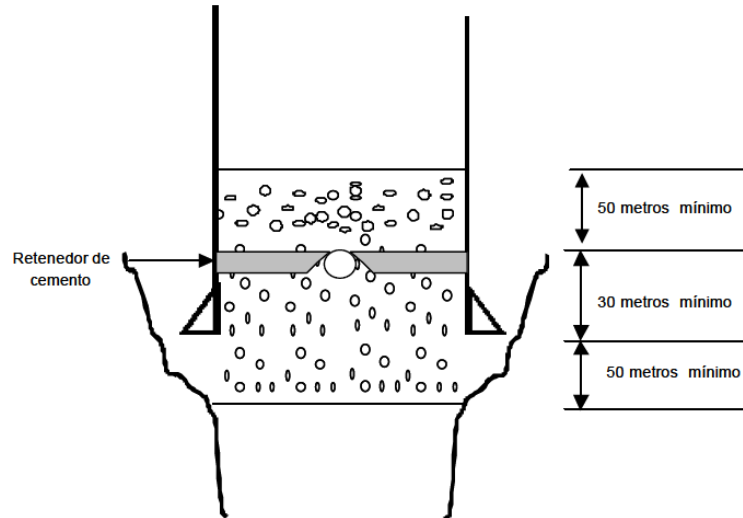


FIG.2.21 TAPONAMIENTO DE AGUJERO DESCUBIERTO CON RETENEDOR DE CEMENTO

c) **Método con tapón mecánico permanente.**- Si existe o se anticipa pérdida de circulación, anclar un tapón mecánico permanente 45 metros arriba de la zapata y después cubrirlo con un tapón de 50 metros de cemento. Este tapón se debe probar antes de colocar tapones adicionales. **(Fig.2.22 Taponamiento de agujero descubierto con tapón permanente).**

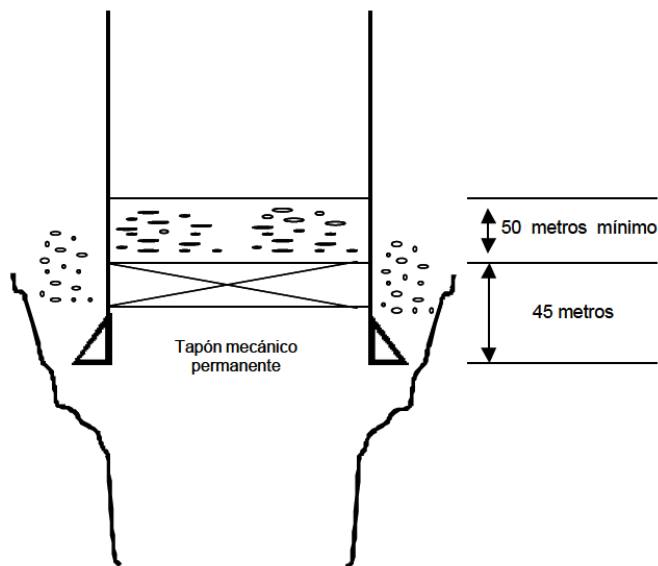


FIG.2.22 TAPONAMIENTO DE AGUJERO DESCUBIERTO CON TAPÓN MECANICO PERMANENTE

TAPONANDO EL ESPACIO ANULAR

Ningún espacio anular se debe dejar abierto o comunicado al agujero descubierto. Si existe esta condición, el espacio anular se debe taponar con cemento.

REQUERIMIENTO DEL TAPON SUPERFICIAL

Se debe colocar en el interior de la tubería de revestimiento de menor diámetro un tapón de cemento de 50 metros, con cima de 50 metros debajo de la superficie. Para pozos lacustres y marinos la cima será referida al lecho marino.

2.7.2 TAPONAMIENTO TEMPORAL

El pozo que se suspenda o que abandone temporalmente se debe cementar como se recomienda para el taponamiento definitivo, con excepción del tapón superficial.

Se debe anclar superficialmente un tapón mecánico recuperable, en el interior de la tubería de revestimiento de menor diámetro o un tapón de cemento de 50 metros con cima de 50 metros debajo de la superficie. Para pozos lacustres y marinos la cima será referida al lecho marino. **(Fig.2.23 Taponamiento temporal con tapón mecánico recuperable, y Fig.2.24 Taponamiento temporal con tapón de cemento).**

Se debe dejar identificable, localizable y protegida la infraestructura de cabezales y arboles en condiciones de reintervención.

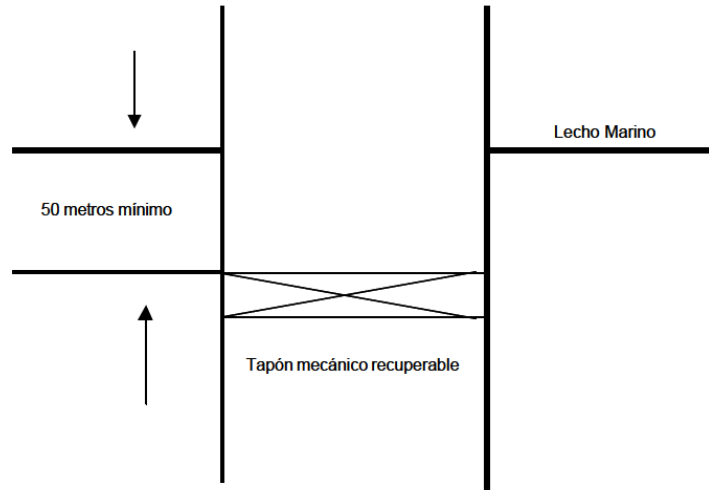


FIG.2.23 TAPONAMIENTO TEMPORAL CON TAPÓN MECÁNICO RECUPERABLE

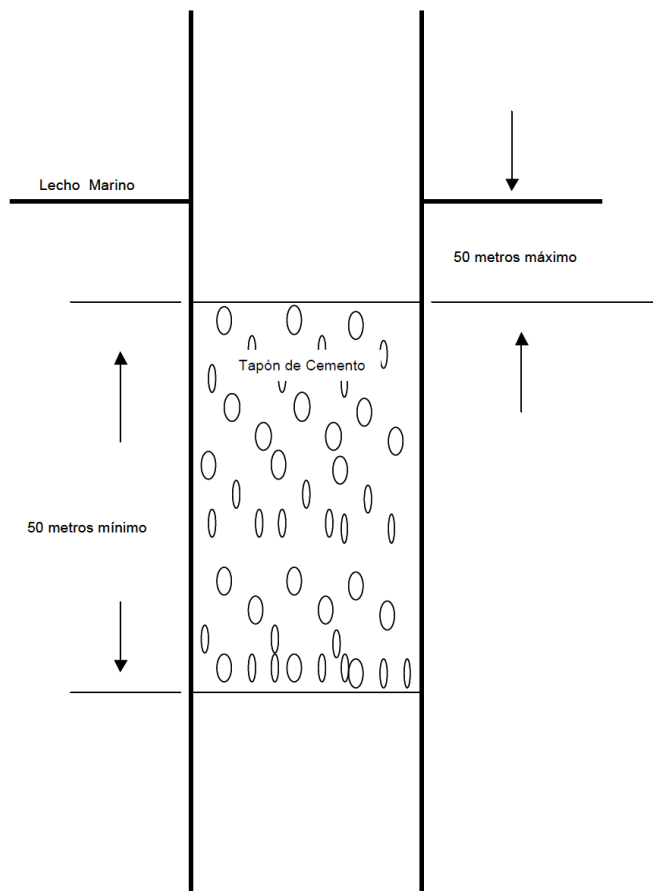


FIG.2.24 TAPONAMIENTO TEMPORAL CON TAPÓN DE CEMENTO

CAPITULO 3. ABANDONO DE POZOS

Todo yacimiento petrolero en explotación llega a una etapa en que la producción de hidrocarburos es muy reducida o nula, dejando de ser rentable seguir explotando los hidrocarburos, haciendo necesario el desalojo de este. Esta etapa es comúnmente llamada abandono.

Es clave anticipar la operación de abandono (dos años antes de que cese la producción), para que un proyecto de abandono sea eficiente, para que sea seguro y respetuoso de las regulaciones ambientales existentes.

El abandono de pozo es la actividad final en la operación de un pozo cuando se cierra permanentemente o temporalmente bajo condiciones de seguridad y preservación del medio ambiente. El desarrollo del abandono dependerá de la ubicación del pozo o conjunto de pozos y del estado mecánico. Pues unos requieren taponos de cemento, taponos mecánicos, cemento en el revestimiento, etc. **(Tabla 3.1 Actividades y entregables)**.

Existen varias causas por las que se abandona un pozo o activo, como que este represente un peligro inminente para una comunidad, al medio ambiente o al personal o equipo que lo opere, fallas técnicas u operativas que compliquen o eviten continuar explotarlo, entre otras. Pero la más común es la considerable reducción en la producción, repercutiendo en la baja o nula rentabilidad de éstos.

El abandono de pozos se clasifica en dos tipos:

- a) Abandono temporal.
- b) Abandono permanente.

El taponamiento y abandono de pozos es una de las etapas primarias en el programa de abandono de una instalación. Un procedimiento efectivo de taponamiento y abandono es crítico para el sello apropiado de un pozo para asegurarlo en caso de una futura fuga a la superficie. Las técnicas usadas para lograr este proceso están basadas en la experiencia de la industria, investigación y conformidad con las normas y requisitos.

Para poder llevar a cabo esta etapa final en la vida de cualquier proyecto petrolero, son necesarios Recursos tecnológicos, como maquinaria, cementos, herramientas y dispositivos para el cierre de pozos.

Recursos Humanos, estratégicos, técnicos, y operativos para la planeación, inspección y ejecución de abandono. Son necesarios los recursos financieros para poder costear los anteriores. Y aunque no son necesarios técnicamente, son imprescindibles los lineamientos y estatutos legales que deben seguirse para notificar y garantizar el bienestar del personal, de comunidades de la región y del medio ambiente.

TABLA 3.1 Actividades y entregables.

Etapa del Proyecto	Actividad del Proyecto	Estado Mecánico	Tipo de Abandono
Perforación de Pozos	Al final de la perforación de un pozo seco	Con agujero abierto con zonas sin hidrocarburos	Permanente sin tapones de cemento en el agujero abierto
		Con agujero abierto con zonas de hidrocarburos no productora	Permanente con tapones de cemento en el agujero abierto
	Al final de la perforación de un pozo de descubrimiento que cumpla con los requisitos para la decisión de desarrollo	Con revestimiento cementado sellando la zona de hidrocarburos sin terminación por pruebas	Temporal con tapones de cemento en el revestimiento
	Al final de la perforación de un pozo de descubrimiento que no cumpla con los requisitos para la decisión de desarrollo	Con revestimiento cementado sellando la zona de hidrocarburos y terminación por pruebas	Temporal con tapones mecánicos y cemento en el revestimiento
		Con revestimiento cementado sellando la zona de hidrocarburos y terminación por pruebas	Permanente con tapones mecánicos y cemento en el revestimiento

3.1 ABANDONO TEMPORAL

El abandono temporal es cuando por cuestiones técnicas, económicas o de seguridad, se decide interrumpir la producción de un pozo, colocando tapones mecánicos y otros dispositivos que se plantean remover en un futuro, ya sea con fines de reanudar la producción u otros distintos.

Esta clase de abandono se realiza si hubiera una etapa posterior de trabajo, o al menos se supone o planea. Por lo que deben entregarse pozos taponados de manera adecuada, para ser puestos en marcha eventualmente sin grandes retrasos ni complicaciones, dichos tapones deben ser colocados con características particulares (un tapón de 50 metros de sal, a partir del último disparo hacia arriba, tapones de 50 metros de cemento después y antes de las zapatas, tapones mecánicos removibles, etc.).

- **En pozos Marinos:** Se deberá recubrir el equipo superficial con campanas anticorrosivas, muy bien sujetadas. Los pozos deben contar también con señalamientos visibles y dispositivos para su posterior detección.
- **En pozos Terrestres:** Se debe aislar el pozo (cercarlo), asegurar el equipo superficial (de no ser retirado) debe ser señalado de manera visible su estado de taponamiento y características de este.

3.2 ABANDONO PERMANENTE O DEFINITIVO

Este tiene por objetivo aislar el pozo permanentemente bajo condiciones de seguridad y protección ambiental, prevé el aislamiento con tapones de cemento y/o mecánicos de las zonas productivas (iniciando del agujero descubierto), de la zapata del casing y de los colgadores de liner.

En esta clase de abandono el equipo responsable tiene el deber de entregar pozos correctamente cerrados (dependiendo de la profundidad del pozo, se instalan 2 o más tapones de cemento, uno de 50 metros a nivel del suelo hacia abajo, y uno en la última zapata, de ser muy profundo el pozo, se añaden tapones intermedios), señalados y protegidos según su ubicación y características del pozo extinto.

- **En aguas poco profundas:** Debe removerse todo equipo cuya altura sobresalga del lecho marino, para evitar daños a embarcaciones, actividades pesqueras y navales. Y debe colocarse placas y señalamientos para su identificación y ubicación.
- **En aguas profundas:** Deberán también retirarse el equipo superficial, y elegir un letrero o señalamiento que identifique su ubicación.
- **Pozos terrestres:** Deberá retirarse el equipo superficial, procurar dejar los taponamientos lo más cercanos a nivel del suelo. El pozo cerrado deberá ser visiblemente señalado y cercado para evitar actividades riesgosas, como la construcción o la perforación, etc.

3.3 CAUSAS QUE ORIGINAN EL ABANDONO DE POZOS

3.3.1 INVASIÓN DE AGUA SALADA

La invasión de agua salada es un problema normal en yacimientos de hidrocarburos que aportan por su empuje hidráulico y por la explotación de los mismos, además se incrementa el porcentaje de agua haciéndolo incosteable. La corrección se efectúa aislando el agua salada por medio de una cementación a presión y redispasar el intervalo a la profundidad que señale el programa. Al conocer las propiedades de la formación y de los fluidos, se puede calcular la profundidad donde se espera alcanzar que produzca el pozo satisfactoriamente.

3.3.2 AGOTAMIENTO Y BAJA RECUPERACIÓN DEL INTERVALO PRODUCTOR

La explotación continúa de un yacimiento trae como consecuencia cambios en las condiciones que ocasionan problemas en la operación de los pozos. Una de ellas es el abatimiento de presión a medida que se explotan, por lo que su energía propia disminuye y es insuficiente para que los pozos fluyan por sí mismos. En estos casos la reparación se efectúa para aislar el intervalo agotado por baja recuperación y la apertura de uno nuevo, para incorporar nuevamente el pozo productor.

3.3.3 DAÑOS A LAS FORMACIONES PRODUCTORAS

En la perforación y terminación, e inclusive durante el mantenimiento a los pozos, se utilizan distintos fluidos de control que causan en mayor o menor grado una alteración en las propiedades de la roca y en la vecindad del pozo. Esto provoca un daño en la permeabilidad de la formación, la cual puede ser leve o severa. Entre las causas que originan estos daños:

- a) Invasión de partículas sólidas en los fluidos de control.
- b) Hinchazón de arcillas al ser desestabilizadas por el agua de filtrado del fluido.
- c) Bloqueo del agua o emulsión por el filtrado del fluido.

Para este caso las operaciones de intervención intentan recuperar, mejorar y aumentar la productividad de esas formaciones dañadas. El daño se elimina mediante la fracturación, la acidificación e inyección de aditivos adecuados a la formación. Si el pozo lo requiere, se inyecta cemento a presión y se redispara el intervalo productor.

3.3.4 CEMENTACIONES PRIMARIAS DEFECTUOSAS

Estos problemas pueden ocasionar la comunicación del intervalo productor con otra zona, por la deficiencia y la canalización del cemento en el exterior de la TR, lo que origina no tener el control de los hidrocarburos que aporte el pozo, o bien la presencia de fluidos indeseables. Una planeación en el diseño al elaborar el programa de intervención, permite ejecutar las operaciones necesarias para corregir eficientemente las cementaciones primarias defectuosas.

3.3.5 DESPRENDIMIENTOS Y ROTURAS EN LAS TUBERIAS DE REVESTIMIENTO

Las fallas en las TR's se presentan por fisuras, aplastamientos (colapsos) o desprendimientos. Las causas se originan por la fatiga y desgarre del acero, esfuerzos de tensión, efectos de corrosión, esfuerzos excesivos de las formaciones y sus características plasticas alrededor de las tuberías.

Al presentarse estos problemas existe un alto riesgo de que se presente un brote y pueda ocasionar hasta la pérdida del pozo, por lo que es importante su preparación para integrarlo nuevamente a condiciones óptimas de producción.

3.3.6 ACUMULACIÓN DE ARENA FRENTE A LOS INTERVALOS ABIERTOS

Algunas formaciones como las arenas no consolidadas producen junto con los hidrocarburos, partículas pequeñas de granos o sedimentos que por gravedad se depositan en el fondo del pozo. Con el tiempo llegan a obstruir el intervalo abierto y generan tapones dentro del pozo y disminuyen el flujo paulativamente en la tubería hasta dejar de producir.

3.3.7 TUBERIAS OBTURADAS EN SU INTERIOR CON SAL, ARENA O FLUIDOS

Estos problemas restringen la explotación de hidrocarburos. La causa directa es que las formaciones no son consolidadas y posiblemente se tienen defectos en la cementación primaria de las TR's a la profundidad del intervalo productor. A través de registros, se comprueba que los cambios de temperatura, presión y composición química del aceite y el contacto con sustancias de bajo PH, provocan el desequilibrio con la consecuente precipitación de productos asfálticos y parafínicos presentes en mayor o menor proporción, que se depositan en el interior de la tubería y ocurre la falla en el aparejo de producción.

3.3.8 COMUNICACIÓN ENTRE TP Y TR

Los daños en empacadores que son parte del aparejo de producción, pueden y llegan a presentarse por la temperatura que se tiene a donde se anclan, el deterioro de elastómeros (hules) y unidades de sellos que se ajustan en el interior del empacador permanente, a los efectos corrosivos de los fluidos, desgaste por erosión, elongación y tensión del aparejo. También algunos hidrocarburos arrastran sólidos que pueden desgastar el mecanismo del empacador.

Otras veces puede deberse a que no se aplique correctamente el procedimiento de anclaje del empacador y además, defectos en el control de calidad durante su fabricación.

3.3.9 CAMBIOS DEL APAREJO O SISTEMA DE RECUPERACIÓN

Los antecedentes de producción de cada pozo, se atienden a través de un banco de información computarizado, requieren de su estudio para proponer una siguiente intervención bajo un nuevo programa. Por ejemplo, la aplicación de un sistema artificial de producción.

3.3.10 AGOTAMIENTO DE LA PRODUCCIÓN

En campos de explotación avanzada, los pozos llegan a declinar su producción a límites que dificultan tenerlos en operación, por lo que se considera agotado el yacimiento. Si no existe otra alternativa el pozo se interviene para su taponamiento, aislando los intervalos productores por medio de cementaciones a presión, taponos mecánicos o taponos de cemento.

3.4 PASOS A SEGUIR PARA ABANDONAR UN POZO

Una de las etapas primarias de un programa de abandono de pozos de un complejo petrolero es el taponamiento y abandono. Un primer paso en el proceso de abandono consiste en planear el detener las actividades de producción e inyección. Se diseña un plan de cierre que permita proceder con las operaciones de taponamiento y abandono sin riesgo a contaminar.

Los procedimientos llevados a cabo correctamente para el taponamiento y abandono son críticos para el sellado correcto de un pozo y prevenir filtrados. Las técnicas utilizadas para llevar a cabo correctamente estas operaciones están basadas en la experiencia en campo e investigaciones para alcanzar los estándares y normas de regulación.

Cuando se decide abandonar un pozo, inicialmente se revisa el diseño del pozo, así como el historial de la vida productiva del pozo, las intervenciones, la condición actual del volumen de hidrocarburos, se analizan los aspectos correspondientes a la seguridad, salud y protección ambiental, de acuerdo con las normas existentes.

Se tiene que diseñar un programa de abandono basado en las condiciones actuales de la reserva del pozo, garantizando que en el futuro no existan filtraciones y asegurando la protección de los recursos naturales en la superficie.

La preparación es uno de los ingredientes fundamentales para el abandono de un pozo, y comprende una evaluación detallada de la geología de las inmediaciones del pozo, y de las singulares condiciones mecánicas del mismo. En un caso sencillo, el abandono de un pozo comienza con la limpieza del pozo y la cementación o cementación forzada de los disparos (cañoneos, perforaciones, punzados). Una vez que se dispara la tubería por encima del empacador de producción, se hace circular cemento por la tubería de producción hacia la tubería de revestimiento.

A niveles superficiales de la zapata de revestimiento, se efectúan disparos que atraviesan los diferentes revestimientos y se hace circular cemento en todos los espacios anulares abiertos a fin de obtener una barrera de cemento pared con pared. Por último, se dispara la tubería de producción a una profundidad menor y se coloca un tapón de cemento de superficie. Una vez que se han colocado y probado todos los tapones de cemento, se retiran el cabezal del pozo y la sección de tubería de revestimiento.

En la realidad, casi todas las operaciones de abandono son mucho más complicadas, los programas de abandono de varios pozos en tierra firme demuestran tanto la complejidad de las operaciones como de las ganancias en eficiencia y el ahorro de costos que se obtienen cuando se utiliza una unidad de tubería flexible en lugar de un equipo de perforación o de reparación.

Son varias las ventajas del abandono empleando una unidad de tubería flexible para un programa de abandono de varios pozos. Para áreas marinas, este equipo es menos costoso y a menudo es mucho más fácil de movilizar, en tierra, el beneficio reside en el ahorro de tiempo que se obtiene respecto de una operación con equipo convencional. La tubería flexible permite el emplazamiento preciso de tapones de cemento, incluso en pozos desviados. Además, las operaciones con tubería flexible se pueden realizar sin matar el pozo, o sin quitar la tubería de producción o el cabezal del pozo.

PASOS PARA TAPONAR POZOS PROFUNDOS

Los siguientes pasos son un ejemplo de los pasos a seguir para abandonar pozos profundos.

- 1) Retirar el cabezal del pozo.
- 2) Retirar la tubería de revestimiento cortada.
- 3) Evaluar las condiciones del pozo.
- 4) Acondicionar el pozo.
- 5) Circular lodo en el pozo para lograr un estado de equilibrio.
- 6) Colocar los tapones de cemento.
- 7) Cerrar el pozo.
- 8) Limpiar el sitio en la superficie.

3.4.1 REMOCIÓN DEL EQUIPO DEL FONDO DEL POZO

El primer paso para el taponamiento y abandono de un pozo es la remoción del equipo que se encuentra en el fondo. Esto se lleva a cabo con el equipo de trabajo que se tenga a la mano (pescante, línea de acero, etc.) y que tenga la capacidad de levantar dicho equipo del fondo del pozo. Para esta tarea se requiere un gran esfuerzo de trabajo y esfuerzo.

Esto incluye la remoción de empacadores, tubería de producción, mandriles, bombas, etc. debido a la edad y condiciones de cada pozo, no siempre es posible retirar todo el equipo.

También, si las medidas de seguridad y normas regulatorias lo permiten, todo el equipo que no pueda ser retirado por cualquier razón podrá abandonarse en el pozo.

3.4.2 LIMPIEZA DEL POZO

Después de la remoción del equipo que se encuentra en el fondo del pozo, se debe llevar a cabo la limpieza del pozo, retirando recortes, basura y cualquier material que cubra los agujeros que no han sido sellados correctamente.

El fluido que se circula para la limpieza debe tener la densidad apropiada para controlar las presiones dentro del pozo y debe tener las características físicas para remover adecuadamente todo el material que no dañe a la formación.

Para poder realizar esta operación se debe desplazar un fluido de control. El desplazamiento del fluido de control tiene la finalidad de efectuar la remoción del enjarre adherido a las paredes de las tuberías, así como la eliminación de sólidos en suspensión presentes en el interior del pozo, sean estos barita, recortes o cualquier contaminante o sedimento que se deba remover.

De igual manera al llevarse a cabo esta operación es necesario mantener la integridad y la naturaleza del mismo, y que este sea desalojado lo más completo y homogéneo que sea posible y así reducir los tiempos por filtración y los costos operativos por un mayor tiempo de circulación.

Para esto se deben usar fluidos con características físico-químicas que permitan la desintegración de los contaminantes y asegurar su total dispersión y posterior acarreo hacia la superficie del pozo.

Los factores que intervienen en el desplazamiento son:

- a)** Condiciones de temperatura y presión del pozo.
- b)** Diseño de tuberías.
- c)** Disponer del equipo necesario para efectuar las operaciones diseñadas en superficie.
- d)** El tipo de fluido que se tenga en el pozo.
- e)** La efectividad del programa de desplazamiento.

3.4.2.1 FORMAS DE DESPLAZAMIENTOS

Existen dos formas para efectuar el desplazamiento del fluido de control, ya sea por agua dulce, salmuera libre de sólidos o la combinación de ambos:

- a) Circulación inversa
- b) Circulación directa

La selección del procedimiento más adecuado depende de las condiciones operativas que se tengan en el pozo, así como las condiciones de calidad de las tuberías de producción y/o revestimiento que se tengan, de los resultados obtenidos de los registros de cementación en las zonas o intervalos de interés y el tipo de fluido que se tenga en el pozo.

a) Circulación inversa

Esta se utiliza cuando la información de los registros de cementación y la calidad de las tuberías de revestimiento indican que soportara una diferencia de presión calculada. Este procedimiento permite un mejor espaciamiento entre el agua dulce y los fluidos por desalojarse, así como será mayor el volumen de agua en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción y menor el fluido que va entrando en la tubería de producción, así mismo pueden usarse regímenes de bombeo más elevados con flujos turbulentos.

Estos regímenes de bombeo son los más adecuados para este tipo de operaciones de limpieza de pozos al ser desplazado el fluido de control, lo cual permitirá desplazamientos más efectivos y libres de contaminantes. Así mismo se tienen menores tiempos operativos y una menor adición de aditivos como espaciadores o lavadores químicos, lo cual dará como resultado una reducción de costos considerable del lavado y filtración.

b) Circulación directa

Se utiliza cuando los registros de cementación muestran zonas no muy aceptables para ser sometidas a una diferencial de presión calculada del fluido de control a desplazarse con respecto al agua dulce, en el cual no se obtiene un desplazamiento muy efectivo debido a que los volúmenes de agua dulce a manejar son menores al circularse desde la tubería de producción hacia el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la tubería de producción.

Los regímenes de bombeo serán menores al incrementarse el valor de las pérdidas de presión por fricción, y por consiguiente el empuje del agua sobre el fluido de control en áreas más grandes creará deficiencias para un desplazamiento efectivo y en algunos casos no se dará el régimen turbulento necesario para garantizar que el pozo esté totalmente limpio de contaminantes.

Así mismo serán necesarias mayores cantidades de espaciadores y limpiadores químicos, aunado al mayor tiempo de circulación y por consiguiente un mayor costo por filtración y tiempos operativos.

3.4.2.2 ESPACIADORES Y LAVADORES QUÍMICOS

Todos los procesos para efectuar desplazamientos de fluidos de control ya sea base agua o aceite utilizan espaciadores y lavadores químicos con la finalidad de evitar incompatibilidad de fluidos, problemas de contaminación, limpieza del pozo de manera efectiva y para la separación de fases del sistema.

Los baches espaciadores que sean programados deberán ser compatibles con el fluido que sale y el que le procede, pudiendo o no ser más viscosos que los fluidos por separar. Estos baches deberán extenderse por lo menos 100 metros de la parte más amplia de los espacios anulares para que tengan mayor eficiencia, por lo que el diseño de los baches para tuberías de revestimiento muy grandes deberá ser ajustado en sus volúmenes para garantizar su eficiencia.

Para fluidos base agua, normalmente su principal contacto se inicia con un bache de agua dulce o alcalinizada con sosa caustica. Existen diversos productos de compañías de servicios los cuales pueden ser utilizados como espaciadores, píldoras o baches viscosos, y limpiadores químicos, todos ellos utilizan productos como viscosificantes naturales y sintéticos, soluciones alcalinas, surfactantes o solventes, para una remoción activa de contaminantes orgánicos.

Generalmente los lavadores químicos son usados para adelgazar y dispersar las partículas del fluido de control, estos entran en turbulencia a bajos gastos lo cual ayuda a limpiar los espacios anulares, normalmente su densidad es cercana al agua dulce. En algunos casos se diseñan productos abrasivos como arenas para barridos de limpieza.

En todos los casos se deben efectuar los trabajos programados de manera continua y sin interrupciones, evitando retrasos de tiempo y problemas críticos al efectuar el desplazamiento por este tipo de productos químicos.

3.4.3 RECUPERACIÓN Y CORTE DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

a) CORTADOR MECÁNICO

Habitualmente, durante el proceso de abandono, se requieren tres o más viajes de la columna de perforación para remover cada tubería de revestimiento. El primer viaje se efectúa para recuperar la tubería de revestimiento y los sellos del colgador del cabezal del pozo. Durante el segundo viaje, se corta la tubería de revestimiento y se requiere un tercer viaje para extraer la tubería de revestimiento y su colgador del pozo. Después de la recuperación de estas sartas intermedias, se corta la tubería de revestimiento guía y se recupera el cabezal del pozo.

Para cortar y extraer una sarta de revestimiento, los ingenieros primero enganchan el arreglo de sellos del cabezal del pozo con la herramienta de recuperación y lo fijan en el tubo ascendente. Luego, se coloca el cortador de la tubería de revestimiento en la profundidad adecuada y el arpón se engancha y se utiliza para poner en tensión la sarta. Se incrementan lentamente las RPM (revoluciones por minuto) para accionar el rotor del motor que hace rotar el cortador.

El perforador monitorea la presión diferencial existente en el motor de desplazamiento positivo, si los datos indican una caída de la presión del fluido, el corte ha sido ejecutado con éxito. Luego, el perforador manipula y baja suavemente la sarta de perforación para desenganchar el arpón, que se lleva justo hasta debajo del cabezal del pozo donde se vuelve a enganchar. A continuación, se extrae la tubería de revestimiento del pozo y el arreglo de sellos y la herramienta de recuperación se acomodan en la superficie.

El perforador continúa extrayendo la herramienta del pozo hasta que el colgador de la tubería de revestimiento se acomoda en la mesa rotativa y el arpón se desengancha y se guarda en la torre de perforación para proceder al desarmado de la tubería de revestimiento.

b) CORTADOR TÉRMICO (TIPO JET)

Es básicamente una carga moldeada y revestida de forma circular, que al detonar produce un corte limitado en la tubería. **(Fig. 3.1 Cortador térmico)**. La forma del tubo en el corte queda ligeramente ensanchada por lo que puede requerirse confirmar la boca del pez. **(Fig. 3.2 Forma del corte efectuado)**. Como requisito es necesario que la tubería sea calibrada previamente para su utilización.

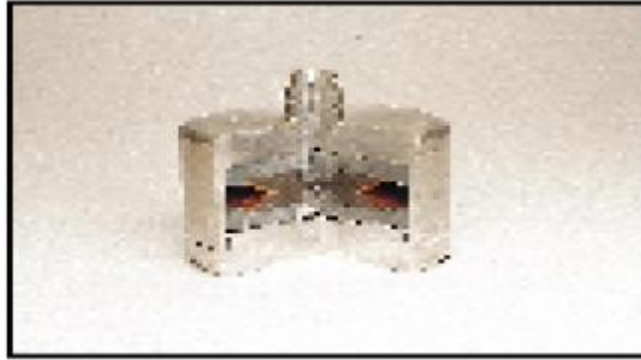


FIG. 3.1 Cortador térmico



FIG. 3.2 Forma del corte efectuado

c) CORTADOR DE TUBERÍA QUÍMICO

A diferencia del cortador térmico, éste deja un corte limpio sin protuberancias dentro y fuera del tubo. Su principio de operación consiste en expulsar violentamente un líquido corrosivo de la herramienta hacia la tubería. Normalmente consta de un iniciador, un propulsor sólido, un catalizador y trifluoruro de bromo (BrF_3).

Cuando se inicia la explosión, el propulsor fuerza al BrF_3 a través del catalizador y de una cabeza de corte a alta presión y temperatura. El BrF_3 es expulsado a través de varios orificios de la herramienta contra la pared de la tubería que se va a cortar.

Algunas consideraciones que se deben tomaren cuenta al operar un cortador químico son:

- 1) La herramienta debe permanecer inmóvil durante el corte, para lo cual cuenta con un dispositivo de anclaje.

- 2) El rango de corte en tuberías mínimo es de 0.742 pulgadas.
- 3) Es necesario contar con fluido dentro de la tubería para efectuar el corte.
- 4) En lodos densos se tienden a tapar los agujeros de la herramienta y pueden operar deficientemente.

REGISTROS DE EVALUACIÓN DE LA CEMENTACIÓN PARA DETERMINAR EL PUNTO DE CORTE DE LA TUBERÍA DE REVESTIMIENTO

La evaluación de la cementación se realiza con el registro Sónico de cementación (CBL), la herramienta consta de una sección acústica y una sección electrónica. La sección acústica contiene un transmisor y un receptor. La onda sonora emitida por el transmisor viaja a través de la tubería de revestimiento y es detectada por el receptor, la sección electrónica mide la amplitud de la porción deseada de la señal del receptor y la transmite a la superficie para ser registrada.

La amplitud de la onda es función del espesor y de la resistencia de la tubería, de la adherencia y espesor del cemento. En tuberías no cementadas la amplitud es máxima, en tuberías cementadas (completamente circundadas por una capa de cemento), la amplitud es mínima.

El registro CBL, es una grabación de la amplitud del primer arribo de energía en un receptor a 3 pies de distancia del transmisor. El registro de densidad variable (VDL), es opcional y completa la información proporcionada por el registro CBL. Es un despliegue de onda completa de la señal en el receptor a 5 pies. El registro CBL-VDL indica la adherencia entre la tubería de revestimiento y el cemento y la adherencia entre el cemento y la formación.

En los registros de evaluación de la cementación primaria de la tubería de revestimiento de superficial, intermedia y de explotación, se puede observar y determinar la cima del cemento en la parte exterior de la tubería, ya que dichos registros indican donde está el cambio de temperatura de caliente a frío, en ese momento se detecta o determina la cima del cemento. Una vez que se conoce cuál es la cima del cemento entre la tubería de revestimiento y la formación, se puede determinar el punto en el cual se puede cortar la tubería para ser recuperada.

EJEMPLO DE HERRAMIENTA DE CORTE PARA POZOS EN AGUAS PROFUNDAS SHORTCUT

Este sistema está diseñado para enganchar y recuperar el arreglo de sellos y luego cortar una sola sarta de revestimiento, engancharla para su remoción y recuperar el arreglo de sellos del cabezal del pozo en una sola operación.

El sistema Shortcut² se corre en el pozo con la sarta de perforación y cuenta con una herramienta de pesca mecánica de tipo arpón que se engancha cerca del punto en el cual se efectúa el corte. Una vez cortada la tubería de revestimiento, la herramienta de pesca se libera y se desplaza hacia el extremo superior de la sarta de revestimiento cortada, volviéndose a poner luego en su condición inicial.

La tubería de revestimiento recuperada se cuelga en la mesa rotaria, en tanto que el arpón se desengancha y la herramienta de servicio se guarda en la plataforma para tuberías, lo que permite manipular la tubería de revestimiento de forma segura y eficiente a medida que se extrae del pozo. En el sistema se puede incluir una herramienta de recuperación para permitir la remoción del arreglo de sellos del cabezal del pozo.

Un componente clave del sistema es la herramienta hidráulica de corte, cuyas cuchillas pueden extender el diámetro de cobertura máximo generado por la configuración, a menudo concéntrica de la tubería cementada. **(Fig. 3.3 Corte y extracción).**

² Información tomada del artículo Abandono permanente de los pozos en aguas marinas. Publicado por Oilfield Review. Schlumberger, 2012.

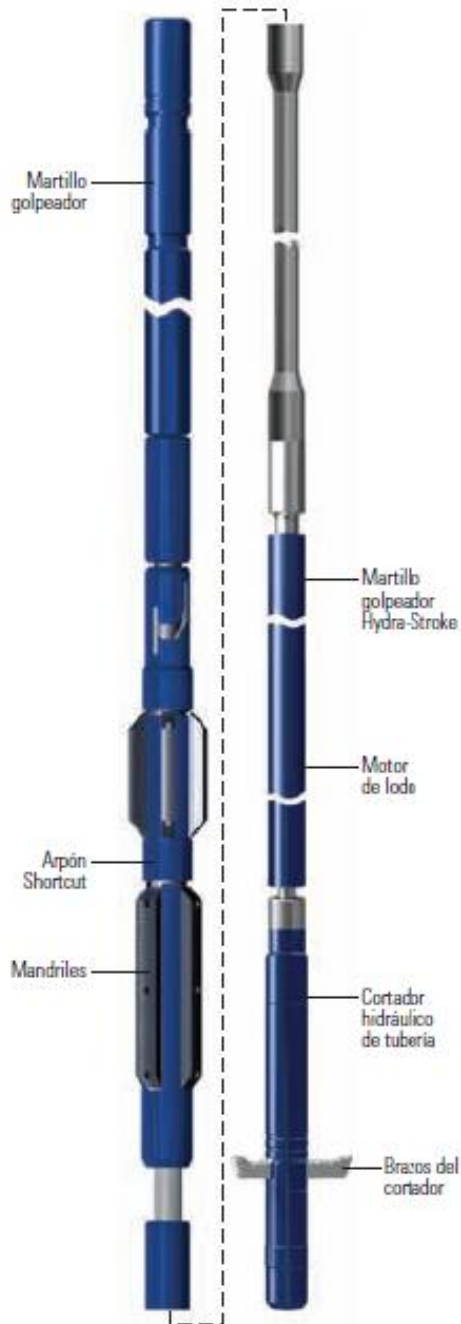


FIG.3.3 CORTE Y EXTRACCIÓN. El sistema Shortcut utiliza un cortador hidráulico para cortar la tubería de revestimiento y un arpón para engancharla. Los mandriles del arpón se extienden para enganchar la tubería de revestimiento cerca del punto de corte. Luego el arpón se desengancha y se lleva hasta el extremo superior de la sección de tubería de revestimiento donde se vuelve a enganchar. Los brazos del cortador se hacen rotar con el fluido bombeado a través del motor. El martillo golpeador o tijera permite que el operador del equipo de perforación martille la tubería si es necesario.

3.5 NORMATIVIDAD

Existen normas oficiales mexicanas u otras disponibles que regulan las emisiones, las descargas, el aprovechamiento de recursos naturales y, en general, todos los impactos ambientales relevantes que puedan producir las obras o actividades.

En las medidas de prevención y mitigación se indican la aplicabilidad de la normatividad de las operaciones.

- a) Ley Reglamentaria del Art. 27 Constitucional en el ramo del petróleo.
- b) Reglamento de Trabajos Petroleros.
- c) Ley General de Prevención y Gestión Integral de Residuos.
- d) Ley General del Equilibrio Ecológico y Protección Ambiental.
- e) Ley Federal Sobre Metrología y Normalización

Con fundamento en el artículo 67 de la Ley Federal Sobre Metrología y Normalización (LFMN), las normas de referencia son las que elaboran las entidades de la administración pública federal (PEMEX, CFE, etc.), en aquellos casos en que las normas mexicanas o internacionales, no cubran sus requerimientos, o bien las especificaciones que se contengan se consideren inaplicables u obsoletas, cuando dichas entidades requieran adquirir, arrendar o contratar bienes o servicios.

Algunas normas importantes en el proceso de abandono son:

A) NOM-149-SEMARNAT-2006. “QUE ESTABLECE LAS ESPECIFICACIONES DE PROTECCIÓN AMBIENTAL QUE DEBEN OBSERVARSE EN LAS ACTIVIDADES DE PERFORACIÓN, MANTENIMIENTO Y ABANDONO DE POZOS PETROLEROS EN LAS ZONAS MARINAS MEXICANAS”.

Durante el proceso de perforación de pozos, es susceptible que se presenten derrames accidentales de compuestos que conformen el medio marino, impactando y afectando especies de flora y fauna acuáticas, así como ecosistemas circundantes. En este sentido, resulta necesario establecer medidas adecuadas para la perforación y mantenimiento de pozos petroleros en la región marina para prevenir y controlar los impactos ambientales que pueden producir estas actividades.

Esta norma establece las especificaciones de protección ambiental que deben observarse durante las etapas de la perforación, mantenimiento y abandono de

pozos petroleros en zonas marinas mexicanas, con objeto de prevenir y mitigar los impactos ambientales que puedan generar estas actividades.

Esta norma aplica a las actividades de perforación, mantenimiento y abandono de pozos petroleros que se lleven a cabo en las zonas marinas sobre las que la nación ejerce derechos de soberanía y jurisdicción, con excepción de la perforación de pozos petroleros que se realicen en áreas naturales protegidas, humedales o dentro de las doce millas del mar territorial.

Dentro de las especificaciones en el aspecto de abandono de pozos marinos se establece que:

- a) El proceso de abandono de un pozo petrolero marino debe contemplar el taponamiento del pozo y, en su caso, el retiro de la infraestructura de perforación al sitio.
- b) Las acciones de taponamiento se deben efectuar conforme al Reglamento de Trabajos Petroleros y deben realizarse al término de la vida útil de un pozo, suspensión temporal de las actividades del mismo, y cuando el pozo no puede ser explotado ni empleado para otros fines.

B) NRF-294-PEMEX-2013. “DESMANTELAMIENTO Y ABANDONO DE PLATAFORMAS MARINAS FIJAS”.

Como parte de las actividades principales que se llevan a cabo en PEMEX, se encuentra el diseño, construcción, operación y mantenimiento de las instalaciones para extracción, recolección, procesamiento primario, almacenamiento, medición y transporte de hidrocarburos.

La recuperación, desmantelamiento y abandono de plataformas marinas, surge como parte de las necesidades operativas de PEMEX, en cumplimiento con las medidas en materia de seguridad y protección ambiental que rigen en territorio mexicano, de acuerdo a lo establecido en la normatividad mexicana e internacional vigente.

Siendo esta la premisa, esta Norma de Referencia se establece de acuerdo al marco técnico normativo regulatorio emitido por la Ley Federal de Metrología y Normalización y su Reglamento.

El objetivo de esta Norma es establecer los requisitos técnicos y documentales que se debe cumplir para realizar el Desmantelamiento y Abandono de Plataformas Marinas Fijas.

PEMEX debe entregar para la contratación de los trabajos y servicios alcance de esta NRF, la Especificación de los Servicios (ES) que es el compendio de la información mínima requerida para el desmantelamiento y abandono de plataformas marinas fijas, alcance del contrato.

La ES debe contener la siguiente información como mínimo o en su caso indicar si es alcance del Contratista obtenerla y/o elaborarla.

- a) Alcance del proyecto.
- b) Dictamen de no utilidad de la plataforma.
- c) Dictamen técnico del estado de la estructura.
- d) Dictamen de taponamiento de pozos.
- e) Relación y planos "As built" disponibles en la plataforma a desmantelar.
- f) Datos de la plataforma a desmantelar como localización geográfica y condiciones climáticas.
- g) Restricciones del tipo constructivo en función del sitio de los trabajos en tierra, así como datos de vías de comunicación.
- h) Dictámenes, estudios y permisos, entre otros, ante dependencias gubernamentales.
- i) Las ingenierías para el desmantelamiento, izaje y carga al chalán, transporte, descarga y detalle se deben realizar previo a las actividades de desmantelamiento y abandono de plataformas.

➤ **Permisos ante dependencias gubernamentales**

Previo al desmantelamiento de una estructura (plataforma marina), se deben realizar trámites correspondientes ante las dependencias gubernamentales. Para desmantelar o reubicar las superestructuras de las plataformas, de manera independiente a la subestructura, se debe verificar que se cuente con la autorización de Impacto Ambiental para la nueva ubicación.

Las dependencias a las que se deben realizar los trámites correspondientes son las siguientes:

- Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales
- Secretaría de Comunicaciones y Transportes
- Secretaría de Marina y Armada de México

➤ **Desmantelamiento y abandono de plataformas marinas fijas en tierra para su rehabilitación.**

La disposición de plataformas marinas en tierra incluye la alternativa de rehabilitación de la plataforma completa para ser reutilizada, inclusive en otro campo de trabajo y con un servicio diferente, se deben realizar lo siguiente:

Una vez que hayan concluido los trámites para el desmantelamiento de una estructura (subestructura), se debe tramitar ante la Secretaría de Comunicaciones y Transporte el Permiso de libre navegación en las fechas programadas para transportación de las estructuras.

➤ **Desmantelamiento y abandono de plataformas marinas fijas para su depósito en tierra.**

La alternativa de depósito consiste en llevar la superestructura, o la plataforma completa a un lugar designado por PEMEX, para que el área usuaria de la instalación rescate lo que a su juicio considere conveniente.

➤ **Desmantelamiento y abandono de plataformas marinas fijas**

La disposición final de plataformas marinas cuenta con diferentes alternativas, las cuales se deben considerar, a fin de seleccionar la opción más conveniente para PEMEX y que cause la menor afectación al medio ambiente y a las operaciones de otros usuarios del área. **(Fig.3.4 Alternativas para la disposición de plataformas marinas recuperadas).**

Previo al desmantelamiento, las tuberías y equipos deben estar despresurizados, libres de mezclas explosivas y contaminantes o cualquier otra condición que implique riesgo al personal o medio ambiente.

El desmantelamiento de una plataforma marina incluye la desconexión y retiro de componentes principales (ductos ascendentes en zona atmosférica y submarina, conductores, equipos y sistemas a nivel de cubierta, así como la propia superestructura, subestructura y pilotes), maniobras de izaje costa afuera, carga y amarre al chalán, transportación y descarga en el lugar de depósito.

Los trabajos para la recuperación de una plataforma marina deben contener como mínimo lo siguiente: desconexión de componentes principales, izaje, carga y amarre al chalán, transportación y descarga al sitio de depósito, sin embargo para cada fase se debe contar con procedimientos, memorias de cálculo y planos de

ingeniería, para llevar a cabo el desmantelamiento y disposición final, elaborado y entregado a PEMEX por la contratista correspondiente.

Cuando se realice el abandono de la plataforma, en el mismo sitio de trabajo o en un lugar alternativo, se deben observar los lineamientos establecidos por las diferentes instancias gubernamentales.

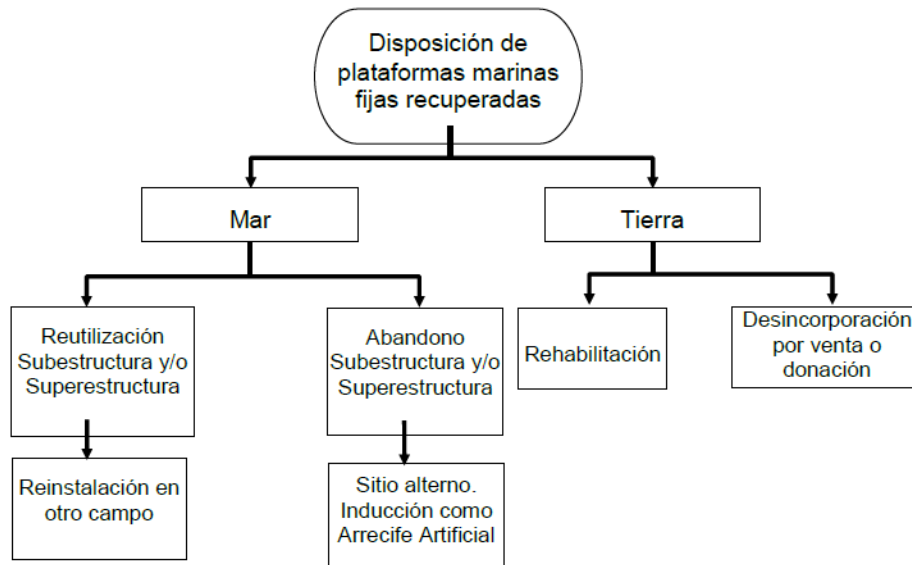


FIG.3.4 Alternativas para la disposición de plataformas marinas recuperadas

➤ **Desconexión de la plataforma**

Para la recuperación de la plataforma, se debe seguir un proceso inverso al de instalación de la misma. Se debe realizar la desconexión de los siguientes aditamentos previo a la remoción de la superestructura:

1. Conductores
2. Equipos y sistemas
3. Ductos ascendentes
4. Camisas de succión de bombas
5. Volados estructurales
6. Equipo o elemento del sistema
7. Desconexión de la superestructura
8. Remoción (izaje) de la superestructura
9. Desconexión de puentes
10. Desconexión de la subestructura
11. Corte de pilotes

➤ **Descarga**

El contratista debe entregar y aplicar el manual de descarga, preparación del patio, preparación del muelle y descarga de la estructura, que contenga el programa establecido.

La descarga de la estructura se debe realizar bajo condiciones climatológicas confiables, que aseguren la integridad del personal, de la estructura y de las embarcaciones.

El manual de descarga debe contener como mínimo una descripción detallada de la localización y condiciones de los puntos de anclaje del patio (bitas), equipos y accesorios a utilizarse, levantamiento batimétrico, acondicionamiento del muelle, vigas “corredoras” del lugar de depósito, información del lugar y criterio ambiental, monitoreo de condiciones ambientales, planeación de operaciones, factores del medio ambiente, características y movimientos del chalán, malacates en patio, plan y sistema de lastrado del chalán, así como el lastrado de contingencia, descripción de la estructura incluyendo peso y centro de gravedad, organización del contratista, procedimiento de descarga, capacidad de tracción del arreglo del malacate y capacidad del punto de anclaje, diseño de la rampa entre el muelle y el chalán de carga.

➤ **Plan de contingencia**

El contratista debe presentar el plan de contingencia y las acciones que se deben tomar en caso de una falla ocasionada por el equipo utilizado en la descarga, por condiciones meteorológicas adversas y/o por cualquier otro caso previsto. Se debe considerar en primer lugar la integridad física del personal, salvaguardar las instalaciones, proteger la maquinaria, equipos, carga, entre otros. El contratista debe proporcionar al personal involucrado en la maniobra el equipo de seguridad apropiado acorde a las labores a desarrollar.

CAPITULO 4. CONDICIONES FINALES DE ABANDONO

En casos concretos debidamente justificados, una actuación mínima de protección superficial puede servir como medida temporal del cierre del pozo. En el resto de los casos, es necesario cumplir con todos los pasos requeridos para un adecuado abandono del pozo.

El taponamiento adecuado de un pozo implica que esté limpio en su totalidad, de forma que aisle el acceso a los niveles acuíferos y se consiga la obturación superficial de la cima del pozo. Las operaciones a llevar a cabo en los procesos de taponamiento y abandono de pozos son básicamente la extracción de los elementos introducidos en el terreno (tuberías, bombas, etc.) y el relleno del espacio abierto con materiales que no tengan interacción con el medio e impidan la modificación de éste por factores externos.

El tipo de pozo, las características geológicas y la situación ambiental de posible contaminación (derrames, residuos, etc.), determinan los procedimientos y materiales para el abandono.

Los factores que se deben tener en cuenta para el abandono son:

- Estabilidad y condición física de la estructura.
- Uso final del terreno.
- Comunidades y poblaciones afectadas por el abandono.
- Mantenimiento.
- Presupuesto.

Las operaciones incluyen:

- Limpieza para remover residuos, cimientos y estructuras enterradas.
- Abandono completo de acuerdo al propósito final y uso de la tierra.
- Remoción o abandono in-situ de estructuras, plataformas y cimientos destinados para disponer.

Cuando los operadores abandonan un pozo, están obligados a dejarlo en condiciones tales que se protejan tanto el medio ambiente de fondo de pozo como el ambiente en la superficie. En todo el mundo, a veces sucede que numerosos organismos reguladores con responsabilidades superpuestas definen los procedimientos y las condiciones del abandono permanente de un pozo.

Por ejemplo, en el Golfo de México, dependiendo de la distancia a la costa y el tirante de agua (profundidad del lecho marino), puede suceder que los operadores

tengan que satisfacer los requisitos establecidos por los organismos de jurisdicciones federales y estatales.

A pesar de las disparidades existentes entre los organismos reguladores en el mundo, el objetivo de todas las operaciones de taponamiento y abandono es lograr lo siguiente:

- a)** Aislar y proteger todas las zonas de agua dulce y casi dulce.
- b)** Aislar y proteger todas las zonas comerciales futuras.
- c)** Prevenir a perpetuidad las pérdidas desde o hacia el interior del pozo.
- d)** Remover el equipo de superficie y cortar la tubería hasta un nivel estipulado por debajo de la superficie.

4.1 CONDICIONES FINALES PARA POZOS TERRESTRES, LACUSTRES Y MARINOS

CONDICIONES FINALES PARA POZOS TERRESTRES

Terminado el taponamiento del pozo se debe construir una mejora en la parte superior de la tubería superficial, convenientemente anclada, en la que deberá inscribirse la siguiente información:

- Denominación del pozo (de acuerdo al permiso de perforación del pozo).
- Fecha de taponamiento.
- Nombre del permisionario.

CONDICIONES FINALES PARA POZOS LACUSTRES Y MARINOS

Todos los cabezales, tuberías de revestimiento, cimentaciones y otras obstrucciones que representen un peligro para otros usuarios del lecho marino o de otros usos legítimos del área, deberán ser recuperados por lo menos 5 metros abajo del lecho marino.

Se tiene que verificar que la localización haya sido limpiada de toda obstrucción, después del taponamiento por uno o más de los siguientes métodos:

- a) Arrastrar la red barredora en dos direcciones a través de la localización.
- b) Inspeccionar con buzos alrededor del pozo, o con el apoyo de un ROV.
- c) Explorar a través de la localización con un explorador lateral o con un sonar de exploración de fondo.
- d) Usar otros métodos disponibles basados en condiciones particulares del sitio, para verificar que el área esté libre de escombros.
- e) Registrar en el formato correspondiente la fecha de inicio y término de la limpieza del área, extensión inspeccionada y el método utilizado.

DOCUMENTACIÓN QUE DEBE INTEGRAR EL RESPONSABLE DEL TAPONAMIENTO AL TERMINAR EL TAPONAMIENTO DE UN POZO

- a) Estado mecánico inicial para realizar el diseño del taponamiento del pozo.
- b) Estado mecánico final del pozo.
- c) Registros de las actividades principales del taponamiento (colocación de tapones, pruebas de los mismos con peso y/o presión, cantidad y clase del cemento, cortes efectuados).
- d) Informe final de actividades.

4.2 CORRECCIÓN DE ABANDONOS DEFECTUOSOS

En algunos casos los procedimientos iniciales de abandono del pozo no consiguen sellar el yacimiento por completo o de forma permanente y, en consecuencia, es necesario realizar operaciones correctivas adicionales. Esto es especialmente problemático en pozos de gas porque el gas puede pasar con facilidad a través de escapes de escala microscópica. Incluso los cementos primarios de alta calidad, en ocasiones, no logran sellar los microanillos en las interfaces tubería-cemento o cemento-formación. La corrección es esencial para la protección de los recursos naturales.

Por ejemplo, para sellar pequeños escapes de gas en pozos terrestres se está trabajando persistentemente en la mejora de las operaciones de cementación de pozos. Debido a esto, la industria petrolera se ha concentrado en la optimización de la cementación para el abandono permanente de los pozos. Para la corrección de abandono de pozos con fugas de gas se puede utilizar una técnica de bombeo ultra-lento en cementaciones forzadas.

Un ingrediente clave en el sellado de los escapes de gas es la cementación con un sistema en el cual se utilizan distribuciones óptimas del tamaño de partículas del cemento para penetrar en las grietas diminutas y llenarlas. La extremadamente baja permeabilidad del cemento fraguado de este sistema y su resistencia al agrietamiento mejoran el desempeño de la tecnología de cementación.

Pruebas de laboratorio de sistemas comunes y lechadas de cemento ligero demuestran que el microcemento regular pierde agua con rapidez y solo penetra una corta distancia en la hendidura estrecha antes de formar un puente en el dispositivo de pruebas. Por el contrario, el sistema de distribución óptima de partículas penetra de forma regular toda la longitud del dispositivo sin canalizarse o puentearse³. **(Fig. 4.1 Dispositivo para probar lechadas y sus resultados)**.

El contenido de agua en la lechada del cemento ligero es mucho menor que el de las lechadas del cemento Portland, por lo que las partículas sólidas llenan los espacios vacíos con más facilidad sin tener que aplicar presión moderadamente alta para forzar la salida de agua de la lechada.

El mantenimiento de una presión relativamente baja reduce la posibilidad de que el revestimiento o la tubería de producción se expandan a medida que se bombea a través de ellos y luego se relajen cuando se libera la presión. Incluso cambios

³ Información tomada del artículo "El principio y el fin: Revisión de las prácticas de abandono y desmantelamiento". Publicado en Oilfield Review. Schlumberger 2002.

menores en la forma del revestimiento durante las operaciones de cementación pueden dar lugar a la formación de un microanillo.

Dado que hay que abandonar decenas de pozos en el resto del mundo, la tecnología y las técnicas innovadoras de remediaciones con cemento adquieren cada vez mayor importancia para el abandono exitoso permanente de los pozos que presentan escape de gas.

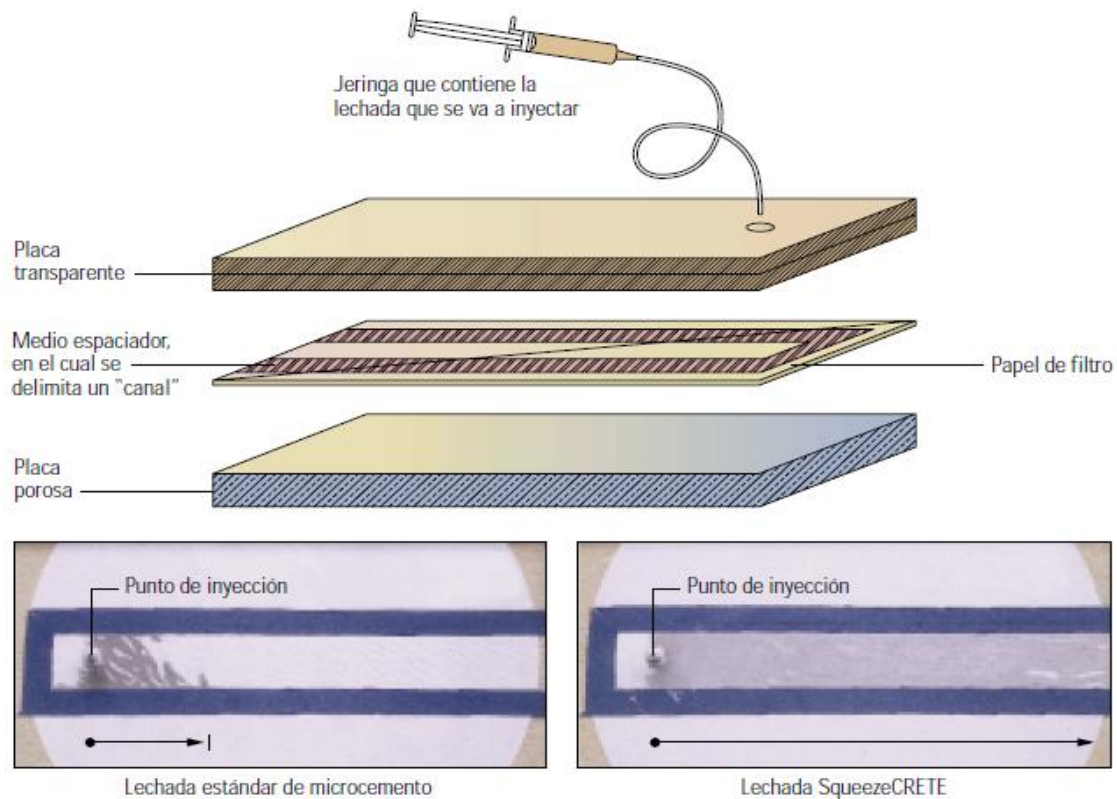


FIG. 4.1 Dispositivo para probar lechadas y sus resultados. Las lechadas de cemento se inyectan en un extremo de un dispositivo de prueba (arriba). La hendidura que queda entre las dos placas representa canal o imperfección que hay que reparar. La lechada estándar de microcemento (abajo a la izquierda) formó un puente de 30 mm dentro de la hendidura estrecha. La lechada de cemento ligero (abajo a la derecha) penetró toda la longitud 225 mm de la hendidura y creó un sello completo.

4.3 ABANDONO DE CAMPOS Y DESMANTELAMIENTO DE PLATAFORMAS

Una vez que los pozos individuales han sido taponados y abandonados, las tuberías, instalaciones y otras estructuras presentes en el campo deben desmantelarse y trasladarse. La superficie debe retornarse a su condición original, estas operaciones pueden ser difíciles en tierra firme, pero en áreas marinas, específicamente en aguas profundas, los procedimientos de taponamiento y abandono y el desmantelamiento pueden llegar a ser actividades monumentales que exigen una cuidadosa coordinación de varios equipos especializados.

El desmantelamiento de las plataformas de producción en áreas marinas está sujeto a extensas regulaciones en todo el mundo, las decisiones sobre cuando y como desmantelar las plataformas implican aspectos complicados de protección ambiental, seguridad y costo. La disponibilidad limitada de los equipos de levantamiento de cargas pesadas requiere una cuidadosa planificación anticipada para remover las plataformas. Lo usual es programar las operaciones de manera de poder evitar las malas condiciones climáticas.

El abandono de campos y desmantelamiento de plataformas marinas comprenden el abandono de todos los pozos de los campos. Las formaciones permeables del subsuelo se aíslan de forma permanente entre si y la superficie. Todos los pozos se taponan y el revestimiento se corta a alguna profundidad por debajo del lecho marino, cumpliendo con lo especificado en las regulaciones locales. También hay que desmantelar y remover las tuberías de superficie, tales tuberías se pueden reutilizar, vender como chatarra o tratar como desecho.

Después se deben desmantelar las instalaciones de superficie y otras estructuras, lo cual puede implicar la remoción parcial, completa, o el derribamiento del sitio. Esto se puede comenzar quitando la cubierta o parte superior de la plataforma, seguido por la remoción de la estructura de soporte (estructura metálica de una plataforma fija colocada sobre pilotes incrustados en el fondo del mar) o se puede desmontar la estructura completa en una sola pieza. Dependiendo del método seleccionado, pueden requerirse extensas operaciones de buceo para cortar la estructura en trozos. Por último, hay que remediar los daños sufridos por el lecho marino.

En general, la remoción de plataformas es la parte más pesada de las operaciones de desmantelamiento debido al costoso equipo que se debe movilizar para manipular las cargas. Los continuos avances en la tecnología de levantamiento de carga harán que, en el futuro, la remoción de plataformas se convierta en una operación más segura, rápida y fácil. Casi todas las plataformas marinas han sido

diseñadas para un uso determinado, por lo que las operaciones de desmantelamiento se planifican para cada configuración y condición específica.

ABANDONOS FUTUROS

La “vida de un pozo” conceptual se extiende claramente mas allá de la fase de producción. Lo ideal es que los procedimientos modernos de abandono de pozos consigan aislar para siempre las formaciones del subsuelo. Los productores de petróleo y gas reconocen la importancia del abandono permanente verdadero, el cual comienza desde el diseño del pozo, continua durante la cementación primaria y termina con los procedimientos adecuados de abandono. La creación de un presupuesto común para cada una de estas operaciones desde el comienzo del proyecto ayuda a asegurar que se lleven a cabo en forma adecuada.

El abandono de campos, que por lo general implica más de un pozo, exige una estrecha coordinación de muchas operaciones diferentes para asegurar el aislamiento del subsuelo en todos los pozos, la remoción del equipo e instalaciones de superficie y el restablecimiento de la superficie a su estado primitivo.

Gracias a las nuevas tecnologías de cementación primaria y correctiva, operaciones de disparos y evaluación de la cementación, además de la intervención con tubería flexible y con línea de acero (slickline), las compañías están preparadas para emprender los diversos proyectos de abandono de pozos y campos que se presenten en el futuro.

4.4 COSTOS DE ABANDONO

El abandono de pozos se está haciendo cada vez más frecuente a medida que los yacimientos van envejeciendo y alcanzando sus límites productivos y económicos. Los costos de abandono son aquellos costos asociados con el abandono de un pozo o de una instalación de producción, estos costos se especifican en la Autorización Para Gastos (AFE por sus siglas en inglés), y en general, cubren el colmatado de pozos, el retiro del equipo del pozo, los tanques de producción e instalaciones asociadas y el saneamiento de la superficie.

La Autorización Para Gastos (AFE) es un documento presupuestario que detalla los gastos estimados de la perforación de un pozo a una profundidad específica, el punto de revestimiento u objetivo geográfico y si se completa o se abandona el pozo.

Para cubrir los costos de abandono se realiza una estimación que incluye los costos de taponamiento y abandono de pozos, desmonte de utilidades y recuperación ambiental de aéreas y pozos. Su amortización se imputa a los costos de producción, para lo cual se utiliza el método de unidades técnicas de producción, sobre la base de las reservas probadas desarrolladas remanente.

DETERMINACIÓN DE LA CUOTA DE ABANDONO

Por ejemplo, en el Modelo de Contrato para Producción de Hidrocarburos de Pemex-Exploración y Producción (PEP), se establece un cálculo para determinar la cuota de abandono. Este Modelo de Contrato es aplicable al Área Contractual Amatitlán, Soledad, Humapa, Miquetla, Miahuapan y Pitepec.

➤ Cuenta de abandono

La Cuenta de Abandono es una cuenta de depósito que se abre para fondear las actividades de abandono en el Área Contractual, esta cuenta no se puede usar para otro propósito que no sea el de llevar a cabo las actividades de abandono.

Cuando se construye una Cuenta de Abandono el contratista deberá depositar mensualmente en la Cuenta de Abandono, la cuota de abandono que se determine mediante el siguiente calculo:

$$A_{ij}=a \cdot q_{ij} \dots\dots\dots(Ec.4.1),$$

$$a = \frac{\max(GA-S,0)}{1PD} \dots\dots\dots(Ec.4.2),$$

donde:

- **A** = Cuota de abandono al mes.
- **a** = Tasa de abandono.
- **q** = Hidrocarburos netos del mes, en Barriles de crudo equivalente.
- **i** = 1, ..., 12 meses.
- **j** = año.
- **1PD** = Reserva 1P desarrollada en Barriles de crudo equivalente (se actualiza con cada publicación de las reservas certificadas por PEP).
- **GA** = Gastos estimados de abandono, en Dólares (se actualiza al mes siguiente de la entrega a PEP del informe de reservas).
- **S** = Saldo de la cuenta de abandono al mes anterior al mes de actualización, en Dólares.

Para el primer año de Periodo de Desarrollo, la tasa de abandono considerará la información vigente de reservas probadas desarrolladas y los gastos estimados de abandono y desmantelamiento de la infraestructura que se transfiera al contratista.

La actualización de la tasa de abandono se realizará el mes inmediato posterior a que la información de las reservas probadas desarrolladas se encuentre disponible. En ese momento, los gastos estimados de abandono se actualizarán con base en la infraestructura existente en el Área Contractual⁴.

⁴ PEMEX Exploración y Producción. Modelo de contrato para producción de hidrocarburos. Modelo de contrato genérico. 2012

CAPITULO 5. CASO DE ESTUDIO

Como ya se ha mencionado en los capítulos anteriores, la operación de taponamiento y abandono de pozos es muy importante ya que esta operación es la operación final en la vida productiva de un pozo. A continuación se presenta un caso para mostrar los procesos y las operaciones llevadas a cabo para taponar un pozo petrolero terrestre.

DATOS GENERALES DE LOS POZOS TAPONADOS EN OMÁN

En varios yacimientos de petróleo y de gas terrestres agotados en Omán, la compañía Petroleum Development Omán LLC (PDO)⁵, inició un programa de abandono de varios pozos. **(Fig.5.1 Ubicación del campo Jirs, en el Sultanato de Omán)**. La preocupación principal era lograr el abandono apropiado de todas las zonas productoras, así como proteger los acuíferos a la vez que se minimizaban los costos y los riesgos.

El proyecto de abandono con tubería flexible comenzó en noviembre de 2000 luego de un informe de investigación sobre materiales para taponamiento permanente y aplicaciones con tubería flexible. Después de un estudio de la bibliografía, una revisión del inventario de pozos, la compañía reveló la existencia de 60 pozos de exploración sobrantes ubicados en todas sus concesiones. Por lo que se decidió comenzar el proyecto de abandono de los 60 pozos en el sur de Omán, donde las presiones de formación se encuentran predominantemente a niveles hidrostáticos o inferiores.

La compañía preparó el alcance del trabajo y los requerimientos de equipos necesarios para realizar el trabajo, la complejidad y variedad de las actividades de abandono requerían un enfoque de servicios integrados. Un elemento clave de este programa de abandono con tubería flexible consiste en coordinar todos los servicios del pozo a fin de maximizar la eficiencia. Idealmente, el contratista líder debería realizar por lo menos el 80% del trabajo y preferentemente llevar a cabo dos de las actividades más críticas: las operaciones de disparos y las cementaciones.

Para el desempeño óptimo del abandono con tubería flexible se crearon 5 criterios importantes:

⁵ Información tomada del artículo "El principio y el fin: Revisión de las practicas de abandono y desmantelamiento". Publicado en Oilfield Review. Schlumberger 2002.

- 1) **Equipo súper móvil:** Todos los equipos, incluido un campamento móvil, estarían montados sobre ruedas para lograr una movilización más rápida, dado que las unidades deberían trasladarse cada cuatro a seis días.
- 2) **Operaciones auto-soportadas:** El contratista se hace cargo de casi todas las actividades, tales como el suministro de materiales, el transporte y los servicios de los subcontratistas, con participación mínima del operador. PDO solo suministra la programación, el transporte aéreo, las instalaciones de comunicación, algunos químicos para lodos y un representante local.
- 3) **Concepto de localización seca, también conocido como descarga cero:** No se drenan fluidos en o cerca del pozo. Esto elimina la posibilidad de reparar o reconstruir presas de desechos en las localizaciones de abandono. Si bien es inevitable la circulación y acumulación de fluidos durante el trabajo, todos los fluidos se almacenan en tanques. La localización seca acelera el trabajo de abandono y de restauración de alrededor de diez días por pozo, porque no se pierde tiempo limpiando las presas de desechos o esperando que se seque la localización. Anteriormente se requerían varios meses para esta actividad.
- 4) **Trabajo en una sola etapa:** Cada pozo se visita una sola vez y el trabajo de abandono se debe llevar a cabo durante esa visita. Cualquier regreso al sitio causa demoras sustanciales a la siguiente operación.
- 5) **Kilometraje mínimo:** Los traslados de equipos se optimizan para reducir el tiempo y mejorar el transporte. Dado que las concesiones de PDO cubren un territorio de aproximadamente 110,000 km² (41,000 millas cuadradas), la ejecución de los traslados según las normas de salud, seguridad y medio ambiente son requisitos esenciales.

Entre septiembre y diciembre de 2001 se abandonaron 18 pozos, con ahorros promedios de 30% respecto de procedimientos previos de abandono. Los pozos tenían hasta 25 años de antigüedad y producían areniscas y calizas de varias edades geológicas, por lo que había que planificar y ejecutar el abandono de cada pozo con sus características únicas propias.

Aunque las lecciones en cada pozo se incorporaron a las operaciones ejecutadas en los siguientes pozos, los procedimientos podrían sufrir cambios significativos de un pozo a otro, típicamente, la necesidad de tales cambios solo se tornó evidente después de la primera entrada al pozo, de esta manera, el trabajo de abandono

difiere en gran medida para pozos nuevos, en los cuales es posible planificar las operaciones futuras.

En el abandono de pozos viejos, existe un plan inicial que exige comunicación constante entre el campo y la base de operaciones una vez comenzado el trabajo, porque el estado del pozo en la superficie y en el fondo difiere en cada caso. Por estas razones, es preciso contar con la localización y que el personal sea dedicado y experimentado y capaz de enfrentar los constantes cambios dictados por las condiciones del pozo.

Los desafíos encontrados incluyeron presencia de crudo pesado y viscoso en la tubería de producción y en el espacio anular “A” (espacio entre la tubería de producción y la primera tubería de revestimiento) que hizo imposible el paso del cable conductor. Algunos pozos tenían más de un espacio anular, lo que obligo a efectuar disparos a través de tuberías dispuestas en forma concéntrica. Por otra parte, algunos pozos tenían buenas condiciones para la inyección de fluidos, lo cual simplifico la limpieza del fondo del pozo mediante la inyección forzada de baches limpiadores hacia la formación.

Sin embargo, algo muy común en todos los abandonos es la necesidad de realizar la operación de manera impecable la primera vez y proteger el medio ambiente en todas las etapas de la operación. Todas las localizaciones se mantienen “secas” para acelerar la restauración a su estado natural. Se deben transportar todos los fluidos de desecho para disponer de ellos de forma segura en las áreas designadas para el efecto. Se hace una excepción con los sobrantes de cemento ya que los desechos no presentan peligro alguno, los fluidos empleados en el sitio se almacenan en tanques.

Dado que las disposiciones gubernamentales locales vigentes no son estrictas, las políticas y normas de abandono se desarrollaron en línea con las de Asociación de Operadores de Áreas Marinas del Reino Unido (UKOOA, por sus siglas en ingles), estipuladas para el Mar del Norte y similares a las normas aceptadas por el gobierno holandés.

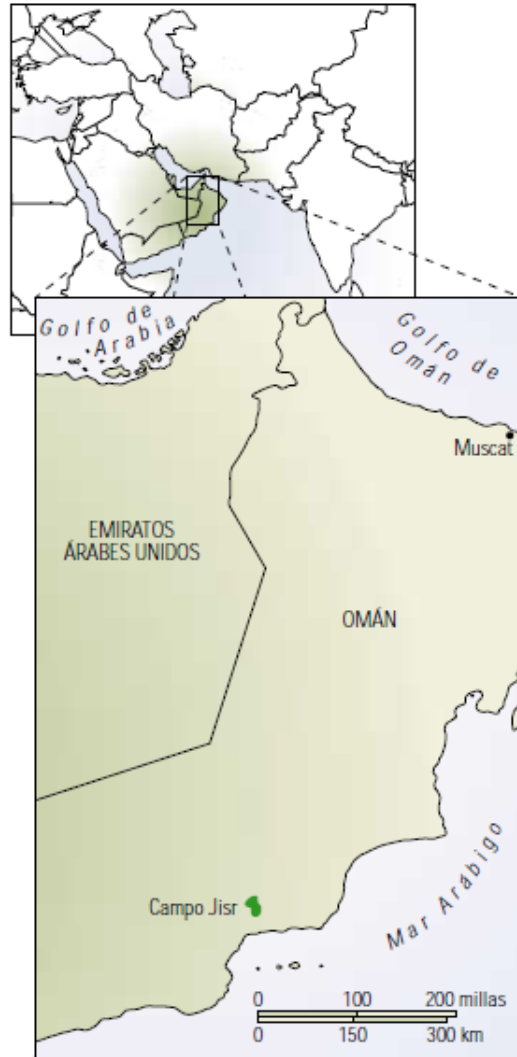


FIG.5.1 Ubicación del campo Jisr, en el Sultanato de Omán

ABANDONO DEL POZO JISR-1 UBICADO EN EL SUR DE OMÁN

El abandono del pozo Jisr-1 ubicado en el sur de Omán, presentó una dificultad de grado promedio para el programa de abandono. La operación comenzó con el traslado de la unidad de tubería flexible hacia la localización del pozo. Dado que el pozo tenía 12 años de antigüedad, todas las válvulas del árbol se respaldaron con válvulas nuevas, y se armaron los preventores de la tubería flexible para asegurar el control del pozo. Los equipos de detección de gas y otros equipos de seguridad se instalaron antes de entrar al contrapozo.

A continuación, se extrajo el tapón del colgador de la tubería de producción, utilizado para la suspensión temporal del pozo, la tubería de producción y el

espacio anular “A” (espacio entre la tubería de producción y la primera tubería de revestimiento, mencionado anteriormente), se limpiaron con baches de fluido de limpieza enviados hacia abajo de la tubería y hacia arriba del espacio anular A. El fluido limpiador contiene surfactantes y ácidos que eliminan el lodo, el petróleo y la parafina. La limpieza es muy importante porque los sellos dentro del pozo pueden desplazarse si el lodo u otros materiales lo hacen después del emplazamiento de tapones de cemento, además, el cemento no formara un sello hidráulico perfecto con materiales que están cubiertos de hidrocarburos.

La tubería de producción y el colector de sedimentos del revestimiento de $9\frac{5}{8}$ pulgadas se limpiaron con una herramienta lanza-chorros de alta presión corrida con tubería flexible, luego se desplazaron los fluidos alojados de la tubería de producción y del espacio anular “A” con salmuera, aplicando un gradiente de presión de 11.4 KPa/m (0.5 psi/pie).

Los chorros de alta presión han probado ser un método efectivo para limpiar la tubería de producción y el colector de sedimentos, porque los desechos que se generan son mínimos. En casos de seria contaminación con petróleo, se inyecta crudo liviano y fluidos lavadores para limpiar la tubería. Esto no fue necesario en el **Pozo Jisr-1**, donde un baño de 2m^3 (12.6 bbl) de surfactante, con tiempo de contacto de 10 minutos, se consideró suficiente para limpiar el espacio anular “A”.

El equipo de operaciones colocó un bache espaciador de bentonita en el fondo del pozo con tubería flexible a fin de que sirviera de base para el tapón de cemento. En el pozo **Jisr-1** se disparó a 342 m (1,122 pies) por encima del tapón de cemento base. El tapón de aislamiento del yacimiento se colocó desde 50 m (164 pies) por debajo del disparo más profundo hasta 50 m por encima del tope del intervalo disparado.

Para cumplir con este requisito a un costo mínimo, se colocó un espaciador de bentonita de 280 m (920 pies) en el fondo del pozo como relleno. El primer tapón de cemento se colocó con tubería flexible de tal manera que cubriera los disparos. Más arriba en el pozo (a la misma profundidad de la zapata del revestimiento de $13\frac{3}{8}$ pulgadas), se colocó un segundo tapón, luego de haber fijado un tapón puente dentro de la tubería de producción de $3\frac{1}{2}$ pulgadas, utilizando tubería flexible.

Se dispararon la tubería de producción de $3\frac{1}{2}$ pulgadas y el revestimiento de $9\frac{5}{8}$ pulgadas y se colocó un tapón de cemento de pared a pared. A continuación, se fijó un tapón puente a 155 m (508 pies), y se disparó la tubería a 150 m, por último, se bombeó el tapón de cemento de superficie. A diferencia de los procedimientos de los tapones previos de cemento, no fue necesario probar a

presión el tapón de superficie. (Fig.5.2 Esquema del pozo Jirs-1 antes (izquierda) y después (derecha)).

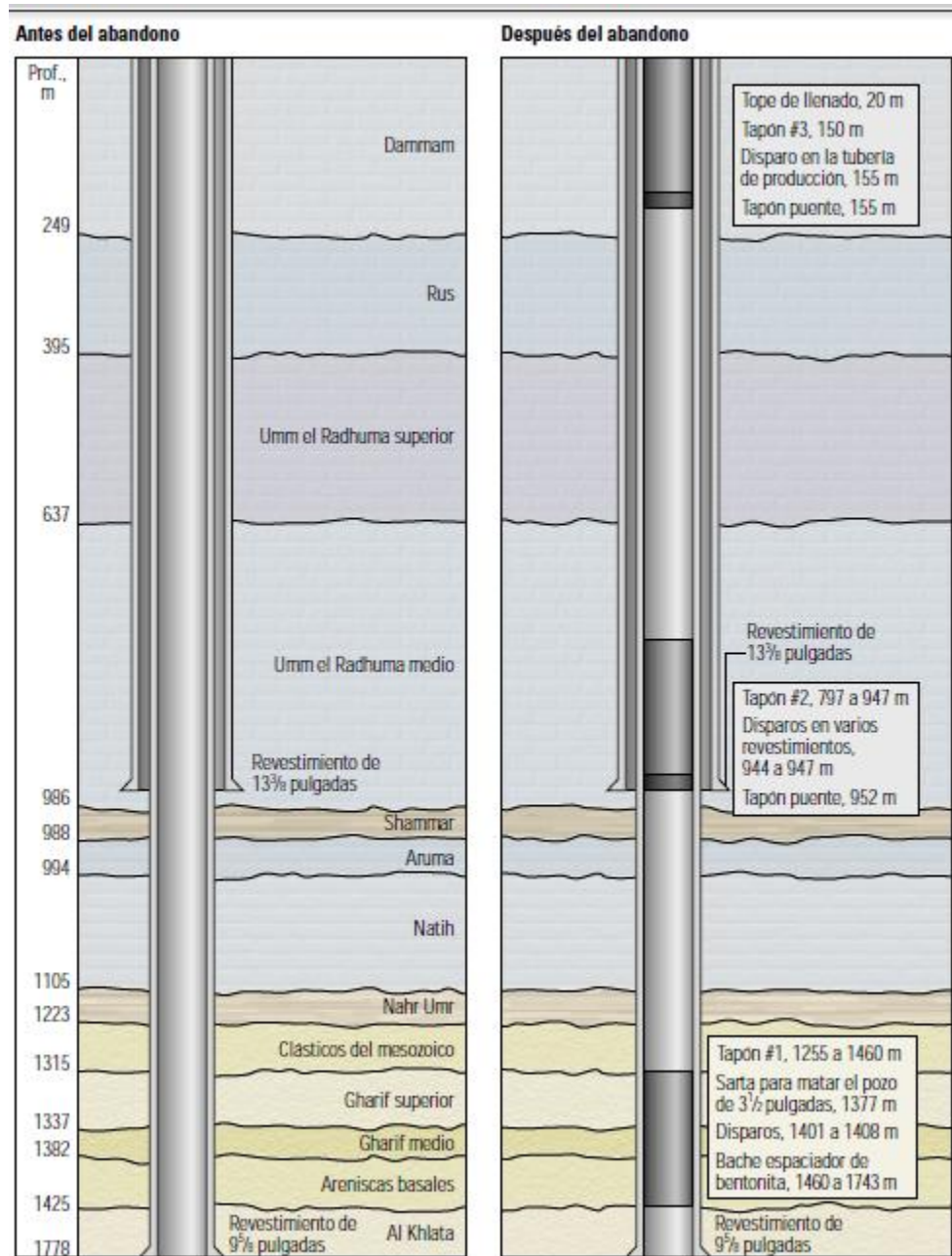


FIG.5.2 Esquema del Pozo Jirs-1 antes (izquierda) y después (derecha)

En casi todos los pozos de este programa de abandono, los contrapozos tienen cerca de 2.6 m (8.5 pies) de profundidad. Una vez que se corto el cabezal del

pozo a 50 cm (1.6 pies) por encima del suelo del contra pozo, se soldó una placa de acero de 10 mm (0.39 pulgadas) de grosor a la sección cortada del revestimiento, y se instaló un pequeño poste con el número del pozo para marcar la localización por encima de la superficie.

Luego, se relleno el contrapozo temporalmente con arena hasta la restauración final de la localización. La operación concluyo con el desmontaje de la unidad de tubería flexible y el traslado del conjunto del cabezal del pozo y toda la chatarra fuera de la localización. **(Fig.5.3 Localización restaurada típica en el desierto de Omán después del abandono).**

Esta operación se llevo a cabo en cinco días, incluido el traslado de la unidad de tubería flexible que tomo dos días. La colocación de los tapones de cemento consumió la mayor parte del tiempo restante. Los traslados de unidades de tubería flexible entre pozos situados a poca distancia suele tomar de 6 a 10 horas. Los traslados a distancias superiores a 15 kilómetros obligan a reubicar el campamento de trabajo.



FIG. 5.3 Localización restaurada típica en el desierto de Omán después del abandono.

CONSIDERACIONES A TOMAR EN EL TAPONAMIENTO DE POZOS

Las operaciones de abandono más complicadas se planifican para el final del programa con el objetivo de sacar provecho de la experiencia adquirida en operaciones previas. Dado que los traslados de unidades consumen una gran parte del tiempo de operación, la obtención de un equipo “súper móvil” y el uso de equipos multifuncionales apropiados para estas operaciones, contribuirán a incrementar la eficiencia. Además, la principal actividad es la colocación de los tapones de cemento en el pozo, por lo que hay considerable interés en desarrollar tiempos de fraguado de cemento cortos y seguros.

En una operación como la de abandono de pozos con tubería flexible, en el cual los beneficios residen en el ahorro de tiempo, los tiempos de espera de fraguado del cemento constituyen un gran obstáculo. Los diseños de las lechadas se modifican a menudo para reducir los tiempos de bombeo y fraguado a medida que se aumenta la experiencia de campo. Los tiempos convencionales de bombeo de las lechadas a través de tubería flexible alcanzan las 3 horas y los toques del cemento se han tocado con la sarta a las once horas.

Se están considerando nuevos cementos⁶ para realizar funciones específicas con el objetivo de reducir aún más tiempo de fraguado (WOC). Estos nuevos sistemas se pueden emplear en todas las operaciones de cementación en un amplio rango de temperatura y densidad, con lo que se cubre la mayor parte de los requerimientos de cementación de los campos petroleros.

Esta nueva familia de cementos se compone de aditivos para controlar las pérdidas de sólidos o líquidos, así como de retardadores líquidos. Su versatilidad simplifica la logística de las operaciones de cementación porque se reducen el número y la cantidad de aditivos que se tienen que transportar y, en un momento dado, almacenar en la localización del pozo. Los aditivos reducen de manera sinérgica las concentraciones de aditivos sin que se modifique la cantidad de la lechada.

Otra nueva tecnología de aislamiento de la formación a largo plazo aumenta la resistencia al agrietamiento bajo condiciones cambiantes del yacimiento, y proporciona un tapón de abandono más duradero que los tapones usuales de cemento. Otra ventaja de este sistema de lechada es que se puede diseñar para que se expanda, con lo cual se elimina cualquier posible contracción de volumen que pudiera dar lugar a la pérdida del aislamiento.

⁶ Información tomada del documento “Cementing Services and Products Catalog”. Schlumberger, 2007.

La expansión y la flexibilidad aseguran una adherencia excelente con el revestimiento y evitan el desarrollo de un microanillo entre el revestimiento y el tapón de cemento, con lo que el pozo permanece apropiadamente abandonado con el paso del tiempo.

Otra mejora adicional es el desarrollo más rápido de la resistencia a la compresión por la optimización de la distribución del tamaño de las partículas que ofrece este sistema en comparación con lechadas convencionales, causando un menor tiempo de espera en el fraguado del cemento para someter los tapones a pruebas de presión, las pruebas de laboratorio han confirmado el desarrollo más rápido de la resistencia a la compresión.

Las lechadas con cemento ultra ligero constituyen una posible solución para el aislamiento entre acuíferos, donde las grandes pérdidas de fluidos hacen impráctico el uso de lechadas convencionales. Esta tecnología funciona eficazmente para controlar las pérdidas por circulación.

La tecnología de cementación ligera mejora el aislamiento de las formaciones. **(Fig.5.4 Distribución optimizada del tamaño de partículas)**. Los cementos ultraligeros protegen la tubería de revestimiento de la corrosión, ya que permiten columnas más altas en el espacio anular que las lechadas convencionales, incluso en áreas con tendencia a pérdidas de circulación extremas. Los tapones de cemento ultra ligero son lo suficientemente fuertes como para emplearse como tapones de desviación o cucharas desviadoras, y abandono.

La permeabilidad del cemento fraguado es menor que la del cemento Portland convencional clase G y la resistencia a la compresión es comparable a la del cemento Portland. Las aplicaciones de estas lechadas ultraligeras son eficaces a temperaturas que varían de 80 a 450° F (27 a 232° C), presiones de fondo del pozo de hasta 8,000 psi (55.15 MPa) y lechadas de densidades que varían de 8.2 a 12.5 lbm/gal (0.98 a 1.5 g/cm³).

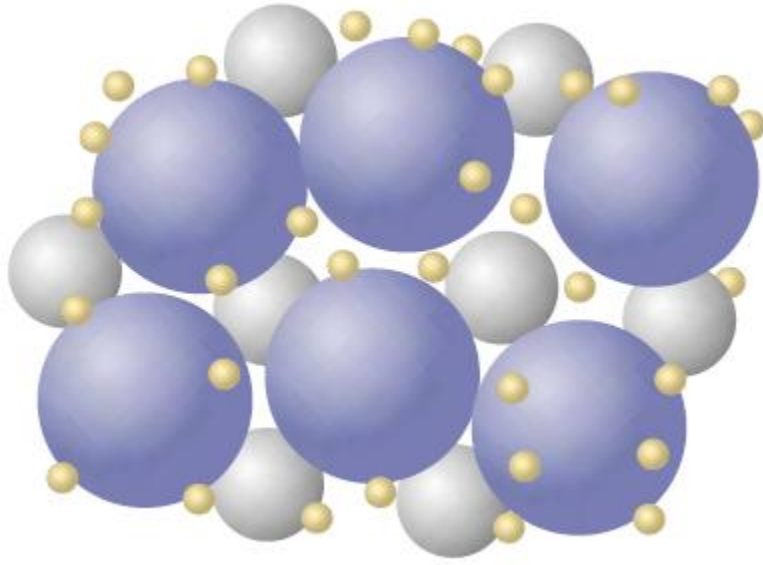


FIG.5.4 Distribución optimizada del tamaño de las partículas. Las partículas pequeñas ocupan el espacio vacío entre las partículas más grandes, lo cual resulta en una fracción más alta de sólidos en la lechada y en una menor permeabilidad del cemento fraguado.

CONCLUSIONES

El taponamiento y abandono de pozos cada vez se hace más frecuente con el paso del tiempo, esta es una operación muy importante y se tiene que llevar a cabo con mucha precaución ya que se pueden presentar problemas en la realización, ocasionando pérdidas económicas, humanas y naturales.

Es por esto que en este trabajo de investigación se muestra un panorama de las herramientas, técnicas, procedimientos y opciones que se pueden llevar a cabo para poder realizar un correcto taponamiento de pozo.

El objetivo de este trabajo es presentar diversas opciones para taponar un pozo, y también mostrar la importancia que tiene esta operación en la industria petrolera debido a que el abandono de pozos no presenta ninguna ganancia económica.

El taponamiento y abandono de pozos se debe realizar de forma correcta desde el principio para no tener problemas de fugas de fluidos ya que si un pozo no se sella correctamente, puede causar problemas en las comunidades cercanas o al medio ambiente, así como una pérdida económica ya que se tendría que intervenir una vez más el pozo para sellarlo correctamente.

Dado que el abandono de un pozo no implica ninguna ganancia, los operadores recurren a las compañías de servicios para limitar los aspectos económicos negativos de estas operaciones y dado que algunos elementos tangibles como el cemento y los aditivos son relativamente económicos, el desafío de la industria petrolera es desarrollar ventajas en cuanto a los activos intangibles como los métodos que permitan ahorrar tiempo y dinero durante la práctica de taponamiento y abandono.

Un aspecto importante es el uso de tecnologías que corresponden a la composición del cemento porque cada pozo es diferente y cada pozo debe taponarse dependiendo de las características en las que este se encuentre, es por esto que existe una gran variedad de cementos como los cementos expansivos, ultralivianos, resistentes a la compresión, resistentes a altas temperaturas, etc., que ayudan y facilitan la realización las operaciones.

Es claro que esta operación debe de planearse con calma y con tiempo, por eso es recomendable programar las operaciones dos años antes de que se piense abandonar el pozo para poder realizar estas operaciones de forma segura, asegurando el buen sello e integridad de los tapones de cemento para garantizar que estos no fallen en el futuro.

Por ejemplo, la plataforma Deepwater Horizont, de BP, que estallo el 20 de abril de 2010 en el Golfo de México, estaba en proceso de un abandono temporal con la intención de volver a poner el pozo después en producción. La causa principal de la explosión fue que se tuvo un mal sello del tapón temporal de cemento, por lo que se descontroló el pozo generando un derrame de petróleo hacia el mar ocasionando pérdidas y daños al medio ambiente. He aquí la importancia de estas operaciones ya que si no se realizan correctamente pueden ocasionar pérdidas humanas, económicas y naturales.

De manera general se puede decir que el riesgo ambiental, equipos y costos de la práctica de abandono y taponamiento de pozos además de las condiciones del pozo como presión, temperatura y estado mecánico son aspectos que requieren ser evaluados y que requieren de una planificación, regulación, análisis, desarrollo y optimización, por lo cual es motivo de este trabajo hacer hincapié en estos aspectos de manera general ya que para cada uno se debe profundizar a detalle debido a que estas operaciones son muy amplias y abarcan en muchos factores.

Otro aspecto importante es en cuanto a las regulaciones porque las operaciones de abandono deben ajustarse estrictamente a las regulaciones locales, en algunas regiones, las agencias reguladoras otorgan el permiso para procedimientos específicos de abandono y supervisan las etapas clave de las operaciones. Estas regulaciones dependen de la región, zona y pozo, por lo que para el abandono de un pozo se requiere un estudio detallado de las normas así como de una excelente planificación y coordinación.

En este trabajo no se presentan a detalle las normas y reglamentos generales que se requieren para taponar y abandonar pozos ya que estas varían dependiendo de la región, solo se presentan los puntos más importantes de las Normas Mexicanas que tienen más relevancia respecto al abandono de pozos, pero se es consciente en que estas normas se deben estudiar a detalle para verificar que los procedimientos sigan siendo apropiados para abandonar pozos.

Toda la información contenida en este trabajo requiere de un mayor estudio, debido a que la práctica de abandono de pozos tiene la misma importancia como la perforación o producción de pozos o alguna de las demás operaciones de la industria petrolera, y debe de estudiarse a detalle para conocer los procedimientos, normas, equipos, materiales, etc., es por esto se pone a disposición este trabajo ya que la información de este tema es algo limitada en México, por lo tanto uno de los objetivos planteados es informar a la comunidad a que se interese en este tema y que se tenga un conocimiento básico del mismo

REFERENCIAS

1. PEMEX Exploración y Producción. Exploración del Petróleo - Taponamiento de pozos petroleros terrestres, lacustres y marinos. Especificaciones técnicas para la exploración, perforación y mantenimiento de pozos, Revisión de 2003.
2. CNH. “La Tecnología de Exploración y Producción en México y en el Mundo: Situación Actual y Retos”. Documento Técnico 2. Diciembre 20, 2011.
3. PEMEX Exploración y Producción. Un Siglo de la Perforación en México. Tomo 7 – Ingeniería de Cementaciones; Tomo 11 – Terminación y Mantenimiento de Pozos; Tomo 13 – Control de Brotes.
4. NORMA Oficial Mexicana. NOM-149-SEMARNAT-2006. Enero 31, 2007.
5. NRF-037-PEMEX-2012, .Plataformas marinas para perforación, terminación y reparación de pozos.- Arrendamiento. Agosto 14, 2012.
6. NRF-294-PEMEX-2013. Desmantelamiento y abandono de plataformas marinas fijas. Junio 25, 2013.
7. Schlumberger. El principio y el fin: Revisión de las prácticas de abandono y desmantelamiento. Oilfield Review. Primavera 2002.
8. Schlumberger. Abandono permanente de los pozos de áreas marinas. Oilfield Review. Primavera 2012, No. 1.
9. Schlumberger. Ligero como una pluma, duro como una roca. Oilfield Review. Otoño de 2001.
10. National Petroleum Council (NPC). Plugging and abandonment of oil and gas well. September 15, 2011.
11. API RP 57. Taponamiento y abandono de pozos.- Primera edición, 15 de Enero de 1089.
12. Schlumberger. Cementing Services and Products Catalog. Schlumberger 2007.

13. PEMEX Exploración y Producción. Modelo de Contrato Para Producción de Hidrocarburos. Modelo de Contrato genérico. Diciembre 20 de 2012.
14. Ley General del Equilibrio Ecológico y la Protección al Ambiente. Última Reforma DOF Enero 16, 2014.
15. Halliburton. Plug & Abandonment of Oil & Gas Wells. Guidelines Techniques.
16. Schlumberger. Aseguramiento del aislamiento zonal más allá de la vida productiva del pozo. Oilfield Review. Verano de 2008.
17. Kenny Campbell and Rod Smith, Schlumberger. Permanent Well Abandonment. Vol. 9, No. 3, 2013.
18. Steven A. Fields, Department of Conservation, Division of Oil, Gas, and Geothermal Resources and Max M. Martin Twachtman Snyder & Byrd, Inc. The plugging process: Securing old gas & oil wells for the protection of the environment. Technical session 1997.
19. Ing. Javier Cabrera Zárate. Desmantelamiento de la infraestructura de pozos petroleros fuera de operación en zona lacustre del Activo Integral Cinco Presidentes. Octubre 2005.
20. National Commission on the BP Deepwater Horizon Oil Spill and Offshore Drilling. Macondo: The Gulf Oil Disaster. Chief Counsel's Report, 2011.
21. Nadish Gupta, Martijn Bogaerts, and Umar Arshad, Schlumberger. Off Bottom Plug and Abandonment Operations in Deepwater Caribbean: Challenges and Solutions. Copyright 2014, AADE.
22. Halliburton: <http://www.halliburton.com>
23. Society of Petroleum Engineers: <http://www.spe.org>
24. Schlumberger: <http://www.slb.com>
25. PEMEX Exploración y Producción. Anexo BP: Servicios integrales de reparación y mantenimiento de los pozos del Activo Integral Aceite Terciario del Golfo y/u otros de la Región Norte. Marzo 2011.