



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Análisis y mitigación de
problemática en cementación
de un liner intermedio de 16”**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniera Petrolera

P R E S E N T A

Guadalupe Monserrat Cisneros González

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Daniel Marure Valdez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2025



**PROTESTA UNIVERSITARIA DE INTEGRIDAD Y
HONESTIDAD ACADÉMICA Y PROFESIONAL
(Titulación con trabajo escrito)**



De conformidad con lo dispuesto en los artículos 87, fracción V, del Estatuto General, 68, primer párrafo, del Reglamento General de Estudios Universitarios y 26, fracción I, y 35 del Reglamento General de Exámenes, me comprometo en todo tiempo a honrar a la institución y a cumplir con los principios establecidos en el Código de Ética de la Universidad Nacional Autónoma de México, especialmente con los de integridad y honestidad académica.

De acuerdo con lo anterior, manifiesto que el trabajo escrito titulado ANÁLISIS Y MITIGACION DE PROBLEMATICA EN CEMENTACION DE UN LINER INTERMEDIO DE 16" que presenté para obtener el título de INGENIERO PETROLERO es original, de mi autoría y lo realicé con el rigor metodológico exigido por mi Entidad Académica, citando las fuentes de ideas, textos, imágenes, gráficos u otro tipo de obras empleadas para su desarrollo.

En consecuencia, acepto que la falta de cumplimiento de las disposiciones reglamentarias y normativas de la Universidad, en particular las ya referidas en el Código de Ética, llevará a la nulidad de los actos de carácter académico administrativo del proceso de titulación.

GUADALUPE MONSERRAT CISNEROS GONZALEZ
Número de cuenta: 316042842

Agradecimientos

Primeramente, a Dios, por la vida, y por presentar las oportunidades en mi camino que me han permitido llegar hasta este momento.

A mis padres, Ma. Elena, Francisco, por su confianza y apoyo que siempre me brindaron y que con su ejemplo, me enseñaron a ser resiliente y esforzarme para cumplir mis metas. Sin su amor y sacrificio no hubiera podido llegar hasta donde estoy.

A mis hermanos, María, Francisco, por escucharme en los momentos difíciles, acompañarme y estar siempre para mí, gracias por su amor, comprensión y motivación.

A toda mi familia, por siempre apoyarme de una u otra manera, especialmente a Leticia, Socorro, Miguel, Ricardo y Rafa por facilitarme este camino, gracias infinitas.

Al hombre que me ha inspirado, apoyado y motivado de manera paciente y amorosa, gracias, Carlos, por estar en los momentos buenos y en los malos. Te amo, y agradezco infinitamente compartir contigo mi camino.

Mi más profundo agradecimiento a mi director de tesis, el Ingeniero Daniel Marure, con su experiencia me acompañó y guio durante este trabajo de investigación hasta culminarlo.

A mi amada Universidad Nacional Autónoma de México, y a la Facultad de Ingeniería, mi segunda casa, que abrieron sus puertas para formarme profesionalmente. Así como a todos mis queridos maestros que formaron parte de mi preparación.

Gracias a todos mis amigos, en especial Kenia, Carolina, Irasema, Francisco, Sebastián, que han estado en los momentos difíciles. Su apoyo, confianza, soporte y cariño han sido invaluable. Gracias por ser mi punto de apoyo.

A todas las personas que contribuyeron con el desarrollo de mi investigación. Agradezco a todos aquellos que dedicaron su tiempo a revisar mi trabajo y sus comentarios de mejora. Esta tesis no sería lo que es sin sus recomendaciones.

Contenido

Agradecimientos.....	2
Introducción	5
Capítulo 1. Generalidades de la cementación de pozos petroleros.....	6
1.1 Estado Mecánico	6
1.1.1 Tuberías.....	6
1.2 Objetivo de la cementación.....	9
1.3 Lechadas	10
1.4 Cemento	10
1.4.1 Tipos de cemento	13
1.4.2 Cemento clase G y H	13
1.4.3 Propiedades del cemento	14
1.5 Aditivos	15
Capítulo 2. Accesorios y equipos para la cementación	17
2.1 Zapata	17
2.2 Coples	18
2.3 Centraores	20
2.4 Tapones	20
2.5 Cabeza de cementar	22
2.6 Unidad de Alta Presión (UAP).....	22
2.7 Conjunto Soltador colgador	23
Capítulo 3. Pruebas de laboratorio	24
3.1 Requisitos químicos del cemento.....	24
3.2 Preparación de la lechada	26
3.3 Densidad.....	27
3.4 Acondicionamiento de la lechada	29
3.5 Reologías	30
3.6 Tiempo bombeable	34
3.7 Esfuerzo compresivo	36

Capítulo 4. Ejecución de las cementaciones	38
4.1 Cementaciones primarias.....	38
4.1.1 Cementación de tuberías de revestimiento largas	38
4.1.1.1 Secuencia operativa.....	38
4.1.2 Cementación de tuberías cortas (liner).....	41
4.1.2.1 Secuencia operativa.....	41
4.1.2.2 Complementos y extensiones.....	42
Capítulo 5. Evaluación de cementaciones.....	43
5.1 Pruebas de presión.....	44
5.2 Cementación secundaria.....	44
5.2.1 Cementación forzada a baja presión (TxC)	44
5.2.2 Cementación forzada a alta presión (forzadas)	45
Capítulo 6. Caso de estudio: Pozo Tithonia de aguas someras	46
6.1 Estado mecánico del pozo.....	46
6.2 Presentación del caso.....	47
6.2.1 Narrativa de los hechos ocurridos	47
6.3 Planteamiento del problema e hipótesis de la falla	49
6.4 Mejores prácticas	49
6.5 Desarrollo de las hipótesis	50
6.5.1 Hipótesis 1.....	51
6.5.2 Hipótesis 2.....	54
6.5.3 Hipótesis 3.....	57
Capítulo 7. Conclusiones y recomendaciones.....	59
Anexo I. Normatividad y regulación de la cementación en México.....	63
Anexo II. Cálculos.....	71
Cálculo del requerimiento de agua	71
Cálculos de volumetría	74
Referencias.....	82

Introducción

La industria petrolera es un pilar fundamental para la economía de México. La perforación de pozos petroleros es un proceso crítico en la cadena de producción, y cualquier falla en este proceso puede resultar en costos económicos significativos al impactar directamente en el aumento de los tiempos no productivos (NTP) que impactan en la eficiencia operativa. Uno de los desafíos más críticos es asegurar una cementación efectiva, que garantice la integridad estructural del pozo y la hermeticidad necesaria.

La perforación de pozos es un proceso sistemático y ordenado, cuyo principal objetivo es construir un agujero que sirva como conductor desde el yacimiento, es decir, una formación geológica que contenga hidrocarburos (petróleo o gas), hasta la superficie, mediante la implementación de planes, equipos, herramientas y tecnologías de forma segura y al menor costo posible. Dentro de la industria petrolera, la perforación es una de las especialidades más importantes debido al gasto capital y al alto riesgo que representa (Álvarez, 2020).

En un pozo petrolero perforado en un campo de aguas someras del Golfo de México, se detectó una falla en la cementación del liner de 16", donde se encontró cemento sin consistencia y sin la hermeticidad requerida. Esta anomalía no solo representa un riesgo para la operación, sino que también aumenta los tiempos no productivos debido a la necesidad de realizar correcciones o incluso en la cementación.

La optimización de los tiempos en la perforación de pozos petroleros es esencial para maximizar la eficiencia operativa y reducir los costos asociados. Identificar y corregir fallas en la cementación de manera temprana es crucial para minimizar los tiempos no productivos y asegurar la continuidad de la operación sin interrupciones significativas. Esta investigación es vital para comprender las causas de la falla en la cementación del liner y para desarrollar recomendaciones que mejoren los procedimientos actuales, contribuyendo a la reducción de NTP y a la seguridad operativa en la perforación de pozos en México.

Capítulo 1. Generalidades de la cementación de pozos petroleros

En la industria petrolera, la cementación se considera una operación de alto riesgo. Si esta es deficiente se debe realizar una corrección, provocando que se incrementen el tiempo operativo y los costos. Por esto se deben seguir ciertos procedimientos desde el diseño de la lechada, seguimiento a la ejecución y evaluación de la cementación primaria y en su caso, secundaria.

La construcción del agujero se realiza de manera sistemática y ordenada, se perfora y se cementa cada etapa del pozo desde la superficie hasta llegar al objetivo predeterminado. En cada cambio de etapa se realiza una cementación para continuar con la perforación con una sarta de perforación de diámetro menor.

1.1 Estado Mecánico

El estado mecánico es la estructura geométrica del pozo de cada una de las diferentes etapas de perforación. Este es realizado una vez que concluye el análisis de los datos obtenidos en geología estructural, así como en pozos de correlación, con lo que se genera la columna litológica esperada de lo que se encontrará al perforar. (Olivares, 2020)

Una etapa de perforación se puede definir como la sección perforada a una determinada profundidad con un determinado diámetro de barrena y donde se introduce la tubería de revestimiento con un diámetro menor para posteriormente poder ser cementada. En otras palabras, son una serie de actividades que se realizan para llegar a una profundidad objetivo. El conjunto de estas conforma un estado mecánico. (Olivares, 2020)

Determinar la profundidad de cada etapa, no es un evento aleatorio, se deben considerar ciertos criterios, según las condiciones específicas de cada pozo (y su columna litológica esperada): si existen acuíferos cerca, si hay zonas de pérdida, la consolidación de las rocas, las presiones de la formación, etcétera.

1.1.2 Tuberías

Una tubería es un cilindro hueco generalmente compuesto de acero, con una geometría definida por el diámetro y el espesor del cuerpo que lo conforma, se introducen en el pozo perforado en el subsuelo para prevenir el desmoronamiento o erosión del agujero, la contaminación entre zonas, proveer medios para controlar la presión del pozo, entre otras.

Existen diversas maneras en las que se pueden clasificar las tuberías. Una de las principales es por su función. Esta clasificación proporciona una estructura para el diseño que tendrá el interior de los pozos, asegurando su integridad. (UNAM, 2000)

Capítulo 1. Generalidades de la cementación de pozos petroleros

Conductora. Es la primera tubería de revestimiento que se coloca al perforar un pozo; esta se puede cementar o hincar. Es la tubería que tiene mayor diámetro pues por ella se hacen pasar el resto de las tuberías. En el mar, esta es la tubería que conecta la plataforma hasta abajo del lecho marino.

Uno de sus principales objetivos es instalar el desviador de flujo de baja presión para la circulación del fluido de control de la siguiente etapa. Además, recordemos que, en la columna geológica, las formaciones más superficiales suelen estar menos consolidadas, por lo que es importante asentarla a una profundidad adecuada para no tener derrumbes que ocasionen atrapamientos.

Superficial. Esta tubería se coloca después de la tubería conductora y se cementa en su lugar para proporcionar estabilidad y protección en las zonas superficiales. Su función principal es prevenir el colapso de las formaciones superficiales y evitar la contaminación del agua subterránea, así como manifestaciones someras de gas.

Intermedia. Colocado después del revestimiento superficial, este tipo de tubería se utiliza para aislar y proteger las formaciones intermedias del pozo como zonas inestables, zonas con pérdida de circulación. También puede servir como punto de partida para la siguiente fase de perforación y se pueden incluir más de una en un pozo.

De explotación. Es la tubería que aísla la zona de producción, esta debe soportar la presión máxima de fondo de la formación productora. Su principal función es facilitar la producción de hidrocarburos al permitir que estos fluyan desde el fondo del pozo hacia la superficie, por lo que se debe considerar resistencia a altas presiones y a la corrosión. Asimismo, se debe considerar la terminación que tendrá el pozo: si se implementará un sistema artificial de producción (SAP), inyección de fluidos, entre otras consideraciones.

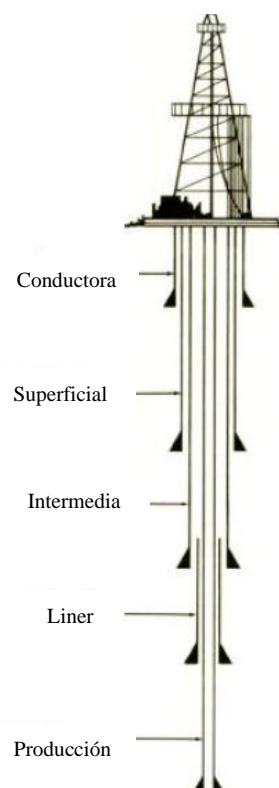


Figura 1. Estado mecánico.
(UNAM, 2000)

En algunos casos, se pueden instalar tuberías de revestimiento para aislar ciertas zonas del pozo, que por su condición u objetivo de colocación reciben un nombre específico, como los que se mencionan a continuación.

Complemento (*tie-back*). El *tie back* es una tubería que proporciona mayor integridad del pozo desde la cima de los *liners* hasta la superficie. Refuerza la tubería de explotación en caso de que se presenten daños.

Complemento corto (*stub*). Es una tubería que funciona de manera similar al complemento, proporcionando mayor integridad a la tubería, pero, a diferencia de la anterior, no se extiende hasta la superficie.

Sin tubería de producción (*Tubingless*). Es una tubería de explotación que se extiende desde el fondo del pozo hasta la superficie y se utilizan como tuberías de producción.

Liners (tubería corta). Es una sarta de tubería de revestimiento que no se extiende hasta la superficie (a la cabeza del pozo), en cambio, se sostiene por otra sarta, por lo que son más cortas y por lo tanto más ligeras. Este tipo de tuberías suelen utilizarse para reducir los costos, así como para mejorar hidráulicamente el proceso de perforación de las siguientes etapas.

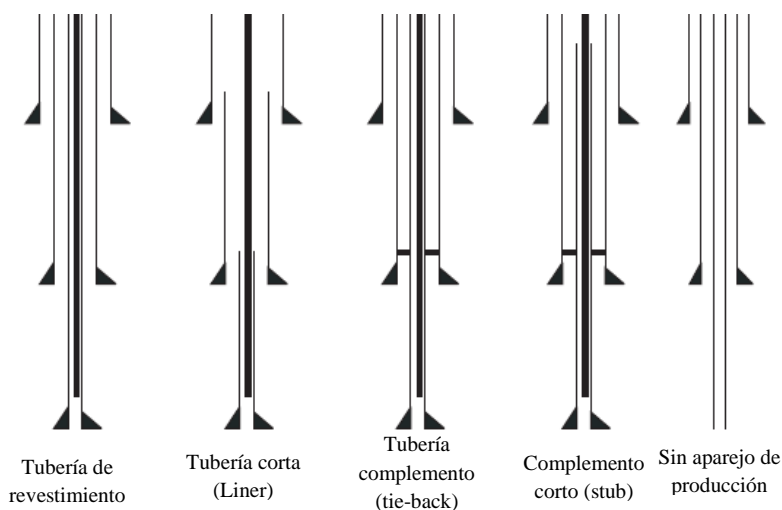


Figura 2. Esquemas representativos de las tuberías de revestimiento. (UNAM, 2000)

Tanto las tuberías anteriormente mencionadas, como las tuberías de perforación que son las que se utilizan en las sartas para realizar este trabajo tienen ciertas características que deben considerarse al seleccionarlas. Las principales características son diámetro, peso, grado, tolerancia a la tensión, colapso y tensión, clase¹ (principalmente para tuberías de perforación), *drift* (principalmente para tuberías de revestimiento y de producción). (UNAM, 2000)

¹ La clase se refiere al grado de usabilidad que ha tenido un tubo. El API clasifica las tuberías en Clase I, II, III y Premium

1.2 Objetivo de la cementación

El objetivo de la cementación se refiere a la identificación de la función básica que tendrá el cemento a partir del tipo de esta, la cual puede ser primaria o secundaria. La primaria consiste en colocar la lechada en el espacio existente entre las paredes del pozo y la tubería de revestimiento. Para los casos que no cumple con su objetivo o si presenta fallas durante alguna de sus fases² se deben efectuar trabajos remediales para garantizar el aislamiento de las zonas de interés o la integridad del pozo, es a lo que se refiere la cementación secundaria.

La cementación de pozos petroleros es el proceso mediante el cual se mezcla una lechada de cemento para bombearla al fondo del pozo a través de la tubería de revestimiento para que cumpla con su objetivo, como se vio previamente. Esta operación, requiere una adecuada planeación para seleccionar los sistemas de cemento y fluidos lavadores y espaciadores que deberán emplearse, así como para definir las condiciones de desplazamiento de estos sistemas para obtener una buena adherencia entre la formación, cemento, tubería y asegurar un sello efectivo que aisle las diferentes capas geológicas y que soporte la tubería. (PEMEX, 2019)

La determinación inadecuada de estos sistemas y de las condiciones de desplazamiento para su colocación resulta en cementaciones con poca o mala adherencia, lo que se refleja en pérdidas económicas para la empresa, pues se requieren trabajos adicionales para corregir la adherencia del cemento.

Las funciones principales del proceso de la cementación primaria son:

- Aísla zonas de manera que la migración de fluidos no pueda ocurrir. Por ejemplo, previene: aceite, gas, y agua salada de la migración y que ocasionen contaminación de la zona de agua dulce; que el agua salada migre a las zonas de gas y aceite y se ocasionen problemas de producción como la contaminación del pozo.
- Protege a la tubería de revestimiento de presión externa, que podría colapsar la tubería de revestimiento u ocasionar un reventón.
- La protege de derrumbes mientras se lleve a cabo perforación más profunda.
- La protege de la posibilidad de que los tramos inferiores puedan desenroscarse.
- Proteger la tubería de revestimiento en caso de cargas de choque al perforar a mayor profundidad.
- Para crear una barrera en zonas de pérdida de circulación (o ladrón).

² Perforación, terminación, reparación o abandono.

1.3 Lechadas

Las lechadas de cementos son suspensiones altamente concentradas de partículas sólidas en agua que deben tener la capacidad de colocarse en cualquiera de las etapas de la construcción de un pozo y cuyas propiedades van a depender de la utilidad que esta tenga en el proceso de cementación.

Existen diferentes tipos de lechadas de cemento para poder cubrir las diferentes condiciones a las que son expuestas como: convencionales, livianas, compresibles, etcétera. Y cada una de estas tiene propiedades físicas y químicas específicas capaces de cubrir los requerimientos de la cementación según cada caso específico.

El éxito de cualquier trabajo de cementación depende en gran medida de la preparación y mezclado de la lechada de cemento, para esto se deben realizar pruebas y ensayos de laboratorio (consultar Capítulo 4. Pruebas de laboratorio). A partir de los resultados de estas pruebas se verificará que las condiciones de las pruebas representen las condiciones del pozo.

1.4 Cemento

El cemento es un conglomerante hidráulico que, mezclado con agregados pétreos (árido grueso o grava, más árido fino o arena) y agua, crea una mezcla uniforme, maleable y plástica que fragua y se endurece al reaccionar con el agua, adquiriendo consistencia sólida.

Hay varios tipos de cemento, pero el más común es el cemento Portland, que lleva ese nombre debido a su similitud con la piedra de Portland, un tipo de piedra caliza. El cemento Portland se produce a partir de la mezcla de caliza, arcilla, óxido de hierro y alúmina, que se calcinan y luego se muelen en polvo fino.

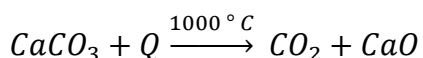
En 1824, Joseph Aspdin, un cantero británico obtuvo la patente de un cemento que produjo en su cocina. El inventor calentó una mezcla de piedra caliza finamente triturada y arcilla en la estufa de su cocina y trituró la mezcla en un polvo creando un cemento hidráulico una que endurecía con la adición de agua. (Oficemen, 2024)

Como se menciona en el párrafo anterior, la mezcla de piedra caliza finamente triturada y arcilla elevadas a altas temperaturas es como se obtiene la mezcla base para la creación del cemento, a esta mezcla se le llama *Clinker*. A continuación, se describen de manera más detallada sus componentes según (Rodríguez, 2017).

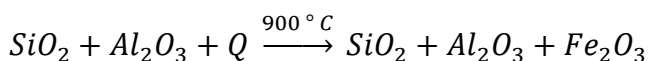
Capítulo 1. Generalidades de la cementación de pozos petroleros

→ Se tienen como materias primas Arcilla y Caliza, que al someterlas a altas temperaturas (900 °C – 1000 °C), se disocian en los siguientes componentes:

Caliza (carbonato de calcio)



Arcilla



Como se observa en las reacciones, es importante que, para la fabricación del cemento, las arcillas tengan impurezas de óxido de hierro (Fe_2O_3)

→ Al continuar elevando la temperatura hasta aproximadamente los 1050 °C reaccionan el óxido de calcio (CaO) con sílice (SiO_2), formando silicato bicálcico ($2CaO.SiO_2$) así como óxido de calcio (CaO) con el óxido de hierro (Fe_2O_3) y la alúmina (Al_2O_3) formando ferrito aluminato tetracálcico ($4CaO.Al_2O_3.Fe_2O_3$).

Al reaccionar completamente el óxido de hierro (Fe_2O_3) se eleva nuevamente la temperatura a 1200°C; entonces, el óxido de calcio (CaO) reacciona con la sílice (SiO_2) formando silicato tricálcico ($3CaO.SiO_2$), además, el óxido de calcio (CaO) reacciona con la alúmina (Al_2O_3) formando aluminato tricálcico ($3CaO.Al_2O_3$).

Al pasar el tiempo y llegar a temperaturas de 1400°C, han reaccionado completamente los elementos de la arcilla con el óxido de calcio. En este momento aún existe óxido de calcio (CaO) que no se ha combinado durante la reacción, y es a lo que se le conoce como cal libre.

Estos componentes son los que se encuentran principalmente en el Clinker, que como se vio anteriormente son la base para la formación del cemento. Pero también se encuentran componentes secundarios que son tanto la cal libre como otros componentes que provienen principalmente de las impurezas de la cal y de la arcilla.

En las siguientes tablas (Tabla 1 y Tabla 2) se encuentran de manera sintetizada los componentes principales y secundarios del Clinker.

Capítulo 1. Generalidades de la cementación de pozos petroleros

Tabla 1. Componentes principales del Clinker

Componentes principales	Fórmula química	Comercialmente conocido
Silicato tricálcico	$3CaO.SiO_2$	C_3S
Silicato bicálcico	$2CaO.SiO_2$	C_2S
Aluminato tricálcico	$3CaO.Al_2O_3$	C_3A
Ferrito aluminato tetracálcico	$4CaO.Al_2O_3.Fe_2O_3$	C_4AF

Tabla 2. Componentes secundarios del Clinker

Componentes secundarios	Fórmula química	Comercialmente conocido
Óxido de calcio	CaO	C
Óxido de magnesio	MgO	Mg
Óxido de sodio	Na_2O	Na
Óxido de potasio	K_2O	K
Trióxido de azufre	SO_3	
Pérdida por calcinación		
Residuos insolubles		

En general, el 80% del Clinker estará formado por silicatos cálcicos (silicato bicálcico y silicato tricálcico) y el 20% de los fundentes (aluminato tricálcico y ferrito aluminato tetracálcico), despreciando las impurezas. Dependiendo del tiempo que se exponga la mezcla a las diferentes temperaturas se tendrá un tipo diferente de cemento, con mayor o menor cantidad de dichos componentes.

Entonces, para generar un cemento Portland se requieren dos materias primas, arcilla y caliza, estos dos componentes se muelen, homogenizan y preparan adecuadamente para obtener la mezcla conocida como harina de cemento. Posteriormente se introduce a un horno rotatorio en donde se transformarán mediante un proceso químico térmico para transformarlos hasta llegar a la sinterización, es decir, la fusión parcial de los elementos a estado líquido mientras algunos permanecen en estado sólido. A este proceso también se le llama clinkerización y el resultado de este es el Clinker.

Finalmente, el Clinker debe pasar por un proceso brusco de enfriamiento para evitar que las reacciones se reviertan o se formen cristales para que correctamente molido y preparándolo con reguladores de fraguado y otros componentes se obtengan los diferentes tipos de cemento.

1.4.1 Tipos de cemento

Tabla 3. Clasificación API y Propiedades de Cementos comunes para Pozos Petroleros

Clasificación API y Propiedades de Cementos comunes para Pozos Petroleros						
Tipo	Rango de Utilización	Temperatura Estática °F	Relación de Agua Gal/saco	Peso de la Lechada lb/gal	Volumen ft ³ /saco	Observaciones
Clase A (Portland)	6000 ft	60° - 170°	5.2	15.6	1.18	Puede utilizarse cuando no se desean propiedades especiales y las condiciones del pozo lo permiten. No hay resistencia a sulfatos.
Clase B (Portland)	6000 ft	60° - 170°	5.2	15.6	1.18	Resistencia moderada a los sulfatos.
Clase C	6000 ft	60° - 170°	6.3	14.8	1.32	Disponible en tipo regular y de alta resistencia a sulfatos
Clase G	8000 ft	200°	5.0	15.8	1.15	Cemento básico, compatible con aceleradores o retardadores para utilizarse en una gama completa de las Clases A, a la E
Clase H	8000 ft 8000 ft	200° 200°	4.3 5.2	16.4 15.6	1.06 1.18	Cemento básico de mayor densidad, así como mayor e interior volumen de agua.

1.4.2 Cemento clase G y H

Los cementos clase G y H son los más usados hoy en día en la ingeniería petrolera. Fueron desarrollados en respuesta a las mejoras de la tecnología de aceleramiento y retarda miento. El ASTM (American Society for Testing and Materials) denomina a este cemento como “Tipo VII” y “Tipo VIII” respectivamente.

Capítulo 1. Generalidades de la cementación de pozos petroleros

Comúnmente conocidos como cementos petroleros, son cementos básicos para emplearse desde la superficie hasta 2240 m (8000 pies). Pueden modificarse con aceleradores o retardadores de fraguado para usarlos en un rango de condiciones de presión y temperatura más amplio. Se fabrican con 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 clase G y H son esencialmente iguales. La principal diferencia radica en su área superficial, los cementos clase G son más gruesos que los cementos clase H, lo que se traduce en sus diferentes requerimientos de agua.

La mayoría de las lechadas se preparan con una cantidad de agua que asegura que el volumen final de la mezcla sea igual al volumen de la lechada, sin que se separe agua libre. De realizar la mezcla con mayor o menor cantidad de agua tiene consecuencias operativas, estructurales y en el tiempo de fraguado.

Demasiada agua: Se observa agua libre en la parte superior de la lechada en el recipiente de muestra, lo cual retrasa el fraguado.

Muy poca agua: La lechada resulta espesa, difícil de bombear y acelera el fraguado.

Es por esto por lo que existen los términos de “agua normal” y “agua mínima” que es el agua recomendada para mezclar un cemento y la mínima relación de agua que puede usarse en una mezcla para obtener una lechada bombeable, respectivamente. (PEMEX, 2002)

1.4.3 Propiedades del cemento

En la ingeniería petrolera, el cemento es un componente crucial para asegurar la integridad estructural de los pozos. Sus propiedades específicas y su comportamiento son fundamentales para garantizar que los pozos operen de manera segura y eficiente. Las propiedades de los cementos utilizados en campos petroleros varían con base en los siguientes factores:

- Ubicación geográfica.
- Condiciones de fondo del pozo (temperatura, profundidad, etcétera).
- Tipo de agua de mezcla.

Algunas de las propiedades son:

Densidad específica: Denota el peso por unidad de volumen (sin considerar el agua o el aire), es decir, el peso de los granos de cemento específicamente. Sus unidades son g/cm^3 y Ton/m^3 .

Peso volumétrico: Denota el peso por unidad de masa. Se toma en consideración el aire contenido entre los granos de cemento. Sus unidades son g/cm^3 , kg/L y Ton/m^3 .

Fineza de los granos de cemento (Bline): Indica el tamaño de los granos de cemento. Su mayor influencia se da sobre el requerimiento de agua para la preparación de la lechada. Este factor es determinante (aunque no único) para reclasificación de los cementos. Representa el área expuesta al contacto con el agua y se determina como una función de permeabilidad al aire. Sus unidades son cm^2/g y m^2/kg .

Resistencia a la Compresión: La resistencia a la compresión es una medida clave que indica la capacidad del cemento para soportar cargas. En la ingeniería petrolera, es esencial que el cemento tenga una alta resistencia a la compresión para mantener la estabilidad del pozo y evitar colapsos.

Tiempo de Fraguado: El tiempo de fraguado del cemento es crucial para las operaciones de perforación. Un tiempo de fraguado adecuado asegura que el cemento se solidifique en el tiempo previsto, permitiendo la continuación de las operaciones de perforación sin demoras innecesarias.

Permeabilidad: La permeabilidad del cemento debe ser baja para evitar la migración de fluidos entre las formaciones y el pozo. Un cemento con baja permeabilidad ayuda a mantener la zonificación y previene la contaminación cruzada de los diferentes estratos.

Durabilidad: La durabilidad del cemento es importante para la vida útil del pozo. El cemento debe ser resistente a los ataques químicos de los fluidos del yacimiento y las formaciones geológicas.

Estabilidad Térmica y Química: El cemento utilizado en pozos petroleros debe ser capaz de mantener sus propiedades bajo altas temperaturas y presiones, así como resistir los ataques químicos de los fluidos de formación.

1.5 Aditivos

La lechada de cemento se formula con diversos aditivos para mejorar sus propiedades y asegurar que cumpla con los requisitos específicos del pozo, como la resistencia, la hermeticidad, y el tiempo de fraguado. Los aditivos (Figura 3) son sustancias químicas (pueden ser sólidos y/o líquidos) que modifican las propiedades del cemento permitiendo adaptar los diferentes cementos petroleros a las condiciones específicas de trabajo.

Los aditivos de cemento pueden ser usados para: variar la densidad de la lechada, cambiar la resistencia al esfuerzo compresivo, acelerar o retardar el tiempo de fraguado, control de filtrado y pérdida de fluido, entre otras. Algunos de los aditivos más comunes son:

Retardadores: Prolongan el tiempo de fraguado inicial del cemento, y brinda la posibilidad de trabajar el cemento en un amplio rango de temperatura y presión, permitiendo que la lechada se bombee a mayores profundidades sin que fragüe prematuramente. Algunos ejemplos son lignosulfonatos, ácidos orgánicos como el ácido bórico y sus sales.

Capítulo 1. Generalidades de la cementación de pozos petroleros

Aceleradores: Reducen el tiempo de fraguado de la lechada de cemento. Incrementan la velocidad de desarrollo de resistencia a la compresión. Son usados en situaciones donde se necesita reducir el tiempo de espera. Algunos ejemplos son cloruro de calcio y silicatos de sodio.

Dispersantes (Reductores de Fricción): Reducen la viscosidad de la lechada, se usan para mejorar sus propiedades de flujo, mejorando su bombeabilidad y reduciendo la fricción durante la inyección. Algunos ejemplos son lignosulfonatos modificados y ácidos poliacrílicos.

Agentes de pérdida de filtrado: Minimizar la filtración de agua desde la lechada hacia las formaciones porosas, evitando la deshidratación de la lechada y evitar el fraguado prematuro. Algunos ejemplos son celulosas, polvos de talco y polímeros.

Agentes de control de densidad: Ajustan la densidad de la lechada para cumplir con los requisitos específicos del pozo, ya sea incrementando o reduciendo la densidad. Algunos ejemplos para aumentar densidad barita, hematita y para reducir densidad microesferas de vidrio, bentonita.

Aditivos especiales Estos pueden ser antisedimentantes, antiespumantes, controladores de gas materiales anti-perdida, entre otros



Figura 3. Ejemplo de aditivos líquidos.

Capítulo 2. Accesorios y equipos para la cementación

Durante la cementación se requieren equipos y accesorios para ejecutar las operaciones. Se utilizan para soportar y mejorar los resultados en estas. Estos equipos y accesorios se deben seleccionar de acuerdo con las condiciones operativas existentes en el pozo y al tipo de cementación (primaria o secundaria).

2.1 Zapata

Este equipo es utilizado en la perforación para sellar el extremo de la tubería de revestimiento. Dicho elemento está unido al extremo inferior de la tubería de revestimiento y sirve como barrera entre el interior del revestimiento y el agujero perforado. (ZHONGJIN, 2023)

Algunos de los tipos de zapatas más comunes son:

Zapata guía: Su principal función es proteger el borde inferior de la tubería de revestimiento. No posee válvulas de retención o aparatos controladores de flujo. (PEMEX, 2019)

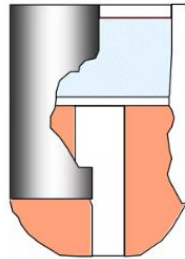


Figura 4. Zapata guía, (Schlumberger, 2024)

Zapata flotadora: Cuenta con una válvula *check* que impide el retorno de flujo, o formación de tubo en U, de la lechada de cemento desde el espacio anular hacia el interior de la tubería de revestimiento o el flujo de los fluidos del pozo hacia el interior de la sarta de revestimiento a medida que esta se corre.

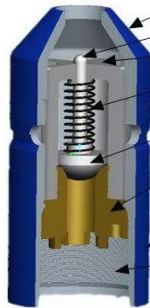


Figura 5. Zapata flotadora, (Made.in.China, 2024)

Zapata rimadora: Cuenta con aletas laterales con cortadores para conformar agujeros reducidos y ayudar a pasar la tubería de revestimiento.



Figura 6. Zapata rimadora (LCO GROUP, 2024)

Zapata perforadora: Cuenta con cortadores en la punta y puede perforar. Suele usarse en conjunto con sistemas de manejo de tubería *casing drilling*³.



Figura 7. Zapata perforadora. (Blog Petrolero, 2023)

2.2 Coples

Este componente se usa generalmente a dos o tres tramos de tubería de revestimiento por arriba de la zapata. En este elemento se asientan los tapones durante el proceso de la cementación.

Cople flotador: El cople flotador es un tramo de tubería que cuenta con una válvula de retención, que puede ser de charnela, de esfera o de otro tipo. La función de las válvulas en el cople flotador son impedir el contraflujo (flujo retorno) de la lechada de cemento cuando se detiene el bombeo. Sin la presencia del cople flotador o también llamado collar de flotación, la lechada de cemento emplazada en el espacio anular podría producir un efecto de tubo en U o invertir el flujo de vuelta en la tubería de revestimiento, esto debido a que la densidad de la lechada de cemento es mayor con respecto a la densidad del fluido de desplazamiento (Schlumberger, 2024)

³ Proceso en el que se combina la perforación mientras se baja la tubería de revestimiento en una sola operación

Capítulo 2. Accesorios y equipos para la cementación

Cople de retención: Este se instala para retener el tapón limpiador y desplazador cuando no se utiliza el cople flotador o diferencial

Cople diferencial: Se utiliza en la tubería de revestimiento intermedias someras cuando no se utiliza la zapata flotadora, pero se requiere del equipo de flotación por la alta presión diferencial causada por el cemento.

Cople de cementación: Es utilizado cuando se va a cementar una tubería de revestimiento de gran longitud, donde los gradientes de presión de poro son bajos, se requiere cementar la tubería en dos etapas, para lo cual es utilizado dicho accesorio, instalándose a la profundidad programada.

2.3 Centradores

En las operaciones de cementación de pozos es sumamente importante el mantener la tubería de revestimiento centrada. Los centradores son dispositivos mecánicos que impiden el contacto entre la tubería y la pared del pozo (Ushiña, 2014). Las funciones básicas de los centralizadores son: disminuir problemas de resistencia al introducir la tubería de revestimiento al pozo; centrar la tubería de revestimiento; minimizar los problemas de pegaduras por presión diferencial y reducir los problemas de canalización del cemento.

Los centradores son requeridos especialmente en los pozos con desviación, donde la tubería tiende a quedarse sobre la parte baja de los pozos. El espaciamiento de los centradores varía según los requerimientos de cada operación de cementación. En zonas críticas y lugares del pozo con una alta desviación, se debe espaciar estrechamente, mientras que pueden no ser necesarios en otras partes de la sarta. (Ushiña, 2014)



Figura 8. Centralizador para tubería de revestimiento, (Olam Energy, 2022)

2.4 Tapones

Los tapones son elementos que proveen una separación física entre dos fluidos (Ushiña, 2014). Son barreras semi rígidas que se utilizan para separar el cemento de los fluidos de perforación, además de limpiar la tubería de revestimiento y servir como indicador cuando se ha concluido la cementación.

Los diseños convencionales incluyen tapones sólidos y de diafragma que están constituidos por elastómeros moldeados sobre aluminio perforable o núcleos plásticos. Es muy importante lograr una barrera que separe los fluidos ya que las malas operaciones de cementación suelen ser el resultado de lechada de cemento contaminada.

Las principales funciones de los taponos son:

- Separar al lodo del cemento.
- Limpiar el interior de la tubería de revestimiento de lodo de perforación antes de que la lechada sea bombeada y limpiar el interior de la tubería de revestimiento de la película de cemento que queda después de que se bombeo el volumen completo del mismo.
- Prevenir la canalización del cemento.
- Otorgar una indicación en superficie de que la lechada fue totalmente desplazada a su lugar.
- Permitir presurizar la tubería de revestimiento.

Los taponos para la cementación se dividen en:

Tapón de diafragma (inferior): Este se lanza antes de bombear la lechada de cemento con el fin de limpiar las paredes de la tubería de revestimiento del fluido de perforación presente en la misma y así minimizar la contaminación que esto podría provocar. Un diafragma instalado en el cuerpo del tapón se rompe para permitir el paso de la lechada de cementación después que el tapón alcance el asentamiento en el cople (Schlumberger, 2024)

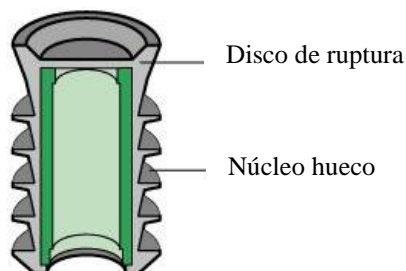


Figura 9. Taponos de cementación (diafragma), (Schlumberger, 2022)

Tapón sólido (superior): Es lanzado posterior a bombear la lechada de cementación. Se utiliza para limpiar la tubería de revestimiento de la lechada de cemento y así no contaminar el lodo al momento del desplazamiento. Este tapón es sólido del centro y al llegar al cople y asentarse en el mismo, se incrementa la presión indicando que finalizó el desplazamiento de la lechada (Ushiña, 2014)

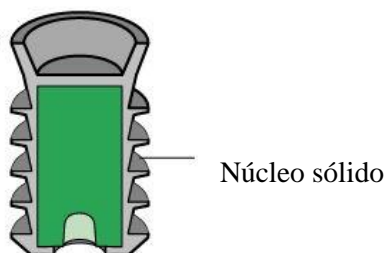


Figura 10. Taponos de cementación (sólido), (Schlumberger, 2022)

2.5 Cabeza de cementar

Es un dispositivo esencial utilizado durante el proceso de cementación de un pozo. Este equipo se conecta a la parte superior del *casing* y permite la introducción controlada de la lechada de cemento dentro del pozo. La cabeza de cementar está equipada con varias válvulas y puertos que facilita el bombeo de cemento y la colocación de los tapones, asegurando que el cemento se desplace de manera efectiva y uniforme a través del espacio anular entre la TR y la formación.



Figura 11. Cabeza de cementar (Puyang Zhongshi group Co., Ltd., 2024)

2.6 Unidad de Alta Presión (UAP)

Es un equipo que se utiliza para bombear fluidos a alta presión durante diversas operaciones, como la cementación, la fracturación hidráulica y el control de pozos. Estas unidades están diseñadas para manejar grandes volúmenes de fluidos a presiones extremadamente altas, lo cual es crucial para asegurar que los fluidos lleguen a las profundidades y ubicaciones deseadas dentro del pozo. Este está integrado por:

Bomba de alta presión: El corazón de la unidad, capaz de generar las presiones necesarias.

Control y monitoreo: Equipos para regular la presión, el flujo y la dirección de los fluidos.

Sistemas de seguridad: Incluye válvulas de alivio y otros dispositivos para prevenir sobrepresiones y garantizar la seguridad.

La unidad de alta presión es fundamental en operaciones críticas como la cementación y la fracturación, donde se requiere la inyección precisa de fluidos a altas presiones para lograr los resultados deseados.



Figura 12. Unidad de alta presión (UAP). (Olam, energy, 2024)

2.7 Conjunto Soltador colgador

Es un dispositivo mecánico utilizado en la cementación de pozos para colgar y sostener la tubería de revestimiento (*casing*) dentro del pozo y, al mismo tiempo, permitir su liberación controlada cuando sea necesario. Este conjunto es crucial para garantizar que la tubería de revestimiento se mantenga en su lugar mientras se realiza la cementación y que pueda ser liberada posteriormente sin comprometer la integridad del pozo. Las partes que lo componen son:

Colgador: Parte del conjunto que sostiene el peso de la tubería de revestimiento dentro del pozo.

Soltador: Mecanismo que permite liberar el colgador de manera controlada una vez completada la cementación.

Sistemas de bloqueo: Aseguran que el colgador permanezca en su lugar hasta que sea necesario liberarlo.



Figura 13. Conjunto Colgador Soltador. (Dezhou Rundong Petroleum Machinery Co., Ltd., 2024)

Capítulo 3. Pruebas de laboratorio

Los procedimientos de pruebas de laboratorio, como se puede consultar en el Anexo I “Normatividad y regulación de la cementación en México” son establecidos por el *American Petroleum Intitute* (API) en sus especificaciones Spec 10 A y 10 B y en función de la Normatividad de los materiales que se van a emplear y los procedimientos a seguir.

Previo a comenzar con todas las pruebas que se realizan en el laboratorio, se realizan ciertos cálculos para conocer la cantidad de cada elemento que conforma la lechada (cemento, aditivos y agua). En el Anexo II, se presenta un ejemplo de los cálculos para conocer las cantidades necesarias de cada componente y obtener una muestra representativa de la lechada con la que se llevarán a cabo los trabajos de cementación en campo.

Todos los procedimientos y especificaciones que se presentan a continuación tienen como referencia las especificaciones API previamente mencionados. Para más información se recomienda consultar directamente las normas.

3.1 Requisitos químicos del cemento

Los cementos para pozos deberán cumplir con los requisitos químicos respectivos de las clases y grados a los que se hace referencia en la siguiente Tabla 4.

Tabla 4. Requisitos químicos del cemento. (API, 2009)

		Clase de cemento					
		A	B	C	D, E, F	G	H
Grado ordinario							
Óxido de magnesio (MgO)	Máx. %	6.0	NA	6.0	NA	NA	NA
Trióxido de azufre (SO ₃)	Máx. %	3.5 a	NA	4.5	NA	NA	NA
Pérdida por ignición	Máx. %	3.0	NA	3.0	NA	NA	NA
Residuo insoluble	Máx. %	0.75	NA	0.75	NA	NA	NA
Aluminato tricálcico (C ₃ Al)	Máx. %	NR	NA	15	NA	NA	NA
Grado moderado resistente a los sulfatos (MSR)							
Óxido de magnesio (MgO)	Máx. %	NA	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
Trióxido de azufre (SO ₃)	Máx. %	NA	3.0	3.5	3.0	3.0	3.0
Pérdida por ignición	Máx. %	NA	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Residuo insoluble	Máx. %	NA	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75
Silicato tricálcico (C ₃ S)	Máx. %	NA	NR	NR	NR	58 ^b	58 ^b
	Mín. %	NA	NR	NR	NR	48 ^b	48 ^b
Aluminato tricálcico (C ₃ Al)	Máx. %	NA	8	8	8	8	8
Contenido total de álcalis, expresado como óxido de sodio (Na ₂ O) equivalente	Máx. %	NA	NR	NR	NR	0.75 ^c	0.75 ^c
Alto grado resistente a los sulfatos (HSR)							
Óxido de magnesio (MgO)	Máx. %	NA	6.0	6.0	6.0	6.0	6.0
Trióxido de azufre (SO ₃)	Máx. %	NA	3.0	3.5	3.0	3.0	3.0
Pérdida por ignición	Máx. %	NA	3.0	3.0	3.0	3.0	3.0
Residuo insoluble	Máx. %	NA	0.75	0.75	0.75	0.75	0.75
Silicato tricálcico (C ₃ S)	Máx. %	NA	NR	NR	NR	65 ^b	65 ^b
	Mín. %	NA	NR	NR	NR	48 ^b	48 ^b
Aluminato tricálcico (C ₃ Al)	Máx. %	NA	3 ^b	3 ^b	3 ^b	3 ^b	3 ^b
Aluminoferrita tetracálcica (C ₄ AlF) más del doble del aluminato tricálcico (C ₃ Al)	Máx. %	NA	24 ^b	24 ^b	24 ^b	24 ^b	24 ^b
Contenido total de álcalis, expresado como óxido de sodio (Na ₂ O) equivalente	Máx. %	NA	NR	NR	NR	0.75 ^c	0.75 ^c
NR= Sin requisito; NA= No aplicable a= Cuando el contenido de aluminio tricálcico (expresado como C ₃ Al) del cemento sea igual o inferior al 8%, el contenido máximo de SO ₃ será del 3% b= La expresión de limitaciones químicas mediante compuestos supuestos calculados no significa necesariamente que los óxidos sean presentes real o totalmente como tales compuestos. Cuando la relación de los porcentajes de Al ₂ O ₃ a Fe ₂ O ₃ es 0.64 o menos, el contenido de C ₃ Al es cero. Cuando la relación Al ₂ O ₃ a Fe ₂ O ₃ es superior a 0.64, los compuestos se calculan de la siguiente manera: $C_3Al = (2,65 \times \% Al_2O_3) - (1,69 \times \% Fe_2O_3)$ $C_4AlF = 3,04 \times \% Fe_2O_3$ $C_3S = (4,07 \times \% CaO) - (7,60 \times \% SiO_2) - (6,72 \times \% Al_2O_3) - (1,43 \times \% Fe_2O_3) - (2,85 \times \% SO_3)$ Cuando la relación entre Al ₂ O ₃ y Fe ₂ O ₃ sea inferior a 0,64, el C ₃ S se calculará de la siguiente manera: $C_3S = (4,07 \times \% CaO) - (7,60 \times \% SiO_2) - (4,48 \times \% Al_2O_3) - (2,86 \times \% Fe_2O_3) - (2,85 \times \% SO_3)$ C= El equivalente de óxido de sodio (expresado como equivalente de Na ₂ O) se calculará mediante la fórmula: $Na_2O \text{ equivalente} = (0,658 \times \% K_2O) + (\% Na_2O)$							

3.2 Preparación de la lechada

Para la preparación de las muestras para las pruebas de las lechadas de cemento se comienza haciendo un pesaje de cemento. La carga indicada en la báscula deberá tener una precisión del 0.1% de la carga indicada.

Los pesos deben tener una precisión dentro de la tolerancia que se muestra a continuación en la Tabla 5.

Tabla 5. Tolerancia al peso del cemento (API, 2009)

Peso (g)	Variación permitida (g)
1,000	± 0.5
500	± 0.35
300	± 0.30
200	± 0.20
100	± 0.15
50	± 0.10

Una vez pesado el cemento y antes del mezclado, se debe tamizar, según las especificaciones del ASTM C 183⁴. Para el tamizado se debe utilizar un tamiz de tela metálica número 20 (aberturas de 850 µm), que cumpla con los requisitos indicados en la norma ISO 3310-1⁵.

La temperatura del agua de mezcla en el recipiente dentro de los 60 s previos a la mezcla será de 23 °C ± 1 °C (73 °F ± 2 °F) y la del cemento dentro de los 60 s previos al mezclado será de 23 °C ± 1 °C (73 °F ± 2 °F).

Para las pruebas se utilizará agua destilada o desionizada. El agua de la mezcla se pesará directamente en un recipiente de mezcla limpio y seco, y no se debe agregar agua para compensar evaporación, hidratación, etcétera.

El dispositivo mezclador para la preparación de lechadas de cemento de pozo deberá ser de un tamaño de un litro (o un cuarto), de accionamiento inferior y de cuchilla tipo mezclador. A continuación (Figura 14) se presenta un ejemplo de mezclador de la marca Fann.

⁴ Práctica estándar para el muestreo y la cantidad de pruebas de cemento hidráulico.

⁵ Tamices de prueba. Requisitos técnicos y pruebas. Parte 1: Tamices de prueba de tela metálica.



Figura 14. Mezclador de velocidad constante Fann modelo 686CS. (Shale Tech slutions, 2024)

La paleta mezcladora y el recipiente mezclador deben ser construido con material duradero, resistente a la corrosión. El conjunto mezclador se construirá de tal manera que la hoja se puede quitar para pesar y cambiar. La paleta mezcladora se pesará antes de su uso y se reemplazará con una cuchilla sin usar cuando se haya producido una pérdida de masa del 10 %. Si se produce una fuga de agua alrededor de los empaques, se debe reemplazar todo el conjunto de cuchillas de la licuadora.

El procedimiento a seguir es el siguiente:

1. El recipiente de mezcla con la masa requerida de agua de mezcla se coloca sobre la base de la mezcladora el motor encendido y mantenido a $4,000 \text{ RPM} \pm 200 \text{ RPM}$ ($66,7 \text{ r/s} \pm 3,3 \text{ r/s}$).
2. Si la lechada tendrá aditivos se agregan, si no, se pasa al siguiente paso.
3. Se agrega la muestra de cemento a una velocidad uniforme en no más de 15 s.
4. Después de que se haya agregado todo el cemento al agua de la mezcla, se colocará la cubierta en el recipiente de mezcla y se continuará mezclando a $12,000 \text{ RPM} \pm 500 \text{ RPM}$ ($200 \text{ r/s} \pm 8,3 \text{ r/s}$) durante $35 \text{ s} \pm 1 \text{ s}$.

3.3 Densidad

La densidad de una lechada de cemento se realiza con una balanza de densidad de fluido presurizada. La balanza presurizada tiene un funcionamiento similar al de una balanza de lodo convencional, con la diferencia de que el fluido se puede colocar en un recipiente de volumen fijo bajo presión.

Capítulo 3. Pruebas de laboratorio

El propósito de colocar la muestra bajo presión es minimizar el efecto del aire arrastrado del mezclado, sobre las mediciones de densidad de la lechada. Al presurizar el recipiente de la muestra, el aire arrastrado se reduce a un volumen poco significativo, obteniendo así una densidad más cercana a la que se obtendrá.

Es importante que la balanza se encuentre correctamente calibrada. Esto se hace colocando fluidos como agua (con densidad conocida) o usando pesas especificadas por el fabricante.

El procedimiento a seguir es el siguiente:

1. El recipiente de muestra debe llenarse hasta un nivel ligeramente por debajo del borde superior del recipiente [aproximadamente 1/2 pulgada (12.7 mm)].
2. Posteriormente, se coloca la tapa sobre el vaso con la válvula de retención en la posición hacia abajo (abierta). Se empuja la tapa hacia abajo dentro de la boca del vaso hasta que se produce contacto superficial entre el borde exterior de la tapa y el borde superior del vaso. El exceso de lodo debe expulsarse a través de la válvula de retención. Después de colocar la tapa, se tira de la válvula de retención hacia arriba (posición cerrada), se enjuaga el vaso y las roscas con agua y se enrosca la tapa roscada en el vaso.
3. La bomba de presurización funciona de manera similar a una jeringa. La bomba se llena sumergiendo la punta del conjunto de la bomba en la lechada con el vástago del pistón en la posición completamente hacia adentro. Luego, el vástago del pistón se tira hacia arriba, llenando así el cilindro de la bomba con lechada.
4. La punta de la bomba se empuja sobre la superficie de la junta tórica de acoplamiento de la válvula de retención. El recipiente de muestra se presuriza manteniendo una fuerza hacia abajo sobre la carcasa del cilindro de la bomba para mantener la válvula de retención hacia abajo (abierta) y, al mismo tiempo, forzando el vástago del pistón hacia adentro. Se debe mantener una fuerza de aproximadamente 50 libras (255 N) o más sobre el vástago del pistón (como se muestra en la Figura 15).
5. La válvula de retención de la tapa se activa por presión, lo que significa que la presión en la copa mantiene la válvula cerrada. La válvula se cierra inicialmente levantando gradualmente la carcasa del cilindro de la bomba de presurización mientras se aplica presión al vástago del pistón. Cuando la válvula de retención se cierra, libere la presión en el vástago del pistón antes de desconectar la bomba.

Capítulo 3. Pruebas de laboratorio

6. El exterior de la copa debe enjuagarse y secarse. Luego, el instrumento debe colocarse sobre el borde del cuchillo. El peso deslizante debe moverse hacia la derecha o hacia la izquierda hasta que la viga esté equilibrada. La viga se equilibra cuando la burbuja adjunta está centrada entre las dos marcas trazadas.

La densidad se obtiene leyendo una de las cuatro escalas calibradas en el lado de la flecha del peso deslizante.

7. La presión se libera empujando la válvula hacia abajo. Para ello, se vuelve a conectar el conjunto de la bomba y se empuja hacia abajo la carcasa del cilindro de la bomba.

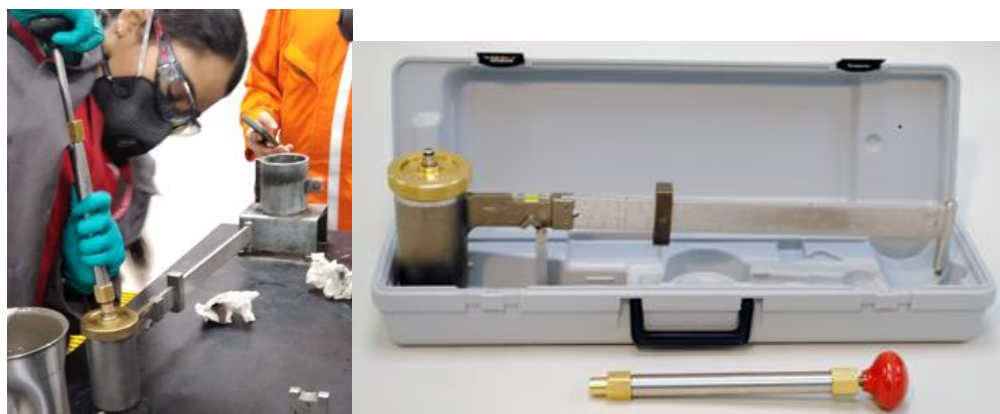


Figura 15. Balanza de lodo presurizada modelo 141 (Shale Tech slutions, 2024)

3.4 Acondicionamiento de la lechada

El consistómetro de presión atmosférica o consistómetro presurizado (funcionan a presión atmosférica) se utilizan para agitar y acondicionar la lechada de cemento. Consiste en un recipiente de suspensión cilíndrico giratorio, equipado con un conjunto de paletas esencialmente estacionarias, en un baño líquido con temperatura controlada. Mantiene la temperatura del baño a $27\text{ °C} \pm 1,7\text{ °C}$ ($80\text{ °F} \pm 3\text{ °F}$) y de hace girar el recipiente de suspensión a una velocidad de $150\text{ RPM} \pm 15\text{ RPM}$ ($2,5\text{ r/s} \pm 0,25\text{ r/s}$) durante el período de agitación y acondicionamiento de la suspensión. La paleta y todas las partes del recipiente expuestas al lodo deberán estar construidas con materiales resistentes a la corrosión.

El procedimiento a seguir es el siguiente:

1. Preparar la lechada según las especificaciones de la norma.
2. Llenar un recipiente de lechada de consistómetro limpio y seco hasta el nivel adecuado.

Capítulo 3. Pruebas de laboratorio

3. Montar el recipiente de purín y piezas asociadas, colocarlos en el consistómetro y arrancar el motor según las instrucciones de funcionamiento del fabricante. El intervalo entre la finalización de la mezcla y el inicio del consistómetro no deberá exceder de 1 min.
4. Agitar la suspensión en el consistómetro durante un período de $20 \text{ min} \pm 30 \text{ s}$. Mantener la temperatura del baño a $27 \text{ °C} \pm 1,7 \text{ °C}$ ($80 \text{ °F} \pm 3 \text{ °F}$) durante todo el período de agitación.

El acondicionamiento de la lechada se realiza previo a la realización de algunas pruebas como la reología, tiempo bombeable, resistencia a la compresión, fluido libre, entre algunas otras.



Figura 16. Consistómetro atmosférico Fann. (tennessine, 2024)

3.5 Reologías

Por medio de la prueba de reología se describe el comportamiento de la lechada en movimiento a través de la tubería y otros ductos. Para describir las propiedades reológicas de las lechadas de cemento se utilizan el modelo de plástico de Bingham o el modelo de la Ley de Potencia.

Esta prueba se realiza en un viscosímetro rotacional. Con este tipo de viscosímetro, la muestra está confinada entre dos cilindros concéntricos de radios R_1 y R_2 ($R_2 > R_1$), uno de los cuales, el rotor, gira a una velocidad de rotación constante Ω . La rotación de rotor en presencia de la muestra produce un torque que generalmente se mide en la pared del cilindro interior, pero también prevalece en el cilindro exterior.

Capítulo 3. Pruebas de laboratorio

Los radios del cilindro deben ser tales que la muestra sea homogénea y el esfuerzo cortante sea lo más uniforme posible en todo el espacio. Estas condiciones se cumplen si:

$$\frac{R_1}{R_2} > 0.9 \text{ y } R_2 - R_1 > 10 \times \Phi$$

Donde Φ = diámetro de la partícula de muestra más grande.

El viscosímetro rotacional debe ser capaz de medir la tensión de corte a velocidades de corte en el rango desde cerca de cero hasta al menos hasta 511 segundos recíprocos (1/s). Los instrumentos utilizados normalmente proporcionan un mínimo de cinco lecturas en ese rango. No se recomiendan instrumentos que proporcionen menos de cinco lecturas en ese rango de velocidad de corte.

Este viscosímetro es un instrumento de indicación directa accionado por un motor con o sin caja de engranajes reductora de velocidad. El cilindro exterior o “manguito” se acciona a una velocidad de rotación constante para cada ajuste de rpm (r/s).

Este procedimiento se recomienda cuando se utilizan viscosímetros atmosféricos o presurizados para mediciones superiores a 189 °F (87 °C). Por razones de seguridad.

El procedimiento para la determinación de las propiedades reológicas es el siguiente:

1. El instrumento (pesa, manga y copa) debe limpiarse y secarse antes de cada prueba.
2. La lechada de cemento debe prepararse de acuerdo con la Sección 6, Especificación API 10A.
3. La lechada de cemento preparada debe verterse inmediatamente en el recipiente de un consistómetro atmosférico o presurizado para su acondicionamiento. Este recipiente debe estar inicialmente a temperatura ambiente, ya que esto evita la posibilidad de choque térmico con aditivos sensibles a la temperatura. Luego, la suspensión se puede calentar a la temperatura de prueba deseada, hasta 189 °F (87 °C) en el consistómetro atmosférico; o a la temperatura y presión deseadas en un consistómetro presurizado, y de acuerdo al programa de prueba de tiempo bombeable apropiado para la aplicación de la cementación.
4. La lechada de cemento debe agitarse durante un período de 20 minutos después de que se haya alcanzado la temperatura (y presión) de acondicionamiento deseada. Si el acondicionamiento se realiza en un consistómetro presurizado, la suspensión debe enfriarse lo más rápido posible a 189 °F (87 °C) o la temperatura de prueba si es inferior a 189 °F (87 °C), antes de liberar la presión del consistómetro. Entonces se puede abrir de forma segura el consistómetro presurizado.

Capítulo 3. Pruebas de laboratorio

5. Cualquier aceite que pueda haber invadido la copa del consistómetro presurizado durante el período de preacondicionamiento debe secarse desde la parte superior de la suspensión. Después de secar el aceite, se debe retirar la paleta de lechada y la lechada se debe agitar vigorosamente con una espátula durante cinco segundos para volver a dispersar todos los sólidos que puedan haberse depositado en el fondo de la taza.
6. La lechada de cemento debe verterse inmediatamente en la copa del viscosímetro hasta la línea de llenado. La copa, la bobina y la manga del viscosímetro deben mantenerse a la temperatura de prueba dentro de $\pm 5^{\circ}\text{F}$ ($\pm 2^{\circ}\text{C}$) durante la duración de la prueba, utilizando un conjunto de copa calentado lo suficientemente grande como para permitir un buen control de la temperatura. Durante los pasos 5 y 6, se debe hacer todo lo posible para evitar que la suspensión permanezca estática durante cualquier período de tiempo.
7. Con la manga girando a las RPM más bajas, la taza precalentada debe elevarse hasta que el nivel del líquido esté en la línea inscrita en la manga. Esta operación minimizará la gelificación de la suspensión y asegurará una distribución uniforme de la suspensión.
8. La temperatura de la suspensión en la copa del viscosímetro debe registrarse antes de tomar la primera lectura. La lectura inicial del dial del instrumento debe tomarse 10 segundos después de la rotación continua a la velocidad más baja. Todas las lecturas restantes deben tomarse primero en orden ascendente y luego en orden descendente, después de una rotación continua de 10 segundos en cada velocidad. El cambio a la siguiente velocidad debe realizarse inmediatamente después de tomar cada lectura.

La lectura más alta recomendada debe tomarse a una velocidad de corte (velocidad equivalente) de aproximadamente 511 1/s. Se ha informado que exponer lechadas de cemento a velocidades de corte superiores a 511 1/s genera resultados inconsistentes. Si se desea, después de subir y bajar y después de medir la resistencia del gel, se pueden tomar lecturas a velocidades de corte superiores a 511 1/s. Después de tomar todas las lecturas, se debe registrar nuevamente la temperatura de la suspensión en la copa del viscosímetro.

9. La relación entre las lecturas de aceleración y desaceleración debe calcularse en cada velocidad. Esta proporción se puede utilizar para ayudar a calificar ciertas propiedades de la lechada
 - a. Cuando la relación en todas las velocidades es aproximadamente 1, esto es una indicación de que la lechada es un fluido que no se sedimenta y es independiente del tiempo a la temperatura promedio de prueba.

- b. Los valores de relación en su mayoría superiores a 1 pueden sugerir un asentamiento de la suspensión a la temperatura promedio de prueba. Además, si algunas lecturas de desaceleración a las mismas RPM son inferiores a 5 grados del instrumento (obtenidos con el viscosímetro en 12.4.2 con un factor de resorte de 1), esto puede ser una indicación adicional de la posibilidad de asentamiento.
- c. Los valores de proporción en su mayoría inferiores a 1 pueden sugerir la gelificación de la suspensión.
- d. Cuando diferencias significativas en las lecturas indican que la lechada de cemento no es estable, es decir, propensa a una sedimentación extrema o una gelificación excesiva, se deben considerar ajustes en la composición de la lechada.

Los valores reológicos se obtienen de la siguiente manera:

Viscosidad aparente: representa la resistencia de un fluido a ser deformado bajo una fuerza de corte. En el modelo de reología de **Bingham Plástico**, la viscosidad aparente se define como la relación entre la velocidad de corte y la tensión cortante en condiciones específicas. Es útil para evaluar el comportamiento del fluido bajo condiciones dinámicas, como el bombeo.

$$AV = \frac{R_{600}}{2}$$

Viscosidad plástica: mide la **resistencia interna** al flujo causada por las interacciones entre las partículas sólidas en el fluido, independientemente de su comportamiento elástico. En el modelo de Bingham, se relaciona con la fricción entre partículas sólidas. Una alta viscosidad plástica puede indicar una gran cantidad de sólidos en el fluido o sólidos de tamaño fino que interfieren con el flujo.

$$AV = R_{600} - R_{300}$$

Punto cedente: es la medida de la **capacidad del fluido para transportar recortes** y mantener sólidos en suspensión. Representa la tensión cortante que debe superarse para que el fluido comience a fluir. Un punto cedente alto indica que el fluido puede soportar sólidos en suspensión mejor, lo cual es beneficioso para transportar los recortes hacia la superficie.

$$AV = R_{300} - PV$$

Capítulo 3. Pruebas de laboratorio

Resistencia de geles: mide la **fuerza interna del fluido cuando está en reposo**, es decir, su capacidad para evitar la sedimentación de los recortes o sólidos cuando el fluido no está en movimiento.

$$gel = R_3 @ 10 \text{ seg}, 10 \text{ min y } 30 \text{ min}$$

Donde:

R600 = Es la lectura a 600 RPM en Pascal o lbf/100 ft²

R300 = Es la lectura a 300 RPM en Pascal o lbf/100 ft²

R3 = Es la lectura a 3 RPM en Pascal o lbf/100 ft²



Figura 17. Viscosímetro rotacional Fann. (Perforador 2.0, 2024)

3.6 Tiempo bombeable

Los resultados de la prueba del tiempo bombeable en laboratorio proporcionan un indicio del tiempo que una lechada de cemento permanecerá bombeable en un pozo. Las condiciones de la prueba deben representar el tiempo, la temperatura y la presión a los que estará expuesta la lechada de cemento durante las operaciones de bombeo.

Esta prueba se realiza en un consistómetro presurizado. El aparato usado más común tiene un cilindro giratorio equipado con un conjunto de paletas estacionarias, todo encerrado en un recipiente a presión capaz de soportar las presiones y temperaturas simuladas (del pozo), por lo que deben estar fabricadas con materiales resistentes a la corrosión. El espacio entre el recipiente de lodo y las paredes del recipiente a presión debe estar completamente lleno de aceite que cuente con las siguientes propiedades físicas:

- Viscosidad = 49 – 350 SSU a 100 °F (7 – 75cSt).
- Calor específico = 0.5 – 0.58 Btu/lb x °F (2.1 – 2.4 kJ/9kg x K).
- Conductividad térmica = 0.0685 – 0.0770 Btu/ x pies² x °F/pie (0.119 – 0.133 W/mxk).
- Gravedad específica = 0.85 – 0.91.

Capítulo 3. Pruebas de laboratorio

La consistencia de una lechada de cemento se expresa en unidades Bearden de consistencia (B_c). Este valor se mide mediante un mecanismo de potenciómetro y un circuito de medición de voltaje. Estos deben calibrarse mensualmente.

Se debe tomar en consideración el procedimiento y los límites recomendados por el fabricante del equipo, pero se debe dar preferencia al procedimiento propuesto por la norma API 10 B. El procedimiento a seguir para realizar la prueba es el siguiente:

1. Montaje y llenado del contenedor de lodo.

Se ensambla y se llena el contenedor de lodo de la siguiente manera:

- a. Limpiar y lubricar los rebordes de la copa.
 - b. Inspeccionar el diafragma.
 - c. Ensamblar el conjunto del eje de la paleta y fijarlo en la manga de la copa con el anillo de brida.
 - d. Asegurarse de que la paleta gire libremente.
 - e. Invertir el conjunto de la copa de lodo y fijarlo hasta la parte superior.
 - f. Golpear para sacar el aire.
 - g. Atornillar la placa base y asegurarse de que la lechada salga por el orificio central.
 - h. Atornillar el tapón central (cojinete de pivote) en el recipiente.
 - i. Limpiar todo el cemento de las superficies externas.
 - j. Verificar la paleta para asegurarse de que gire suavemente.
 - k. Cargar el conjunto de copa en el consistómetro.
2. Inicio de la prueba. Se engancha el recipiente de lodo en la mesa de accionamiento a presión, se comienza a girar asegurando el mecanismo del potenciómetro para enganchar la barra impulsora del eje de la paleta. En este punto, el eje de la paleta no debería estar girando.
3. Se comienza a llenar el recipiente con aceite y se cierra el conjunto del cabezal. Se inserta el dispositivo sensor de temperatura a través del orificio en el conjunto del cabezal y se engancha parcialmente las roscas.
4. Después de que el recipiente a presión esté completamente lleno de aceite, se aprietan las roscas del dispositivo sensor de temperatura. La prueba debe iniciarse dentro de los 5 minutos siguientes al cese de la mezcla.

Capítulo 3. Pruebas de laboratorio

Durante el período de prueba, la temperatura y la presión de la lechada de cemento en el recipiente de lechada deben aumentarse de acuerdo con el programa de prueba de simulación de pozo apropiado. Los horarios pueden calcularse o tomarse de tablas. La temperatura de la lechada de cemento debe determinarse mediante el uso de un termopar tipo J (clasificación ASTM, especial) ubicado en el centro del recipiente de la lechada.

El tiempo de espesamiento es el tiempo transcurrido desde la aplicación inicial de presión y temperatura hasta el momento en que la suspensión alcanza una consistencia que se considera suficiente para hacerla no bombeable (por ejemplo, 70 o 100 B_c). Se debe documentar la consistencia de la suspensión a la cual se terminó la prueba del tiempo de espesamiento.



Figura 18. Consistómetro presurizado.

3.7 Esfuerzo compresivo

En esta prueba se mide la resistencia del cemento. Esto se hace en un aparato normalmente conocido como UCA (Analizador Ultrasónico de Cemento) por sus siglas en inglés. Con este equipo se simulan las condiciones de temperatura y presión del pozo (alta presión y temperatura, HPHT) y se obtiene una curva de desarrollo de resistencia en función del tiempo.

Los moldes y el dispositivo de prueba para pruebas de resistencia a la compresión deben cumplir con los requisitos de ASTM C 109⁶, excepto que los moldes pueden ser separables en más de dos partes. Se debe calibrar el dispositivo de prueba para que tenga una precisión de $\pm 1\%$ en todo el rango de carga esperado. Los moldes y el dispositivo de prueba deben calibrarse al menos cada dos años.

Las caras interiores de los moldes y las superficies de contacto de las placas pueden estar recubiertas con agente desmoldeante. Los moldes ensamblados deben ser herméticos. Se debe tener cuidado para garantizar que no quede ninguna gota de sellador en el interior del molde.

⁶ Método de prueba estándar para la resistencia a la compresión de morteros de cemento hidráulico.

Capítulo 3. Pruebas de laboratorio

El procedimiento a seguir es el siguiente:

1. Se debe preparar la lechada de cemento de acuerdo con las especificaciones de API 10 A, como se mencionó anteriormente.
2. La lechada se vierte en moldes cilíndricos (normalmente de 2 pulgadas de diámetro y 2 pulgadas de altura), los cuales se utilizarán para la prueba de resistencia. Estos moldes deben ser resistentes y estables para soportar el proceso de curado.
3. Los moldes con la lechada se someten a condiciones de curado específicas, que incluyen temperatura y presión controladas. Este curado puede realizarse bajo condiciones atmosféricas o en condiciones de alta presión y temperatura (HPHT), dependiendo de las condiciones que se deseen simular.
4. El tiempo de curado está especificado, generalmente en intervalos de 8, 24 y 72 horas o más, dependiendo del tipo de cemento y del diseño de la prueba.
5. Después del período de curado, las muestras de cemento endurecido se retiran de los moldes cuidadosamente para evitar daños. Las muestras deben estar completamente formadas y sin defectos visibles.
6. Las muestras curadas se colocan en una prensa de compresión para medir su resistencia compresiva. Esta prensa aplica una carga gradual a la muestra hasta que se produce la fractura.

La resistencia a la compresión se calcula dividiendo la carga máxima aplicada en el momento de la fractura entre el área de la sección transversal de la muestra. La unidad de medición es generalmente psi (libras por pulgada cuadrada) o MPa (megapascas).

Los resultados de la prueba se registran y se comparan con los valores de diseño para verificar si el cemento cumple con los requisitos de resistencia especificados. Este análisis es crucial para determinar la integridad de la cementación y su capacidad para soportar las condiciones del pozo.



Figura 19. Analizador Ultrasónico de Cemento (UCA) y prensa.

Capítulo 4. Ejecución de las cementaciones

4.1 Cementaciones primarias

En la guía operativa de diseño de cementación (PEMEX, 2019), menciona que la cementación de tuberías de revestimiento se refiere a la colocar lechadas de cemento en el espacio anular, entre la tubería de revestimiento y la pared del pozo (formación). El cemento se endurece de manera que forma un sello hidráulico, evitando la migración de fluidos de la formación hacia el espacio anular, zonas de menor presión o a la superficie. Sus principales objetivos son:

- Proporcionar aislamiento entre las zonas del pozo que contienen gas, aceite y agua.
- Soportar el peso de la propia tubería de revestimiento.
- Reducir el proceso corrosivo de la tubería de revestimiento de los fluidos del pozo.
- Evitar derrumbes en la pared de formaciones no consolidadas.

Se clasifican en función del tipo de tubería a cementar, que pueden ser largas o cotas.

4.1.1 Cementación de tuberías de revestimiento largas

Este tipo de tuberías se cuelgan en superficie. Las condiciones operativas, límites de equipo y ventana operacional, definirán: el tipo de accesorios a emplear, número de lechadas a bombear, cimas de cemento, presiones y gasto de bombeo, sobre desplazamiento⁷ y tiempo de fraguado⁸.

4.1.1.1 Secuencia operativa

Según la guía práctica para diseñar y efectuar cementaciones primarias de Pemex, perforación y mantenimiento de pozos (Pemex), para la introducción y cementación de una tubería de revestimiento se debe seguir la secuencia que se presenta a continuación

- Efectuar una junta de seguridad con el personal involucrado en la operación.
- Revisar la cabeza de cementación e instalar los tapones. Esto se debe hacer durante la circulación.

⁷ Nunca debe ser mayor al 50% del volumen existente entre la zapata y el cople y aplica en aquellos casos en los que se bombee el volumen calculado de desplazamiento y no se observe el acoplamiento del tapón limpiador con el cople.

⁸ Hasta que el cemento alcance por lo menos 500 psi de esfuerzo compresivo.

Capítulo 4. Ejecución de las cementaciones

- Instalar y probar las líneas de cementar a 5,000 psi.
- Bombear los baches de lavado y espaciado. Los baches lavadores deben estar previamente preparados para ser bombeados sin ocasionar retrasos en la operación. Una vez bombeado el bache lavador, se descarga la presión diferencial para probar el equipo de flotación y la integridad de la tubería de revestimiento.
- Soltar tapón limpiador. Al soltar el tapón de diafragma, se debe verificar el viaje del mismo por medio del indicador que se localiza en la cabeza de cementar.
- Mezclar y bombear cemento. Al inicio debe hacerse a bajo gasto para romper el gel del lodo y establecer circulación, posteriormente se bombea al gasto programado. Durante el mezclado se debe mantener la lechada homogénea. Esto se logra con el uso de un recirculador y se controla por medio de lecturas del densistómetro, auxiliados con lecturas de la balanza de lodos presurizada.
- Soltar tapón de desplazamiento. Al liberar el tapón de desplazamiento se verifica que el número de vueltas para sacar el vástago que soporta al tapón de desplazamiento coincida con las cuantificadas durante la revisión de la cabeza de cementación. Además, la salida del tapón se detecta por medio del indicador de paso del tapón.
- Desplazar la lechada. El gasto de desplazamiento debe ser de acuerdo con el diseño. Cuando el tapón de desplazamiento esté por llegar a su tope final de acuerdo con cálculos, disminuir el gasto de bombeo a la mitad para evitar un incremento brusco de presión interna en la TR por la súbita llegada del tapón.
- Si el desplazamiento se efectúa con bomba del equipo, se recomienda disminuir el gasto cuando el 70% del volumen de desplazamiento programado ha sido bombeado.
- Si el desplazamiento se efectúa con la unidad cementadora, se recomienda disminuir el gasto cuando falten 10 barriles del volumen de desplazamiento programado.
- Descargar presión y verificar equipo de flotación. La presión final se descarga en las cajas de la unidad de alta presión, para cuantificar el volumen de fluido que regresa y al mismo tiempo verificar el funcionamiento del equipo de flotación. Si al descargar la presión se observa que no se suspende el flujo del lodo, cerrar la válvula de descarga para verificar la presión diferencial, bombear nuevamente un volumen de lodo hasta observar un ligero incremento de presión y cerrar las válvulas para esperar el tiempo de fraguado total con el pozo represionado con presión diferencial.

Capítulo 4. Ejecución de las cementaciones

- Colocar anillo de cemento superficial. Por programa y cuidando el entorno ecológico, el cálculo de cemento para una tubería superficial se hace evitando que salga a la superficie, para que, una vez terminada la operación, se proceda a colocar el anillo superficial de cemento.
- Espera de fraguado. El tiempo de espera de fraguado está en función de las pruebas de esfuerzo compresivo. Pruebas de laboratorio han demostrado que cuando el control de la calidad de la cementación es oportuno, el tiempo en que el cemento alcanza un esfuerzo compresivo de 500 psi (35 kg/cm^2) a las condiciones de 3000 psi y temperatura estática de fondo del pozo es dentro de las primeras 8 a 12 hr de curado. Tiempo que se recomienda como espera de fraguado.

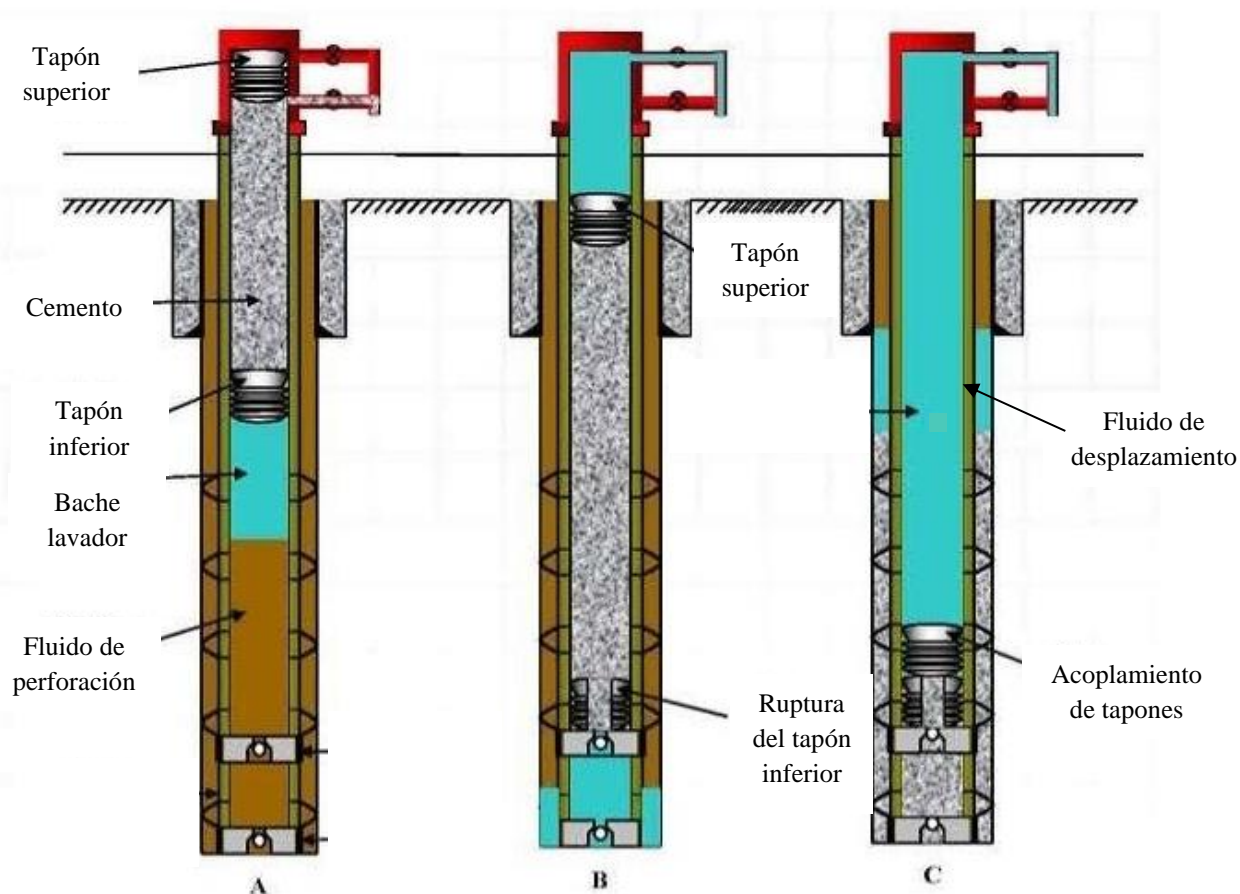


Figura 20. Secuencia operativa de la cementación de una tubería de revestimiento (Petroleum Gallery)

4.1.2 Cementación de tuberías cortas (liner)

En este caso, la tubería no ira desde la superficie hasta el fondo del pozo; la longitud de esta tubería permite cubrir el agujero descubierto, quedando una parte traslapada con la tubería de revestimiento anterior. (PEMEX, 2019) Las ventajas que tiene el uso de estas son:

- Bajo costo debido a la menor cantidad de tubería usada (en comparación con una llevada a superficie).
- Pueden bajarse al fondo del pozo mucho más rápido, ya que una vez conectada la cantidad requerida, esta es introducida con la tubería de perforación.
- Ayuda a corregir el desgaste de la última tubería de revestimiento cementada. Al continuar la perforación existe la posibilidad de desgastar la tubería de revestimiento⁹.
- Evita el uso de grandes volúmenes de cemento debido a que estas no se comentan hasta la superficie.

Para la realización de este tipo de cementaciones se deben tomar en cuenta: pruebas de línea de cementación, traslape con la tubería de revestimiento anterior, accesorios, activación del colgador o empacador, numero de lechadas a bombear, sima de cemento sobre la boca del liner, volúmenes de bombeo y desplazamiento, presiones y gastos de bombeo, y sobre desplazamiento.

4.1.2.1 Secuencia operativa

Cuando se toma la decisión de introducir y cementar una TR corta o liner, el diseño de la cementación previamente descrito es aplicable calculando los volúmenes de lechada y desplazamiento de acuerdo con la geometría del pozo. Se utilizan accesorios de TR adicionales, y las diferencias en la secuencia operativa son las siguientes:

- Revisar la cabeza de cementación e instalar los dardos. Si el colgador del liner es hidráulico, soltar la canica antes de instalar la cabeza.
- Colgar y soltar la TR corta. Antes de colgar el liner, se checa el peso de la sarta. El liner se cuelga y suelta de acuerdo con el tipo y especificaciones del conjunto colgador. Para comprobar que el liner fue soltado, se comprueba que el peso de la sarta en el indicador de peso del equipo de perforación sea el correspondiente al de la tubería de perforación flotada.

⁹ Se corrige mediante el uso de una extensión o complemento de una tubería corta.

Capítulo 4. Ejecución de las cementaciones

- Bombear baches lavador y espaciador.
- Mezclar y bombear cemento.
- Soltar el dardo de desplazamiento. Al liberar el dardo de desplazamiento se verifica la salida de este por medio del indicador del paso del dardo.
- Desplazar la lechada. El gasto de desplazamiento debe ser de acuerdo con el diseño. El desplazamiento se efectúa con la unidad cementadora. Cuando se haya desplazado la capacidad de la tubería de perforación TP se detecta el acoplamiento del tapón de desplazamiento al tapón limpiador alojado en la herramienta soltadora. Se continúa el desplazamiento recomendándose disminuir el gasto faltando 10 bl del volumen de desplazamiento programado.
- Verificar el equipo de flotación.
- Activar el empacador sacando pernos y cargando peso con rotación.
- Esperar 15 minutos y finalmente recuperar la herramienta soltadora a superficie.

4.1.2.2 Complementos y extensiones

El complemento de o extensión de TR asciende desde la boca de liner hasta un punto superior en el interior de la TR anterior (o hasta superficie) y pueden cementarse o no, según el objetivo de la propia extensión.

Los aspectos a considerar en este tipo de operaciones son: la longitud del complemento o extensión, accesorios, secuencia operativa¹⁰, volumen y tipo de lechada y desplazamiento.

¹⁰ El desarrollo de actividades de la cementación debe describirse en el programade cementación, detallando la secuencia de operaciones.

Capítulo 5. Evaluación de cementaciones

Como se mencionó anteriormente, el cemento es considerado una de las barreras principales para asegurar la integridad del pozo, reduce los riesgos de fugas de fluidos o accidentes y ayudan a prolongar la vida productiva del pozo. Por esto, es importante evaluar objetivamente el trabajo realizado.

La guía operativa del diseño de cementaciones de Pemex (2019), sugiere los siguientes cuestionamientos que se deben resolver durante dicha evaluación: ¿hay presencia de cemento en el espacio anular? ¿se puede justificar el aislamiento hidráulico cuando el pozo de encuentre en producción? ¿el cemento representa una barrera física suficiente para la integridad del pozo? ¿se considera necesario un trabajo de reparación para lograr condiciones óptimas de aislamiento?

Para resolver estas cuestiones no podemos apoyar de los parámetros de operación y la evaluación post-evaluación.

Parámetros de operación: Las condiciones presentes durante la operación como circulación, presión final, retornos a superficie, medición de densidad durante la operación y pruebas del equipo de flotación. Estas deben estar dentro de rango de operación definidos en la simulación de la cementación.

Evaluación post-operación: Pasado el tiempo de fraguado se debe evaluar la consistencia del cemento de la siguiente manera:

- I. Inicialmente con peso proporcionado por la sarta con la que se molerá.
- II. Tiempos de molienda por cada metro de cemento rebajado.
- III. Evaluación de la consistencia y firmeza de los recortes de cemento recuperados en superficie.
- IV. Pruebas de presión.
- V. En liners, pruebas de alijo.
- VI. Registros eléctricos¹¹.

¹¹ Los registros sínicos y ultrasónicos de cementaciones son fundamentales, en la valoración de la integridad del cemento.

La integración de los indicadores de evaluación determinará si la cementación primaria cumple con el objetivo de o si son necesarios trabajos de cementación secundaria.

5.1 Pruebas de presión

Para asegurar que la corrección de la cementación sea efectiva, se deben realizar pruebas que simulen las condiciones de operación a las que se someterá durante la continuidad de la perforación y durante su vida productiva. Esto se hace mediante pruebas positivas y negativas.

Prueba de presión positiva: Se deben realizar en baja con 500 psi por 5 minutos y en alta 1.1 veces o 500 psi por encima de la presión más alta esperada en superficie con presión estabilizada durante 10 minutos. Para que sea aceptadas no debe existir una caída de presión mayor al 10% durante 10 minutos.

Prueba de presión negativas: Se deben realizar por 30 minutos con lecturas estabilizadas, sin mostrar incremento de presión en superficie y debe ser realizada con al menos la máxima presión diferencial esperada. Se debe llevar un registro de volúmenes bombeados y desplazados para identificar el ingreso de fluidos durante el aligeramiento de la columna.

5.2 Cementación secundaria

Las cementaciones secundarias son trabajos cuyo objetivo es la de llenar las cavidades donde la cementación primaria no alcanzó a cubrir, corregir alguna anomalía presente en la tubería del pozo o abandonar algún intervalo productor (PEMEX, 2019)

Para determinar el tipo de cementación secundaria (a baja presión o a alta presión) se debe realizar una prueba de admisión y se aplica el siguiente criterio para definirlo:

- ✓ Presión de admisión < presión de trabajo de CSC¹² o zonas de debilidad = a baja presión
- ✓ Presión de admisión > presión de trabajo de CSC o zonas de debilidad = a alta presión

5.2.1 Cementación forzada a baja presión (TxC¹³)

Se debe tomar la presión de admisión de la formación como valor máximo de trabajo para inyectar el cemento a las zonas a corregir. Cuando la presión de admisión sea menor que la presión de trabajo de las conexiones superficiales, estos trabajos se pueden realizar sin herramientas. Se coloca un TxC balanceado y se inyectará a las presiones determinadas por la prueba de admisión. (PEMEX, 2019)

¹² Conexiones superficiales de control

¹³ Tapón por circulación

Los aspectos que se deben considerar para la colocación de este son la profundidad de colocación, la longitud del tapón, los volúmenes de desplazamiento, el diseño de la lechada, la profundidad de la TP para la inyección¹⁴, volumen y presión de inyección.

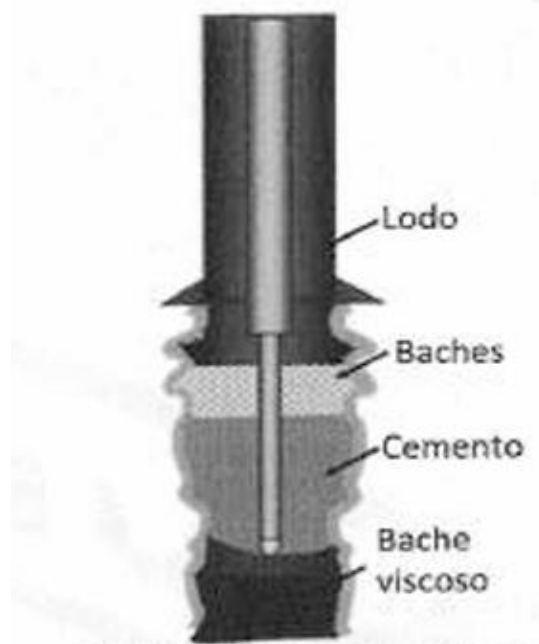


Figura 21. Tapón por circulación (PEMEX, 2019)

5.2.2 Cementación forzada a alta presión (forzadas)

En la cementación forzada se aplica presión hidráulica para hacer llegar la lechada a un punto específico. Su objetivo es crear un sello mediante el llenado con cemento de todas las perforaciones, fracturas o canales detrás de la TR o para eliminar un problema de comunicación en el espacio anular.

Si la presión de admisión es mayor a la presión de trabajo de las conexiones superficiales de control, la tubería de revestimiento, o alguna boca de liner es necesario usar herramientas como empacadores recuperables o retenedores de cemento.

¹⁴ Si las condiciones del pozo lo permiten, se recomienda levantar 300m arriba de la cima de cemento para realizar la inyección.

Capítulo 6. Caso de estudio: Pozo Tithonia de aguas someras

6.1 Estado mecánico del pozo

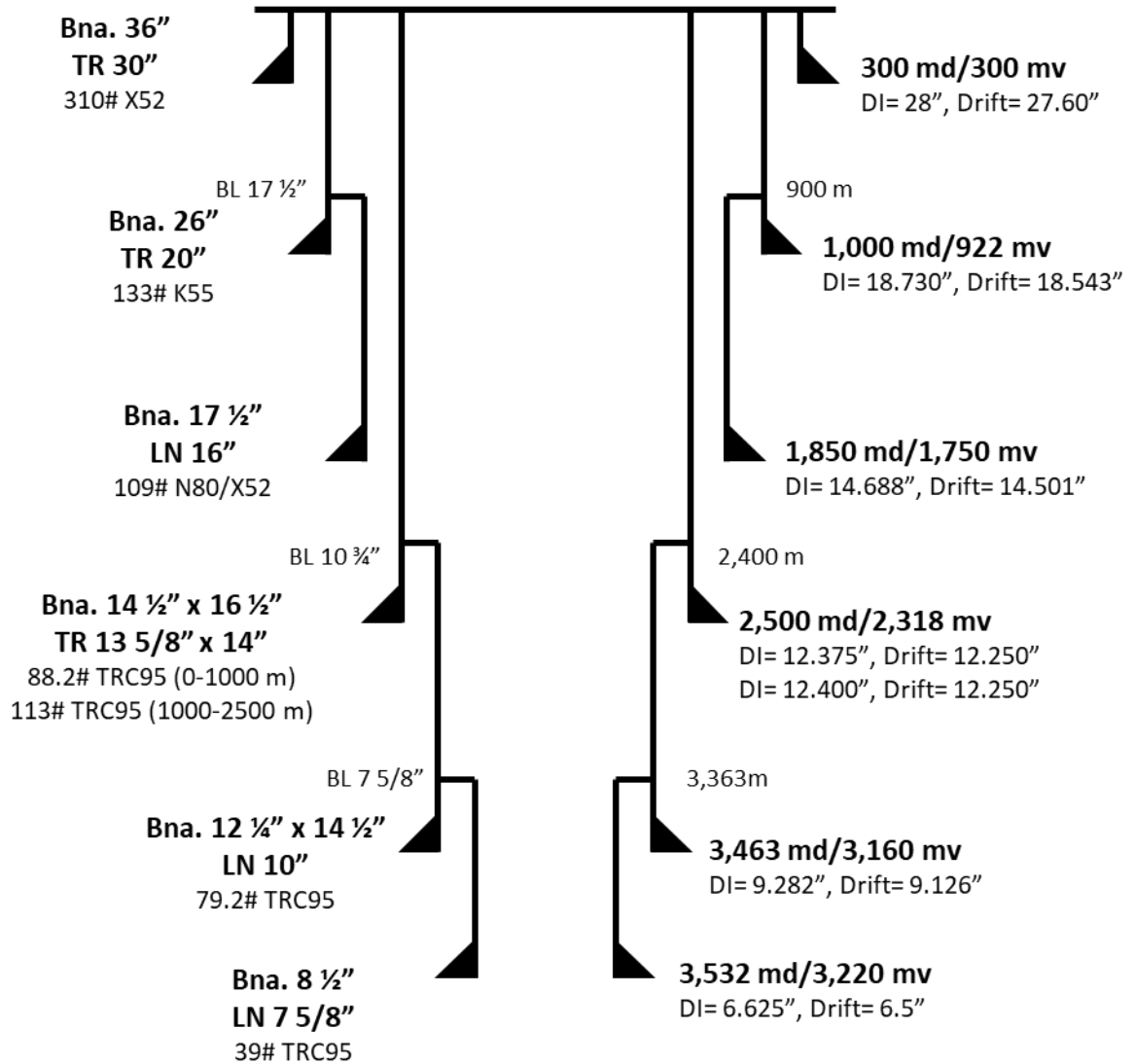


Figura 22. Estado mecánico del pozo Tithonia 05

6.2 Presentación del caso

El pozo Tithonia 05 se encuentra ubicada en el Campo de aceite Tithonia, el cual se localiza geográficamente en aguas territoriales del Golfo de México.

La perforación de este pozo consistía en seis etapas (tres tuberías de revestimiento largas y tres cortas o liners para llegar a una profundidad de 3,532 metros desarrollados. El problema se presentó en la cementación de la tercera etapa (liner de 16”).

6.2.1 Narrativa de los hechos ocurridos

La perforación de la etapa de 16” se inició, con una sarta rotatoria navegable con herramientas direccionales PWD, LWD y MWD, con una barrena PDC de 17 ½” desde que rebajó cemento y accesorios de la etapa anterior de 20” (a reconocer fondo perforado a 1000 md) hasta llegar a la profundidad de 1,850 metros desarrollados, sin mostrar anomalías.

Se inició con la introducción del Liner 16", 109 Lb/ft, N - 80, conformado por zapata guía y cople diferencial, cople de retención, dando un torque óptimo de 70,000 lbs*ft.

Al encontrarse la zapata guía a la profundidad de 1,848 md circuló para realizar la limpieza de pozo con 30 EPM, 280 PSI, 205 GPM. Posteriormente, se realizó la instalación de la cabeza de cementar y su conexión a la UAP y efectuó la junta de seguridad.

Con zapata flotadora de 16” a 1,848 md, se realizó la cementación del liner de 16”, bombeando 60 barriles de bache espaciador de 1.60 g/cm³; Q=5 BPM, PB=450 PSI. Posteriormente, paró el bombeo, mezcló y bombeó de 79 barriles de lechada única con densidad de 1.95 g/cm³ con PB =200 300 psi y Q= 3-3.5 BPM. Después, liberó el dardo de desplazamiento en la cabeza de cementar e inicio el deslazamiento de la lechada con un bache espaciador de densidad de 1.60 g/cm³ con Q= 5 BPM y PB= 500-600 PSI.

Finalmente, se desplazó con lodo de emulsión inversa con densidad de 1.51 g/cm³, iniciando con 30 barriles con PB= 450 psi y después 20 barriles con Q= 4 BPM y PB=450 PSI. Continuó con el bombeo de lodo sin observar acoplamiento del dardo tapón sólido al cople de retención, con un volumen total de desplazamiento de 667 BBL de lodo de emulsión inversa de 1.51 g/cm³ alcanzando una presión de 250 psi.

Después de esto, se liberó la canica de 2.3/4” y esperó la gravitación de esta para efectuar el procedimiento de expansión del colgador del liner con presión de 5,200 PSI, donde observó corte del anillo de expansión. Continuó con la expansión completa del colgador con una presión de 5,500 PSI. Verificó el anclaje del colgador y liberó el liner cargando 158 toneladas (39 adicionales a las 119 del peso el liner). Finalmente esperó 10 minutos y levantó la sarta libremente.

Capítulo 6. Caso de estudio: Pozo Tithonia de aguas someras

Después de eliminar la cabeza de cementar, verificar libre flujo y sacar a superficie soldador del conjunto colgador, continuaron con las operaciones rutinarias del armado de la sarta con barrena PDC de 14 ½” con la que se realizaría el rebaje del cemento y accesorios.

Con barrena PDC de 14 ½” y sarta rotatoria navegable, a una profundidad de 936 m, realizó limpieza del pozo por circulación. Posteriormente, reconoció cima de cemento a 1,803 md, efectuó prueba de integridad de TR con 500 PSI en baja y 1000 PSI en alta durante 10 min satisfactoriamente.

Se comenzó con el rebaje de cemento y accesorios, con dificultades al principio al no notar avance. Posteriormente, al bajar barrena PDC 14 1/2" de 1,843 a 1,849 m, no se detectó cemento consistente y reconoció fondo perforado a 1,850 m, con 5 ton, récord 46 m en 6 horas con 32 minutos.

Se efectuó una prueba de admisión con 20 barriles de lodo de emulsión inversa (EI) de 1.51 g/cm³ con Q=0.5-2 BPM y Pb=185-495 PSI. Se observó admisión al llevar 7 barriles bombeados (presión de 430 PSI). Continúo bombeando hasta alcanzar una presión máxima de 495 PSI donde suspendió el bombeo y estabilizó presión a 230 PSI en 10 minutos.

Al notar la admisión, se comenzó con los preparativos de la propuesta para colocar un TXC (tapón por circulación) para remediar la falla a la profundidad de 1,849 md. Se programó un tirante de 150 metros lineales.

Se efectuó la cementación del TXC con UAP bombeó 62.9 barriles de bache espaciador de 1.75 g/cm³ a un gasto de 3 BPM y PB=148 PSI. Liberó bola de esponja de 7” (limpiador de TP). Mezcló y bombeó 103 barriles de lechada única de amarre con densidad de 2 g/ cm³ con PB =230-300 PSI y Q= 3 BPM. Liberó segunda bola de esponja de 7” (limpiador de TP). Posteriormente se inició el desplazamiento de la lechada con 6.2 barriles de bache espaciador de 1.75 g/cm³ con Q= 3 BPM y PB= 139 PSI y 42.3 barriles a un Q=2BPM y PB=160 PSI. Finalmente bombeó 70.08 barriles de lodo de emulsión inversa de 1.51 g/ cm³ con Q= 3 BPM y PB= 107-200 PSI.

Al finalizar, se esperó 24 horas de fraguado y se introdujo barrena PDC de 14 ½” y sarta rotatoria y reconoció la cima del cemento con 5 toneladas a 1,763 md. Realizó satisfactoriamente la prueba de hermeticidad a la TR con 1000 PSI, continuando así con la perforación del pozo.

6.3 Planteamiento del problema e hipótesis de la falla

El problema en este caso es la presencia de cemento sin consistencia y falta de hermeticidad en la zapata del liner de 16" a la profundidad de 1,849 md. Esta falla se puede presentar por alguna de las siguientes posibles causas:

- Contaminación de la lechada por efecto de sistema de dardo- tapón sencillo.
- Tiempo bombeable extendido en la lechada de 1.95 g/cm^3 por efecto del tiempo estático en la activación, anclaje y expansión del conjunto colgador.
- Mal diseño de lechada de cemento por efecto de datos erróneos de temperatura estático o circulante.

6.4 Mejores prácticas

Las mejores prácticas se refieren a un conjunto de métodos, procedimientos y enfoques que la empresa utiliza para optimizar sus operaciones, mejorar la eficiencia y garantizar el cumplimiento de normativas y estándares internacionales en la industria energética.

Estas mejores prácticas abarcan diversas áreas de la empresa, desde la exploración y producción de hidrocarburos hasta la refinación, distribución y aspectos de seguridad y medio ambiente. (Pemex)

En este caso, deben aplicarse las mejores prácticas correspondientes a la cementación. Para este caso en particular, se considera la aplicación de las siguientes Mejores prácticas para la prevención de fallas de introducción y cementación de liner:

- Circulación del tiempo de atraso previo a la operación de cementación.
- Activación, expansión y liberación de herramienta soltadora con eventos de presión a la profundidad de la boca de liner.
- Cima de cemento por debajo de la boca de liner (cima canalizada menor al 80%).
- Verificación de caducidad y calidad de cemento y aditivos.
- Cementación con muestras de cemento de plataforma.
- Reconocimiento de fondo perforado con circulación.
- Revisión de silos previo a la operación.

Capítulo 6. Caso de estudio: Pozo Tithonia de aguas someras

- Prueba de gastos con liner en fondo.
- Pozo sobre balance (controlado) previo y durante la operación.
- Revisión de planes de contingencia.
- Prueba de eficiencia de bombas.
- Uso de balanza presurizada para medición de densidad de bache espaciador y lechada de cemento.
- Conteo físico de cajas de UAP (capacidad de 10 bl)

Es importante resaltar estas pues su correcto cumplimiento, deberían llevar a la ejecución de las actividades realizadas de manera óptima, pero al existir fallas durante las operaciones, se deben analizar y estudiar los hechos para llegar a su origen de e implementar nuevas acciones para que no se repitan

6.5 Desarrollo de las hipótesis

El principal objetivo de una cementación es proveer de un sello perfecto que aisle las formaciones. Una vez que se coloca la tubería en sitio, el cemento debe cubrir la zona, fraguar y desarrollar resistencia mecánica lo suficiente como para mantener el sello hidráulico permanentemente en el tiempo. Los errores en el diseño y la preparación de la lechada de cemento pueden traer consecuencias como:

- Pérdida de integridad del pozo
- Daños estructurales en la tubería
- Fugas de fluidos
- Aumento de tiempos no productivos (NTP)
- Problemas con el control de pozos
- Problemas en la seguridad
- Aumento de costos económicos

Por esto es importante que cuando se presenta alguna falla, se identifique el motivo por el cual se presentó esta, e implementar medidas necesarias para que en futuras ocasiones se evite el problema. A continuación, se describen a detalle las hipótesis mencionadas anteriormente.

6.5.1 Hipótesis 1

Contaminación de la lechada por efecto de sistema de dardo - tapón sencillo

La lechada de cemento se diseña (al mezclar el agua, el cemento y los diferentes aditivos) para que cumpla con los requerimientos necesarios, según las características en cada pozo, pero al estar en contacto con el lodo de perforación, se contamina, por lo que ven comprometidas las propiedades de la lechada. Algunas consecuencias de la contaminación de la lechada son:

Reacciones químicas adversas que afectan la estabilidad del cemento, así como problemas en el fraguado y su endurecimiento.

Canalización, es decir, la formación de canales o vías de paso dentro del cemento, a través de los cuales los fluidos (agua, gas o hidrocarburos) pueden migrar. Este fenómeno compromete la integridad del pozo porque evita que se logre un sellado hermético.

Comunicación interzonal se refiere a la migración de fluidos entre diferentes zonas de formación hacia dentro del pozo. Esto ocurre cuando el cemento que se coloca entre la formación y las tuberías no logra aislar completamente las diferentes zonas, permitiendo que los fluidos se muevan de una formación a otra.

Baja adherencia se refiere a la falta de una buena unión entre la lechada de cemento y las superficies que debe sellar, tubería de revestimiento o la formación y el cemento. Esta deficiencia puede comprometer la integridad del pozo, al no cumplir adecuadamente su función de sellado y soporte estructural.

Entonces, es importante realizar una limpieza previa a la introducción de la lechada al interior del pozo, esto se puede realizar mediante baches lavadores y espaciadores. Cuanto más eficiente sea la remoción del lodo, más eficiente será dicho sello.

Por esto se implementan algunas acciones que ayudan a la mejor limpieza del pozo y por lo tanto una mejor cementación. Una de estas es la circulación o acondicionamiento; antes de comenzar el desplazamiento de los baches y de la lechada, se circula el lodo dentro del pozo para mejorar la movilidad del lodo y por lo tanto incrementa su capacidad del desplazamiento.

Sistema dardo-tapón

Como se mencionó en capítulos anteriores, el sistema dardo-tapón es un mecanismo utilizado en las operaciones de cementación de pozos petroleros para desplazar la lechada de cemento y asegurar que esta se coloque correctamente entre la tubería de revestimiento y la formación. Este sistema es fundamental para lograr una cementación efectiva. Su propósito es asegurar que la lechada de cemento se bombee de manera controlada y eficiente, separando los fluidos de desplazamiento del cemento y evitando la contaminación entre ellos.

Es importante resaltar que existen distintos tipos de este sistema y su elección depende de factores como la profundidad del pozo, las condiciones de presión y temperatura, la composición de los fluidos y la necesidad de evitar contaminaciones cruzadas.

Cada sistema tiene sus propias ventajas y aplicaciones específicas para asegurar que la lechada de cemento se desplace correctamente y se logre un buen sellado. Pero en este caso no enfocaremos en dos tipos: sistema dardo-tapón doble y sistema dardo-tapón sencillo (Figura 23).

La principal diferencia entre estos dos sistemas es el número de componentes que lo conforma cada uno. En el sistema sencillo utiliza un solo dardo y un solo tapón, mientras que en el sistema doble utiliza dos dardos y dos tapones (uno inferior, y uno superior). En el siguiente esquema (Figura 24) se pueden observar las diferencias en su implementación.

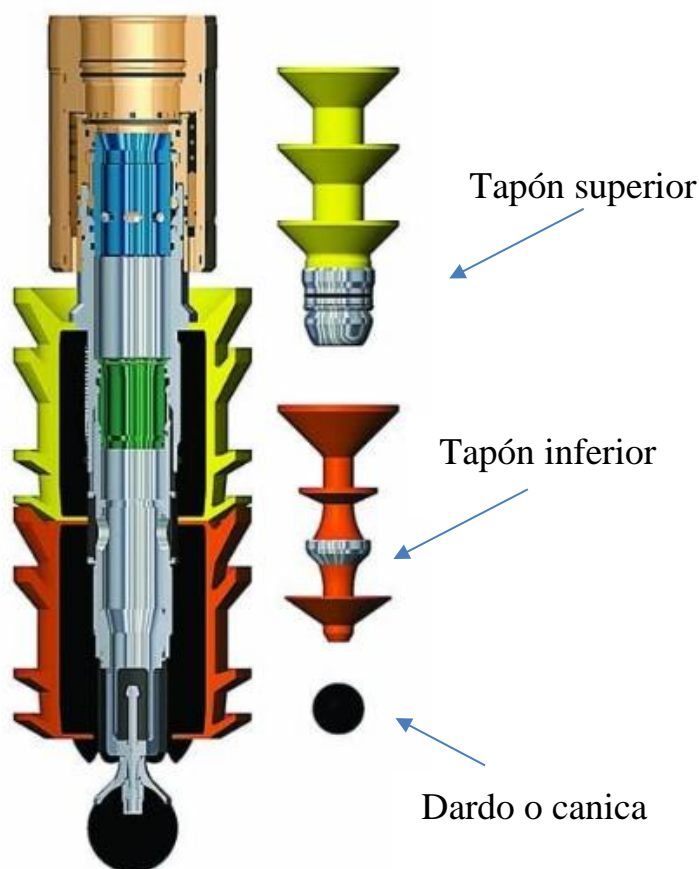


Figura 23. Sistema dardo-tapón doble.

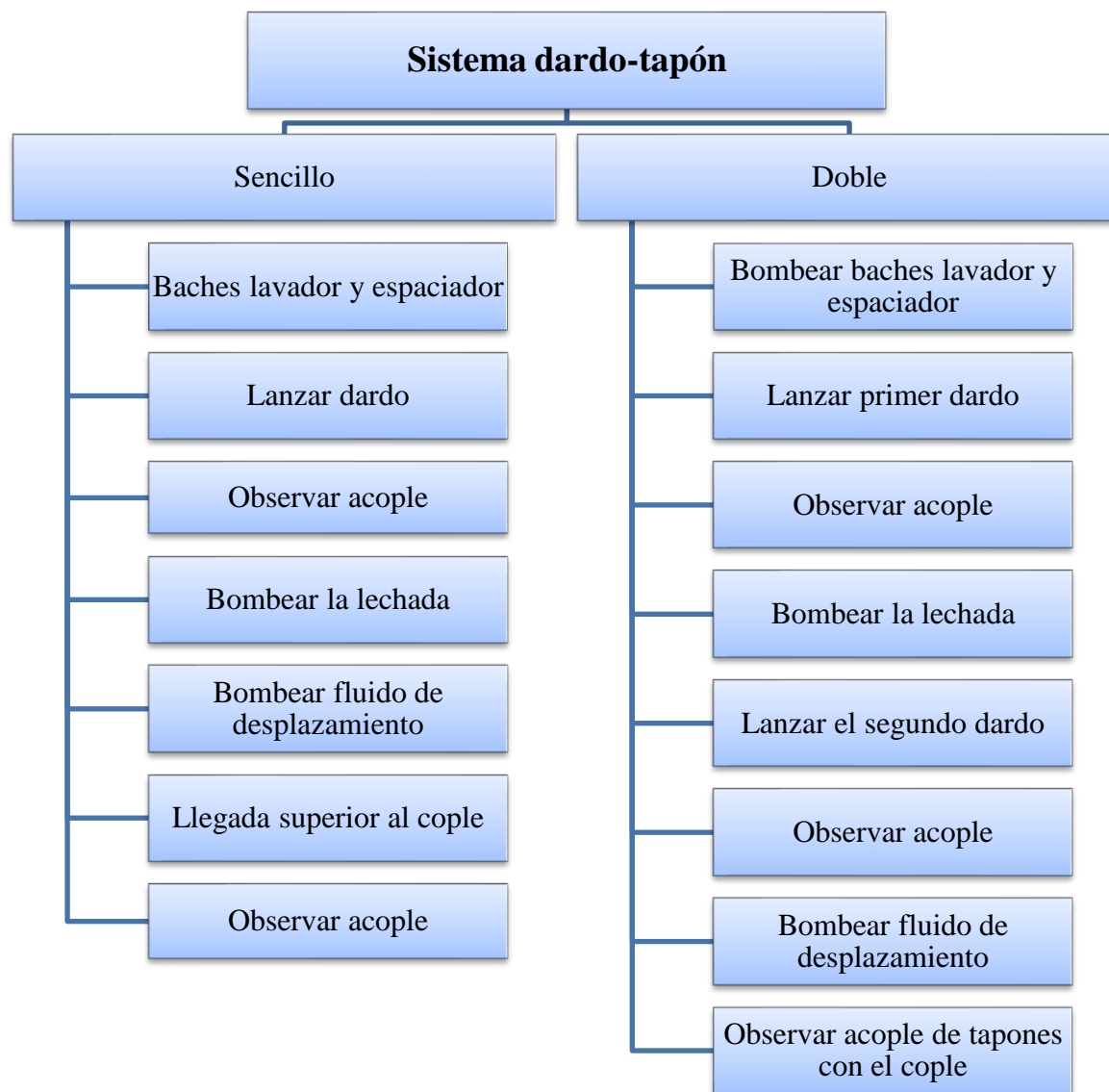


Figura 24. Secuencia operativa de los sistemas dardo-tapón sencillo y doble.

6.5.2 Hipótesis 2

Tiempo bombeable extendido en la lechada de 1.95 g/cm³ por efecto del tiempo estático en la activación, anclaje y expansión del conjunto colgador

El tiempo bombeable en la cementación es el período durante el cual la lechada de cemento mantiene una consistencia que permite su bombeo eficaz desde la superficie hasta la profundidad deseada en el pozo. Este tiempo es crucial para asegurar que la lechada llegue a su posición final antes de que comience a fraguar, lo que podría causar problemas de colocación o incluso un fallo en la cementación.

La consistencia de la lechada de cemento se mide en unidades de *Bearden units of consistency* (Bc). El tiempo bombeable se define generalmente como el tiempo que la lechada tarda en alcanzar una consistencia de 70 Bc.

Las pruebas de laboratorio, como la prueba de consistencia de cemento (usando un viscosímetro de consistencia de presión atmosférica o un consistómetro atmosférico), son cruciales para determinar cómo cambia la consistencia del cemento con el tiempo a diferentes temperaturas y presiones.

El tiempo bombeable depende principalmente de las propiedades de la lechada de cemento y de las condiciones del pozo, como la temperatura y la presión. El cálculo se puede hacer considerando varios factores como:

- Temperatura de pozo
- Aditivos de la lechada
- Rendimiento de la bomba de cementación

En cuanto a esta última, la capacidad de bombeo (expresada en barriles por minuto, bbl/min) afecta el tiempo necesario para desplazar la lechada al fondo del pozo. Se debe calcular el tiempo total de bombeo para que este sea menor que el tiempo bombeable.

El tiempo bombeable puede estimarse con la siguiente fórmula:

$$\text{Tiempo Bombeable} = \frac{\text{Volumen total de lechada}}{\text{Rendimiento de bombeo}} + \text{Margen de seguridad}$$

Volumen Total de Lechada: Volumen de cemento que se necesita bombear (en barriles o metros cúbicos m³).

Rendimiento de Bombeo: Tasa a la que la lechada es bombeada (en barriles por minuto o metros cúbicos m³ por minuto).

Margen de Seguridad: Un tiempo adicional para asegurar que la lechada llega a su destino antes de que comience a fraguar.

Con este cálculo se realiza una aproximación para la obtención del tiempo bombeable, pero en la práctica, se utilizan simulaciones y pruebas de laboratorio para ajustar este tiempo con mayor precisión.

Monitorear el tiempo bombeable es crucial durante la cementación, ya que un fraguado prematuro puede causar problemas como:

- Cementación incompleta
- Canalización del cemento

Para evitar esto, es común realizar pruebas de consistencia del cemento en laboratorio antes de la operación y durante la cementación en tiempo real.

Conjunto colgador-soltador

Como se mencionó anteriormente, el conjunto colgador-soltador se utiliza para bajar y colgar un revestimiento (liner) en el interior de la tubería de revestimiento anterior, sin necesidad de extenderlo hasta la superficie. Se compone de dos partes: el colgador y el soltador.

El colgador se usa para suspender el liner dentro del pozo, fijándolo a la tubería de revestimiento ya instalada. Se posiciona en la zona superior del liner, y su funcionamiento puede ser mecánico o hidráulico.

- Mecánico: El colgador es activado por el peso y la rotación de la tubería de perforación, lo que hace que las cuñas del colgador se extiendan y se fijen a la tubería de revestimiento.
- Hidráulico: Utiliza presión hidráulica para expandir las cuñas del colgador, logrando una sujeción firme contra la pared interna de la tubería de revestimiento.

El soltador se encuentra unido al liner a través de una herramienta de liberación. Su función es permitir que la tubería de perforación o de corrida se desacople del liner una vez que éste ha sido colgado en su lugar, e igualmente puede ser mecánico o hidráulico.

- Mecánico: Se desacopla mediante la rotación o el torque aplicado a la tubería de perforación.
- Hidráulico: La presión de fluido en la columna de perforación acciona el mecanismo de liberación, permitiendo que la tubería se desacople del liner.

Una vez que el liner está colgado en su lugar y el colgador ha sido activado, el siguiente paso es realizar la cementación. El cemento se bombea a través del interior del liner, llenando el espacio anular entre el liner y la formación. Esto asegura una buena aislación de las zonas productoras de hidrocarburos, previene la migración de fluidos y protege la integridad del pozo.

Durante todo el proceso, es crucial garantizar que el colgador esté bien asentado y que el soldador funcione correctamente, ya que cualquier fallo podría resultar en problemas de integridad del pozo o dificultades para cementar adecuadamente.

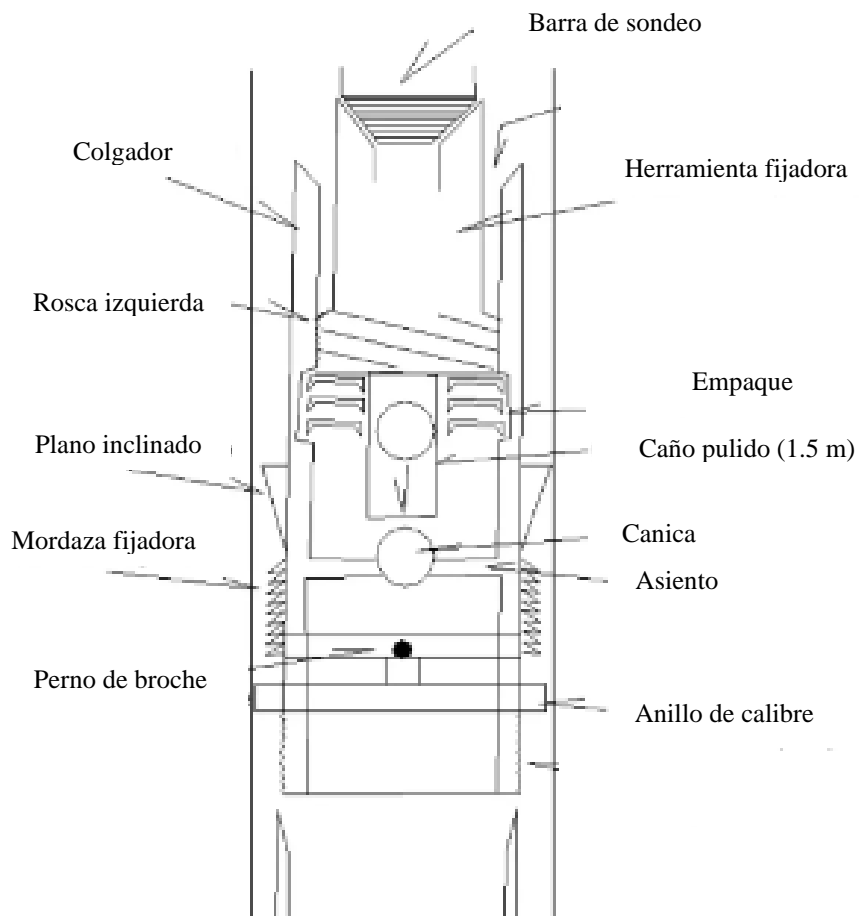


Figura 25. Conjunto colgador-soldador

6.5.3 Hipótesis 3

Mal diseño de lechada de cemento por efecto de datos erróneos de temperatura estático o circulante

La temperatura es la que tiene mayor influencia sobre el diseño ya que esta afecta la resistencia a la compresión que se desarrolla después del fraguado, a medida que la temperatura aumenta la lechada se deshidrata más rápidamente, lo que también aumenta su resistencia. Se consideran las siguientes temperaturas para el diseño adecuado de la lechada:

- Temperatura Estática de Fondo (BHST¹⁵).
- Temperatura Circulante de Fondo (BHCT¹⁶).
- Temperatura Diferencial entre fondo y tope de cemento (DT).

La BHST (Temperatura Estática de Fondo) es muy importante pues la temperatura a la cual estará expuesto el cemento durante la vida del pozo. Su conocimiento ayuda a evitar problemas de retrogresión y/o baja resistencia. Es calculado en base en el gradiente geotérmico del área o por medición de la temperatura de un pozo luego de un periodo apreciable de producción. También puede estimarse por la medición de temperatura durante la corrida de registros en el pozo antes de correr las tuberías de revestimiento.

La BHCT (Temperatura Circulante de Fondo) es la temperatura teórica a la que el cemento se colocará y estar expuesto durante la cementación. Esta es la temperatura que se considera para los ensayos de tiempo de espesamiento en el laboratorio. Su determinación correcta es crítica para el diseño de una lechada adecuada.

La Temperatura es un factor muy importante, pues la lechada debe estar diseñada para resistir los esfuerzos durante toda la vida del pozo sin retrogradarse. Por encima de 230 °F es necesario agregar Silica a la lechada para evitar la pérdida de resistencia por retrogradación. Por otro lado, si el cemento va a ser usado para cementar a bajas temperaturas, entonces se deben usar aditivos correctos para permitir la hidratación del cemento en estas.

El mal diseño de la lechada de cemento debido a datos erróneos de temperatura estática o circulante puede tener un impacto significativo en la calidad de la cementación en un pozo petrolero. Como se vio, la temperatura es un factor crítico que afecta las propiedades físicas y químicas del cemento, como el tiempo de fraguado, la viscosidad, la resistencia a la compresión y la capacidad de expansión o contracción. Continuación se presentan algunos problemas que pueden presentarse:

¹⁵ Bottom Hole Static Temperature (Temperatura Estática en el Fondo del Pozo)

¹⁶ Bottom Hole Circulating Temperature (Temperatura de Circulación en el Fondo del Pozo)

Tiempo de Fraguado Inadecuado:

- Si la temperatura real es más alta de lo estimado, la lechada puede fraguar más rápido de lo esperado. Esto puede resultar en un fraguado prematuro, dificultando la colocación adecuada de la lechada causando una cementación incompleta, o presencia de “postes” dentro del pozo.
- Si la temperatura real es más baja de lo estimado, el cemento puede fraguar más lentamente, lo que prolonga el tiempo durante el cual el cemento está en un estado plástico y susceptible a la canalización o a la contaminación con lodo de perforación.

Cambios en la Viscosidad de la Lechada:

- Si la temperatura es más alta de lo que se diseñó, la lechada podría volverse demasiado fluida (baja viscosidad), lo que reduce su capacidad para desplazar completamente el lodo de perforación y puede llevar a una mala adherencia y canalización.
- Una temperatura más baja puede aumentar la viscosidad de la lechada, dificultando su bombeo, lo que puede causar cementación parcial y problemas de desplazamiento.

Pérdida de Resistencia a la Compresión:

- Un fraguado rápido debido a temperaturas más altas puede dar lugar a una estructura de cemento débil y menos densa, lo que reduce la resistencia a la compresión y la durabilidad del sello de cemento.
- El fraguado lento debido a temperaturas más bajas puede llevar a la formación de un cemento poroso y con menor resistencia inicial, afectando la integridad del pozo en las etapas tempranas de producción.

Problemas de Expansión o Contracción del Cemento:

- A temperaturas más altas, el fraguado rápido puede provocar la contracción del cemento, lo que puede generar microcanales en el anular, comprometiendo el sellado.
- Si la lechada fue diseñada para expandirse en ciertas condiciones de temperatura que no se alcanzan debido a datos incorrectos, la expansión del cemento puede ser insuficiente para sellar adecuadamente, permitiendo la migración de fluidos.

Canalización y Pobre Adherencia:

- Si la temperatura circulante durante la cementación no se calcula correctamente, el diseño de la lechada podría no adaptarse a las condiciones reales del pozo, lo que aumenta el riesgo de canalización y una pobre adherencia entre el cemento y la tubería o la formación.

Capítulo 7. Conclusiones y recomendaciones

Después de realizar la investigación acerca de las cementaciones para analizar y encontrar la posible falla en la cementación del liner de 16” del caso estudiado, se debe resaltar la importancia que tiene verificar el aislamiento total de las formaciones al interior del pozo mediante una cementación efectiva.

Como se vio en el caso estudiado en el Capítulo 6, la cementación del liner de 16” del pozo Tithonia 05, las operaciones se realizaron conforme el procedimiento, sin embargo, finalmente resultó no ser una cementación exitosa, pues no cumplía con su objetivo teniendo cemento sin consistencia y realizando trabajos de remediación. Pero es importante revisar y documentar las fallas para evitar que repitan los errores.

Después de analizar las distintas hipótesis planteadas, se puede concluir que el tiempo bombeable extendido en la lechada por efecto del tiempo estático en la activación, anclaje y expansión del conjunto colgador-soltador es poco viable, pues el cálculo del tiempo bombeable se realiza tomando en consideración el tiempo que toma todo el procedimiento de cementación incluyendo la activación y anclaje del conjunto soltador-colgador.

Además, se vio que las problemáticas que se pueden presentar son principalmente una cementación incompleta o presencia de canalización en el cemento posterior a la cementación, problemas que no se observaron en la narrativa del caso analizado.

Entonces, se puede descartar esta hipótesis, quedando con dos posibles escenarios: mal diseño de la lechada por efecto de datos erróneos en la temperatura estática y circulante y de la contaminación de la lechada por contaminación por efecto del sistema dardo-tapón, de lo que podemos concluir que:

La hipótesis analizada sobre el mal diseño de la lechada cemento por efecto de datos erróneos de temperatura estática y circulante es una posible opción pues se vio que, si la temperatura real es más baja de lo estimado, el cemento puede fraguar más lentamente, por lo que podría pensar que la lechada no había tenido el suficiente tiempo para fraguar.

Sin embargo, se puede corroborar de distintas maneras que los datos de temperatura considerados son correctos, como, por ejemplo, que se usaron las herramientas de medición para estos datos, además de que en la parte superficial del cemento fraguó adecuadamente, por lo que se puede descartar la hipótesis sobre el mal diseño de la lechada cemento por efecto de datos erróneos de temperatura estática y circulante

Anexo I. Normatividad y regulación de la cementación en México

Finalmente, la hipótesis de la contaminación de la lechada por efecto del sistema dardo-tapón es la más viable debido a que observa que la contaminación del cemento trae como consecuencias reacciones químicas adversas que afectan la estabilidad del cemento, así como problemas en el fraguado y su endurecimiento, que podría significar presencia de cemento sin consistencia, así como contaminación, baja adherencia, entre muchos otros.

Como se observa en el párrafo anterior, las consecuencias corresponden totalmente con lo presenciado en el pozo estudiado, por lo que se puede concluir que este es el problema responsable de tener una mala cementación.

Además, si tomamos en consideración que el equipo que se utilizó (sistema dardo-tapón sencillo) no era el que se había solicitado a la compañía, inicialmente se había solicitado un sistema doble, pero por falta de esta, se tomó la decisión de mandar y utilizar el sistema sencillo y por “ahorrar tiempo” y no esperar el sistema solicitado, se generó una mayor espera y más recursos económicos en las operaciones de remediación.

El motivo por el que se había solicitado el sistema doble era porque ya se había notado una tendencia de fallas cuando se implementaban sistemas sencillos, entonces, buscando tener menos fallas, se solicitó a la compañía un sistema doble, en el que como se vio, existe una barrera extra que impide la contaminación del cemento.

Es importante comentar que el sistema dardo-tapón sencillo, y su objetivo principal es limpiar la tubería, encapsular el cemento para que llegue sin contaminar al fondo. Aunque, en teoría, con este es suficiente para realizar una cementación exitosa, se debe considerar que existen fallas en los equipos, materiales de menor calidad, y errores humanos, en donde se pueden omitir detalles durante las inspecciones que pueden provocar que las cementaciones no se realicen con éxito.

Es por esto que se comenzaron a implementar sistemas dardo-tapón dobles, para reducir el riesgo de que fallara el sencillo y existiera una contaminación de la lechada durante la cementación.

Por lo que finalmente se puede concluir que el motivo por el que se presentó la falla (presencia de cemento sin fraguar y falta de hermeticidad en la cementación) es por la contaminación del cemento por falla del sistema dardo tapón, pues se vieron comprometidas sus propiedades al mezclarse con otros fluidos.

Anexo I. Normatividad y regulación de la cementación en México

Como se puede observar, existen muchos factores que intervienen en la cementación de una etapa, el fallo de una de estas puede ocasionar la generación de tiempos no productivos y altos costos económicos, por lo que se brindan las siguientes recomendaciones:

- Realizar la adecuada recopilación de datos necesarios para contar con la información correcta y necesaria para realizar el diseño de la lechada.
- Realizar las pruebas de laboratorio indicadas y según los manuales y la normatividad aplicable, y los procedimientos según los estándares internacionales del API en sus especificaciones Spec 10 A y 10 B.
- Realizar las inspecciones correspondientes a los equipos y herramientas que se utilizarán en la cementación, cuidando que cumpla con las medidas indicadas, que se encuentren en buen estado y que funcionen de manera adecuada.
- Solicitar a las compañías prestadoras de servicio, el cumplimiento del diseño planeado, pues estas deben cumplir con sus contratos e implementar los equipos y herramientas acordadas.
- La limpieza adecuada del pozo mediante circulación, implementación de baches lavadores, así como limpieza física del pozo mediante taponos o esponjas de limpieza son esenciales para garantizar una correcta y eficiente cementación.
- El cumplimiento de las mejores prácticas desde el comienzo de la planeación de la cementación hasta la cementación en sitio, pues estas son una serie de aprendizajes que se ha obtenido a lo largo del tiempo. Son los errores que ya se cometieron y de los que se deben aprender. Por esto es por lo que hay que revisarlos e implementarlas, para no tener las mismas fallas en repetidas ocasiones.

Anexo I.

Normatividad y regulación de la cementación en México

Anexo I. Normatividad y regulación de la cementación en México

En la Tabla 1, se presenta la normatividad aplicable en las operaciones de cementación de pozos petroleros de acuerdo con los Lineamientos de Perforación de pozos, en el Anexo V: Guía para realizar actividades de seguimiento de la integridad de pozos de la Comisión Nacional de Hidrocarburos (CNH) y se mencionan más adelante en este anexo.

Tabla 1 Normatividad aplicable en las operaciones de cementación de pozos petroleros (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2017).

Norma	Tema
API SPEC 10A	"Especificaciones para cementos y materiales usados en la cementación de pozos"
ASTM C 150/ C 150 M-16	"Especificaciones para Cemento Portland de la Sociedad Americana de Pruebas y Materiales"
API Spec 10D	"Especificaciones para centradores flexibles de tuberías de revestimiento"
API Spec 10TR-4	"Reporte técnico concerniente a las consideraciones que se deben tener en cuenta para la selección de centradores para actividades de cementación primaria"
API RP 10D	"Prácticas recomendadas para ubicación de centradores y pruebas de los sujetadores (stop collars)"
API RP 10B	"Prácticas recomendadas para pruebas de cementaciones de Pozos"
API 5CT	"Especificaciones para tuberías de revestimiento y de producción"
ISO 11960	"Industrias de petróleo y gas natural-Tuberías de acero a ser utilizadas como tuberías de revestimiento o de producción"
API 5C2	"Boletín de propiedades de rendimiento de las tuberías de revestimiento, producción y de perforación"
API RP 65	"Prácticas recomendadas para cementación en zonas de flujo de agua someras en pozos de agua profundas"
API RP 65-2	"Cementación en zonas de flujo de agua someras en pozos de aguas profundas. Aislamiento de zonas de flujo potencial"

Anexo I. Normatividad y regulación de la cementación en México

De acuerdo con los Lineamientos de Perforación de pozos, en el Anexo V: Guía para realizar actividades de seguimiento de la integridad de pozos (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2017), se encuentran los requerimientos que los Operadores Petroleros deben verificar y cumplir previos a la ejecución de una cementación, que se encuentran en la Tabla 2.

Tabla 2. Elementos previos a la actividad de cementación (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2017).

Elementos previos a la actividad de cementación.	Que cuenten con copia de los certificados de calidad emitidos por los proveedores del cemento y productos para la preparación de lechadas, fluidos lavadores, fluidos espaciadores u otros que se requieran en la operación.
	El cemento utilizado cumpla como mínimo con los requerimientos establecidos en la norma API SPEC 10A y con la norma ASTM C 150/ C 150 M-16.
	Que se realice la adquisición de información en el agujero descubierto con respecto a los registros geofísicos de Pozos, con el propósito de detectar la presencia de acuíferos, otros fluidos y descripciones litológicas. Asimismo, contar con los registros geométricos, de temperatura y trayectoria, para tener disponible toda la información necesaria para ajustar el diseño de cementación.
	Que se validen y supervisen las pruebas de laboratorio de las Lechadas, compatibilidades de los fluidos y se actualice su programa incluyendo simulaciones mediante software. Dicho programa se debe ajustar a las características y propiedades del agujero perforado, cumpliendo como mínimo con las especificaciones de diseño de la Norma API RP 10B, la cual describe los ensayos de laboratorio y condiciones básicas que deberán cumplir las Lechadas para lograr una buena cementación. Lo anterior, enfatizando el objetivo y resultados de lo que simula cada ensayo y su relación con las actividades de Campo.
	Que todos los centradores utilizados en las actividades de cementación cumplan, al menos, con las siguientes especificaciones: a) API Spec 10D, b) API Spec 10TR-4 y c) API RP 10D.
	Que cuenten con certificados de calidad emitidos por los proveedores de: tapones de limpieza y desplazamiento, zapatas, cople flotador, centradores y colgadores.
	Que cuenten con certificados de inspección de los cabezales, tuberías y accesorios.
	Que cuenten con una lista de los equipos mínimos requeridos y verifiquen que están en las condiciones operativas requeridas.

Las Mejores Prácticas y normas empleadas por los Operadores Petroleros, en relación con los programas de tuberías de revestimiento y de cementación deberán comprender al menos las siguientes actividades y prácticas de la Tabla 3.

Anexo I. Normatividad y regulación de la cementación en México

Tabla 3 Mejores Prácticas en las actividades de revestimiento y cementación (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2017).

Mejores Prácticas en las actividades de revestimiento y cementación	<p>Los Operadores Petroleros deben diseñar, especificar, introducir y asentar las tuberías de revestimiento, así como el diseño de la cementación de cada una de éstas, con el objeto de evitar la migración de fluidos por el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la formación, aislar y sellar adecuadamente las zonas de acuíferos, las zonas productoras y aquellas que contienen potencial de flujo de fluidos corrosivos provenientes de la formación. Usando las Mejores Prácticas de la industria y la mejor tecnología disponible.</p>
	<p>Los Operadores Petroleros verifican que las tuberías de revestimiento cumplan, como mínimo, con las especificaciones de la norma API 5CT, ISO 11960 y las propiedades de las tuberías, como presiones de estallido y colapso, resistencia de las conexiones, entre otras, con API 5C2.</p>
	<p>Los Operadores Petroleros deben verificar que todas las tuberías de revestimiento que sean cementadas estén fabricadas de acuerdo con los requerimientos del pozo y hayan sido sometidas a una prueba de presión hidrostática. La presión de esta debe ser, al menos, igual a la máxima presión que soportará la tubería de revestimiento en el Pozo. Esto se aplica a las tuberías con las siguientes características:</p>
	<p>a) Tuberías nuevas que vienen directamente desde la fábrica: el certificado de las pruebas de presión hidrostática del fabricante cumple con el requerimiento.</p>
	<p>b) Tuberías que han estado almacenadas: los Operadores Petroleros deben realizar las pruebas hidrostáticas correspondientes (se permite el uso de otras pruebas alternativas). Las tuberías de revestimiento deberán cumplir como mínimo con las especificaciones de la norma API 5CT/ ISO 11960.</p>
	<p>Los operadores petroleros deben de planificar, diseño, logística y ejecución de las actividades de cementación relacionadas con los trabajos a realizar.</p>
	<p>Los operadores petroleros deben ejecutar las actividades de cementación de pozos con la finalidad de alcanzar los siguientes objetivos:</p> <p>a) Asentar la tubería de revestimiento correspondiente en las distintas etapas, o agujeros (pozos multilaterales), perforados durante la construcción del pozo.</p> <p>b) Aislar zonas de acuíferos, de alta y baja presión, zonas de interés y evitar la comunicación entre los diferentes estratos perforados;</p> <p>c) Proteger la tubería de revestimiento de los efectos de corrosión y esfuerzos generados en las paredes del agujero;</p> <p>d) Sellar fugas en la tubería de revestimiento;</p> <p>e) Contener la comunicación de los fluidos de la formación con el espacio anular;</p> <p>f) Sellar zonas sin interés comercial;</p> <p>g) Realizar reentradas utilizando tapones de cemento de alta resistencia a la compresión como soporte, y</p> <p>h) Taponar Pozos para su Abandono.</p>
<p>Se puede utilizar cualquier tecnología que optimice el proceso de cementación, siempre y cuando su efectividad ya haya sido comprobada y debe estar descrita en el programa de cementación.</p>	

Anexo I. Normatividad y regulación de la cementación en México

Tabla 3 Mejores Prácticas en las actividades de revestimiento y cementación (continuación).

Mejores Prácticas en las actividades de revestimiento y cementación (continuación)	En caso de que la tecnología propuesta sea requerida para casos como pérdidas de circulación, zonas con bajo gradiente de fractura, entre otros, los operadores petroleros deben entregar, en el programa, evidencia de la efectividad de la tecnología.
	Los operadores petroleros son responsables de todo el proceso de cementación, incluyendo la ejecución de las actividades siguientes: a) Verificar la trazabilidad de los productos utilizados para preparar los fluidos que se bombearán, cumpliendo las propiedades y características propuestas en los programas; b) Verificar que el proceso se lleve a cabo de acuerdo con el programa, y c) Registrar las actividades de cementación en tiempo real y archivar la información registrada en formato impreso y digital.
	Los operadores petroleros deben evaluar la calidad de los trabajos de cementación mediante pruebas de integridad de presión, pruebas de afluencia a colgadores y registros acústicos.
	Los operadores petroleros deben aplicar las mejores prácticas de la industria, incluida la norma API RP 65, en los pozos costa afuera y en una zona donde el potencial de influjo de agua superficial sea desconocido, o en una zona donde esté confirmada la presencia de influjo de agua superficial.
	Los operadores petroleros deben mantener actualizado el programa de cementación aprobado en la autorización, con los datos aportados por los registros sobre las condiciones reales del agujero.
	En el caso de las características del diseño y las especificaciones, que garanticen el aislamiento entre los acuíferos superficiales y los fluidos de perforación los operadores petroleros deben cubrir con cemento el espacio anular entre la tubería superficial de revestimiento y el agujero desde la profundidad total de asentamiento, hasta la superficie.

Los operadores petroleros deberán guardar el tiempo de fraguado necesario, con base en las características del cemento seleccionado y los aditivos de fraguado usados en cada tipo de Pozo. Para ello, los Operadores Petroleros deberán realizar las siguientes acciones, sujetas a supervisión de la Comisión:

- a) Asentar las tuberías de revestimiento superficial para cubrir totalmente los acuíferos, con una distancia mínima de 50 metros por debajo de los mismos;
- b) El tiempo de fraguado en la cementación de las tuberías de revestimiento deberá ser de al menos 24 horas, y
- c) Deberá considerarse un tiempo de espera después de terminada la cementación y antes de reanudar las operaciones normales basado en la experiencia y en el uso de cementos con aditivos modernos, que permitan establecer un rango de tiempo de espera del cemento para que desarrolle una resistencia a la compresión mínima de 500 psi.

Anexo I. Normatividad y regulación de la cementación en México

Si el Operador Petrolero considera que garantiza la Integridad del Pozo, en tiempos menos a los señalados en este numeral, deberá señalárselo a la Comisión, dentro del proceso de acreditación de estándares y Mejores Prácticas adicionales.

Para las actividades relacionadas con las tuberías de revestimiento y cementación en Pozos en Aguas Profundas y Pozos en Aguas Ultra Profundas, además de las mejores prácticas que se mencionan en la Tabla 3 Mejores Prácticas en las actividades de revestimiento y cementación, también se deben emplear las que se mencionan a continuación en la Tabla 4 Mejores Prácticas en las actividades relacionadas con las tuberías de revestimiento y cementación en Pozos en Aguas Profundas y Pozos en Aguas Ultra Profundas.

Tabla 4. Mejores Prácticas en las actividades relacionadas con las tuberías de revestimiento y cementación en Pozos en Aguas Profundas y Pozos en Aguas Ultra Profundas (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2017).

Mejores Prácticas en las actividades relacionadas con las tuberías de revestimiento y cementación en Pozos en Aguas Profundas y Pozos en Aguas Ultra Profundas	En los Pozos que tienen instalado un Conjunto de Preventores submarino, se deberán incluir dos Barreras independientes en cada espacio anular para el flujo.
	Aplicar las Mejores Prácticas de la industria, incluida la Norma API RP 65-2, particularmente en la identificación de las Barreras mecánicas y las prácticas de cementación que se utilizaran para cada tubería de revestimiento.
	Se pueden reanudar las operaciones de perforación después de la cementación: a) Una vez realizada la cementación de la tubería de revestimiento superficial, intermedia o de producción o <i>Liner</i> , se puede reanudar la Perforación después de que el cemento haya fraguado y haya estado sometido a presión al menos durante 12 horas continuas y para las conductoras 8 horas continuas. b) Si se planifica desarmar o desmontar el Desviador de Flujo o el Conjunto de Preventores durante el tiempo de espera del fraguado del cemento, antes de desarmar, se debe determinar en qué momento no se corre riesgo para realizar esta actividad.
	La prueba de presión es satisfactoria si en un lapso máximo de 30 minutos, la presión disminuye en un máximo de 10 por ciento de la presión inicial; Se debe asegurar la instalación apropiada de la tubería de revestimiento en el cabezal submarino o el <i>Liner</i> en el colgador del <i>Liner</i> .
	Se debe llevar a cabo una Prueba de Presión Negativa en todos los Pozos que utilizan un Conjunto de Preventor es submarino o Pozos con Sistemas de Suspensión en Lecho Marino.
	Se debe probar cada <i>Liner</i> y el traslape de <i>Liners</i> , con una presión que sea como mínimo, igual a la presión a la cual será sometido el <i>Liner</i> durante la prueba de integridad de presión de formación, con una presión mínima de 3,447 Kilopascales (500 psi) por encima de la presión de fractura de la formación al nivel de la zapata de la tubería de revestimiento, en la cual está colgado el <i>Liner</i> . No se reanuda la Perforación u otras actividades dentro del Pozo, hasta que se obtenga un resultado satisfactorio.

Anexo I. Normatividad y regulación de la cementación en México

Adicionalmente, los Operadores Petroleros deberán cumplir con los siguientes criterios mínimos de diseño, instalación y cementación para cada tipo de tubería de revestimiento, conforme a las especificaciones de la siguiente Tabla 5.

Tabla 5. Requerimientos para la tubería de revestimiento y su cementación (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2017).

Tipo de tubería de revestimiento	Requerimientos para la tubería de revestimiento	Requerimientos para la cementación
Guía o estructural	Colocada mediante empuje o forzamiento, a chorro o perforada a una profundidad mínima.	En caso de instalarse la tubería mediante perforación, se debe utilizar suficiente cemento para llenar el espacio anular, entre la tubería guía o tubería estructural y el agujero, hasta el lecho marino.
Conductora	El diseño de la tubería de revestimiento y las profundidades de asentamiento se deben ajustar según los factores técnicos y geológicos relevantes.	Se debe utilizar suficiente cemento para llenar el nuevo espacio anular calculado hasta el lecho marino. Se debe verificar que el espacio anular se encuentra lleno mediante la observación de cemento en el lecho marino.
Superficial	El diseño de la tubería de revestimiento y profundidades de asentamiento debe ajustarse con base en factores técnicos y geológicos relevantes. Estos factores incluyen la presencia o ausencia de hidrocarburos, los Riesgos potenciales y las profundidades del agua.	Se debe utilizar suficiente cemento para llenar el espacio anular calculado. Cuando existan condiciones geológicas, tales como fracturas cercanas a la superficie y fallas, se debe utilizar suficiente cemento para llenar el espacio anular.

Anexo I. Normatividad y regulación de la cementación en México

Tabla 5. Requerimientos para la tubería de revestimiento y su cementación (continuación) (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2017).

Tipo de tubería de revestimiento	Requerimientos para la tubería de revestimiento	Requerimientos para la cementación
Intermedia	El diseño de la tubería de revestimiento y profundidad de asentamiento debe basarse en las características geológicas anticipadas o encontradas, o en las condiciones del agujero.	Se debe utilizar suficiente cemento para cubrir y aislar todas las zonas de Hidrocarburos y aislar todos los intervalos de presiones anormales, de los intervalos de presiones normales. Como mínimo, se debe cementar el espacio anular y ubicar la cima del cemento 152 m por encima de la zapata de la tubería de revestimiento y 152 m por encima de cada zona que debe ser aislada.
Producción	El diseño de la tubería de revestimiento y profundidad de asentamiento debe basarse en las características geológicas anticipadas o encontradas, o en las condiciones del agujero.	Se debe utilizar suficiente cemento para cubrir o aislar todas las zonas de Hidrocarburos sobre la zapata. E igual que la tubería intermedia 152 m por encima de la zapata de la tubería y la zona aislada.
<i>Liners</i>	Si se utiliza un <i>Liner</i> como tubería de revestimiento intermedia, por debajo de una tubería de revestimiento superficial o como tubería de revestimiento de producción por debajo de una tubería de revestimiento intermedia, se debe colocar el tope del <i>Liner</i> al menos 30 m por encima de la zapata de la tubería de revestimiento anterior.	Los requisitos para la cementación son similares a los especificados para las tuberías de revestimiento que tienen el mismo uso para el cual se utiliza el <i>Liner</i> . Por ejemplo, un <i>Liner</i> utilizado como tubería de revestimiento intermedia debe ser cementado de acuerdo con los requisitos de cementación para tuberías de revestimiento intermedia.

Anexo II.

Cálculos

Anexo II. Cálculos

Cálculo del requerimiento de agua

En la siguiente tabla se presenta la relación del cemento, los aditivos y el agua para realizar una lechada de cemento. Estos cálculos se realizan previo a realizar las pruebas de laboratorio. En las tablas se presentan en primer lugar el cemento, seguido de la lista de aditivos y finalmente el agua.

	Concentración (l/sc)	SG* ρ	M (kg)	VA($\frac{cm^3}{g}$)	V (l)
Cemento H		3.16	50	0.3164	-
Aditivo 1	0.1	0.93	X	1.0752	0.1
Aditivo 2	0.16	1.21	X	0.8264	0.16
Aditivo 3	0.25	1.057	X	0.946	0.25
Aditivo 4	0.1	1.045	X	0.9569	0.1
Agua		0.998	X	1	X

*Siendo VA = 1/SG

Como se muestra en la tabla, se considera un saco con 50 kg de cemento tipo H. Se inicia con el cálculo del volumen de cada elemento

- Iniciamos calculando el volumen del cemento

$$V = \frac{M}{\rho} = \frac{50 \text{ kg}}{3.16 \text{ g/cm}^3} = 15.82 \text{ cm}^3$$

- O bien, otra manera de calcularlo

$$V = M * VA = 50 \text{ kg} * 0.3164 \text{ cm}^3/\text{g} = 15.82 \text{ cm}^3$$

Cálculo del volumen de los aditivos

- Aditivo 1

$$VA = \frac{1}{SG} = \frac{1}{0.93 \text{ g/cm}^3} = 1.07526 \text{ cm}^3/\text{g}$$

- Se despeja la masa de $V = m * VA$

$$m = \frac{V}{VA} = \frac{0.1 \text{ L/sc}}{1.07526 \text{ cm}^3/\text{g}} = 0.093 \text{ kg}$$

Anexo II. Cálculos

- Aditivo 2

$$VA = \frac{1}{SG} = \frac{1}{1.21 \text{ g/cm}^3} = 0.8264 \text{ cm}^3/\text{g}$$

$$m = \frac{V}{VA} = \frac{0.16 \text{ L/sc}}{0.8264 \text{ cm}^3/\text{g}} = 0.093 \text{ kg}$$

- Aditivo 3

$$VA = \frac{1}{SG} = \frac{1}{1.057 \text{ g/cm}^3} = 0.94607 \text{ cm}^3/\text{g}$$

$$m = \frac{V}{VA} = \frac{0.25 \text{ L/sc}}{0.94607 \text{ cm}^3/\text{g}} = 0.2642 \text{ kg}$$

- Aditivo 4

$$VA = \frac{1}{SG} = \frac{1}{1.045 \text{ g/cm}^3} = 0.9569 \text{ cm}^3/\text{g}$$

$$m = \frac{V}{VA} = \frac{0.1 \text{ L/sc}}{0.9569 \text{ cm}^3/\text{g}} = 0.1045 \text{ kg}$$

- Se realiza la suma de las masas del cemento, de los 4 aditivos y del agua (cuya masa desconocemos)

$$\sum M(\text{kg}) = 50 + 0.093 + 0.1936 + 0.2642 + 0.1045 + x$$

$$\sum M(\text{kg}) = 50.6553 + x \text{ kg}$$

- Se realiza la suma de las masas del cemento, de los 4 aditivos y del agua (cuya masa desconocemos)

$$\sum V(1) = 15.82 + 0.1 + 0.16 + 0.25 + 0.1 + x$$

$$\sum V(1) = 16.4327 + x$$

- Considerando una lechada con densidad de 1.95 g/cm^3 . Si se sabe que

$$\rho = \frac{m}{V}$$

Anexo II. Cálculos

- Entonces, la densidad total de la lechada será igual a la suma de la masa del cemento, más la suma de las masas de los aditivos más la masa del agua entre la suma del volumen del cemento, más la suma del volumen de los aditivos más el volumen del agua.

$$\rho = \frac{m_c + m_a + m_w}{V_c + V_a + V_w} = \frac{\sum m}{\sum v}$$

- Sustituyendo los valores conocidos

$$1.95 \text{ g/cm}^3 = \frac{50.6553 + x}{16.4327 + x}$$

- Se despeja y se obtiene el requerimiento de agua por cada saco de 50 kg de cemento

$$(1.95 \text{ g/cm}^3)(16.4327 + x) = 50.6553 + x$$

$$32.04357 + 1.95x = 50.6553 + x$$

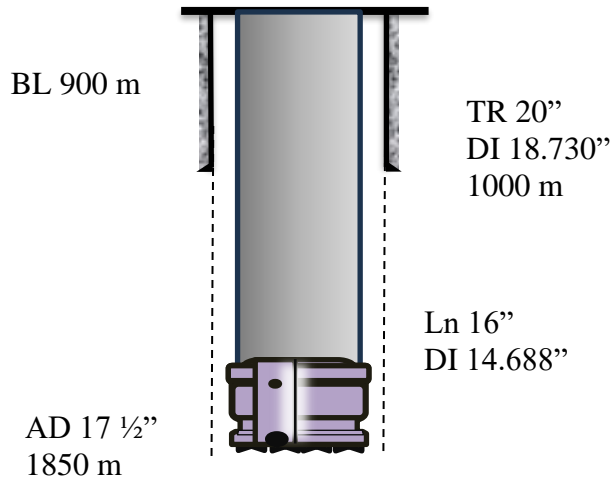
$$1.95x - x = 50.6553 - 32.04357$$

$$0.95x = 18.61173$$

$$x = \frac{18.61173}{0.95} = 19.5913$$

$$x = 19.5913 \text{ L/sc}$$

Cálculo de volumetría



En este ejemplo se considera solo un par de secciones con distintos diámetros interior y exterior, pero se deben repetir los cálculos para cada cambio de diámetro considerando la longitud correspondiente a cada caso.

- Capacidad de espacio anular

$$Cea = 0.5067 * (D^2 - d^2)$$

D y d = Diámetros interior y exterior de la sección de tubería en análisis [pg]

Cea = Capacidad del espacio anular [L/m]

Considerando D= 17 ½'' y d=16, se sustituyen en la ecuación anterior para obtener el volumen de fluido que cabe por cada metro en el espacio anular en la sección donde se tiene el liner de 16'' en el agujero descubierto de 17 ½''.

$$Cea1 = 0.5067 * ((17 \frac{1}{2}'')^2 - (16'')^2)$$

$$Cea1 = 25.4617 L/m$$

Mientras que en la sección donde se encuentra el traslape con la tubería de revestimiento anterior se tiene un D = 18.730'' (que corresponde al diámetro interior de la tubería de revestimiento anterior).

$$Cea2 = 0.5067 * ((18.730'')^2 - (16'')^2)$$

$$Cea2 = 48.0417 L/m$$

Anexo II. Cálculos

- Volumen del espacio anular

$$Vea = Cea * Lea$$

Vea = Volumen del espacio anular [L]

Lea = Longitud del espacio anular [m]

Cea = Capacidad en el espacio anular [L/m]

Para obtener el volumen total en esta sección se multiplica por la longitud, obteniendo en cada caso:

$$Vea1 = Cea1 * Lea1$$

$$Vea1 = 25.4617 \frac{L}{m} * 850 m$$

$$Vea1 = 21642.445 L$$

$$Vea2 = Cea2 * Lea2$$

$$Vea2 = 48.0417 \frac{L}{m} * 100 m$$

$$Vea2 = 4804.17 L$$

El volumen total del espacio anular será la sumatoria de los volúmenes de las diferentes secciones.

$$\sum_n^1 Vea$$

El volumen total del espacio anular es la suma de todas las secciones calculadas. En este caso, el volumen total de las dos secciones es:

$$\sum_n^1 Vea = Vea1 + Vea2$$

$$\sum_n^1 Vea = 21642.445 L + 4804.17 L$$

$$\sum_n^1 Vea = 26445.615 L$$

Anexo II. Cálculos

➤ Capacidad interior de tuberías (TR/TP)

Se debe realizar este cálculo en cada variación de diámetro interior a lo largo de sarta

$$C_{int} = 0.5067 * (D_{int}^2)$$

D_{int} = Diámetro interior [pg]

C_{int} = Capacidad interior [L/m]

Para la capacidad interior del liner se considera el diámetro interior, entonces la capacidad es:

$$C_{int} = 0.5067 * (14.688^2)$$

$$C_{int} = 109.3141 \text{ L/m}$$

➤ Volumen de lechada de cemento

Cuando la lechada de cemento se coloque en alguna sección con agujero descubierto, el volumen específico de esta sección se afectará por un factor de descalibración de agujero, el cual se estimará a partir de los volúmenes de recorte recuperado en esta sección durante su perforación y estará a criterio técnico del ingeniero de pozo.

El factor de descalibración es un exceso en el volumen de la lechada de cemento y se expresará en porcentaje.

Cuando la lechada se coloque en agujero entubado no aplica el volumen de exceso.

$$V_{cem} = C_{secc} * L_{secc} * \%Exceso$$

V_{cem} = Volumen de la lechada de cemento en cada sección [L]

C_{secc} = Capacidad de la sección [L/m]

L_{secc} = Longitud de la sección [m]

Siguiendo con el ejemplo, solo se realizará con la sección que se encuentra en el agujero descubierto

$$V_{cem} = C_{secc} * L_{secc} * \%Exceso$$

$$V_{cem} = 25.4617 \frac{L}{m} * 850 \text{ m} * 10\%$$

$$V_{ea1} = 216424.45 \text{ L}$$

Anexo II. Cálculos

En muchos casos se considera el 10% de exceso (como en el ejemplo) pero este valor puede ser diferente dependiendo de las condiciones que se presentaron durante la perforación, la formación, la inclinación del pozo, entre otros.

Para los casos en que se cuente con registros de calibración del agujero descubierto, se emplearán los diámetros obtenidos por el registro dejando sin efecto el exceso.

El volumen total de la lechada de cemento será la sumatoria de los volúmenes de las diferentes secciones que abarquen el cemento.

$$\sum_n^1 V_{cmto}$$

Otros cálculos

- Peso de cemento

$$No. de sacos = \frac{\sum_n^1 V_{cmto}}{Rendimiento\ de\ lechada}$$

No. de sacos: Cantidad de sacos de cemento requeridos para el volumen de la lechada.

Rendimiento de lechada: Volumen de la lechada por cada saco de cemento [L/saco]. Se obtiene de la cédula de laboratorio de la lechada de cemento.

$$W_{cmto} = \frac{No. de sacos}{50}$$

W_{cmto} = peso del cemento [Ton]

- Volumen de agua requerida

$$V_{agua} = No. de sacos * requerimiento\ de\ agua$$

V_{agua} = volumen de agua [L]

Requerimiento de agua: Volumen de agua necesaria para cada saco de cemento [L/saco].

Este valor se obtiene de la cédula de laboratorio proporcionada por el contratista del cemento.

Desplazamiento del cemento

Se refiere al proceso de colocar la lechada de cemento en la profundidad requerida para el cual fue diseñado.

➤ Volumen de desplazamiento

Es el resultado de la sumatoria de todos los volúmenes interiores de las diferentes secciones.

$$V_{int.sec} = C_{int.sec} * L_{secc}$$

$V_{int.sec}$ = Volumen interior de la sección [L]

$C_{int.sec}$ = Capacidad interior de la sección [L/m]

L_{sec} = Longitud de la sección [m]

$$V_{desp} = \sum_n^1 V_{int.secc}$$

V_{desp} = Volumen de desplazamiento [L]

Existen factores que se deben considerar para el volumen de desplazamiento.

1. Eficiencia de bombas.
2. Compresibilidad de los fluidos.
3. Volumen de líneas superficiales.
4. Diámetro equivalente (ID) haciendo uso del *Fluid capacity nominal* de la tubería a utilizar.

La identificación de estos factores permitirá estimar el volumen de sobre desplazamiento de ser necesario.

Desplazamiento del acero

$$V_{acero} = 0.5067 * (D^2 - d^2) * L_{secc}$$

V_{acero} = Volumen desplazado por la tubería [L]

D^2 y d^2 = Diámetros interior y exterior de la sección de tubería en análisis [pg]

L_{sec} = Longitud de la sección de la tubería en análisis [m]

Anexo II. Cálculos

Presiones

- Densidad equivalente de circulación (DEC)

La DEC es la verdadera densidad (presión 2) que está siendo ejercida sobre las paredes del pozo y está calculada con base en los cambios que sufren los fluidos por efectos de la presión y la temperatura.

$$DEC = \rho_f + \frac{0.704 * \Delta P_{EA}}{H}$$

H = Profundidad Vertical [m]

DEC = Densidad equivalente de circulación [gr/cm³]

ΔP_{EA} = Caída de presión por fricción en el espacio anular [psi]

ρ_f = Densidad del fluido en el espacio anular [gr/cm³]

$$Ph = \rho * h * 1.4223$$

Elongaciones de tuberías

Son estiramientos que sufren las tuberías de Perforación y revestimiento, esto causado por el peso que cada sección va soportando y por efecto de su propio peso.

- Elongación de la TP debido al peso del liner

$$\varepsilon_{tp} = \frac{4.2 \times 10^{-8} * L_{tp} * W_{tr} * Ff}{D_{tp}^2 - d_{tp}^2}$$

ε_{tp} = Elongación de tp [pies]

L_{tp} = Longitud de la sección de la tp [pie]

W_{tr} = Peso total de la tr [lb]

D, d = Diámetro interior y exterior de la sección de la tubería [pg]

- Factor de flotación (Ff)

$$Ff = 1 - \frac{\varphi_{lodo}}{7.85}$$

Anexo II. Cálculos

- Elongación de la TR debido a su propio peso

$$\varepsilon_{tr} = \frac{2.1 \times 10^{-8} * L_{tr}^2 * W_{unitario_{tr}} * Ff}{D_{tr}^2 - d_{tr}^2}$$

ε_{tp} = Elongación de tr [pies]

L_{tp} = Longitud de la sección de la tr [pie]

$W_{unitario_{tr}}$ = Peso de la tr [lb/pie]

D, d = Diámetro interior y exterior de la sección de la tubería [pg]

- Tiempos de mezclado y desplazamiento

Este dato es fundamental para estimar el tiempo bombeable del Cemento y poder manejar los gastos de bombeo del Cemento y desplazamiento de este.

$$T_{cmto} = \frac{V_{cmto}}{Q_{cmto}}$$

T_{cmto} = Tiempo de bombeo de Cemento [min]

V_{cmto} = Volumen de Lechada de Cemento [bl]

Q_{cmto} = Gastos de bombeo de Lechada de Cemento [bpm]

$$T_{total} = \frac{T_{cmto} + T_{despl}}{60}$$

T_{total} = Tiempo de mezclado y desplazamiento [hrs]

T_{cmto}, T_{despl} = Tiempo de mezclado y desplazamiento de Lechada [min]

Centralización de tuberías de revestimiento

Un factor importante para tener una buena remoción del lodo es la centralización de la tubería, para esto se debe de estimar el porcentaje de centralización el cual debe ser por lo menos 70%; a lo largo de la sección del pozo donde se requiere aislamiento con el Cemento, así como el el espaciamiento entre centradores.

Anexo II. Cálculos

$$\% \text{ de centralización} = 100 \left(\frac{Dist}{r_{ad} - r_{tr}} \right)$$

% de centralización = Alineación del eje de la TR con respecto al eje del pozo [%]

Dist = Distancia mínima entre la pared del pozo y la cara externa de la TR [pg]

r_{ad}, *r_{tr}* = Radio dl agujero y radio de TR [pg]

➤ Espaciamiento de Centradores

$$L_{centr} = \left(\frac{(D^4 - d^4) + Y}{3.056 \times 10^{-6} * W * Sen \alpha} \right)^{1/4}$$

L = Distancia entre Centradores [pies]

D,d = Diámetro exterior e interior de la tubería [pg]

W = Peso unitario de la tubería [lb/pie]

α = Ángulo de desviación del agujero [grados]

Y = Deflexión de la descentralización [grados]

Donde:

$$y = \text{radio del agujero} - \text{radio de la tubería} - Wn$$

$$Wn = \text{Centralización} * (r_{ad} - r_{tr})$$

Peso de tuberías de revestimiento

➤ Factor de flotación (Ff)

$$Ff = 1 - \frac{\varphi_{lodo}}{7.85}$$

Ff = Factor de flotación [adim]

φ_{lodo} = Densidad del fluido de control [gr/cm³]

$$Wf_{tubería} = 1.491 * W_{tubería} * L_{tubería} * Ff$$

$Wf_{tubería}$ = Peso flotado de la sección de tubería [kg]

$W_{tubería}$ = Peso unitario de la sección de tubería [lb/pie]

$L_{tubería}$ = Longitud de la sección de tubería [m]

Referencias

- Álvarez, C. (2020). *Introducción a la Perforación*. Obtenido de https://d1wqtxts1xzle7.cloudfront.net/57898344/TEMA_I_INTRODUCCION_A_LA_PERFORACION.-libre.pdf?1543672253=&response-content-disposition=attachment%3B+filename%3DTEMA_I_INTRODUCCION_A_LA_PERFORACION.pdf&Expires=1709848580&Signature=YJj6auXQACSuNAOmXzjq3My
- Blog Petrolero. (24 de 11 de 2023). *Facebook, Blog petrolero*. Obtenido de Blog petrolero: <https://www.facebook.com/blogpetrolero/posts/zapata-perforadora-16la-t%C3%A9cnica-de-perforaci%C3%B3n-con-zapata-perforadora-utiliza-la/890469612440906/>
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2017). *LINEAMIENTOS de Perforación de Pozos : GUÍA PARA REALIZAR ACTIVIDADES DE SEGUIMIENTO DE LA INTEGRIDAD DE POZOS*. México.
- Dezhou Rundong Petroleum Machinery Co., Ltd. (12 de 09 de 2024). *Dezhou Rundong Petroleum Machinery Co., Ltd.* Obtenido de Dezhou Rundong Petroleum Machinery Co., Ltd.: <http://oildrilling.es/5-6-liner-hanger.html>
- LCO GROUP. (9 de 9 de 2024). *LCO GROUP, Downhole products*. Obtenido de Zapata rimadora: <https://www.alcogroup.mx/zapatasm.html>
- Made.in.China. (2024). *Zapata flotante para revestimiento*.
- Oficemen. (20 de 06 de 2024). *Oficemen*. Obtenido de Historia del cemento: <https://www.oficemen.com/el-cemento/historia-del-cemento/>
- Olam Energy. (2022). *Centralizadores y Collares*.
- Olam, energy. (12 de 09 de 2024). *Olam, energy*. Obtenido de Olam, energy: <https://www.olamenergy.com/productos/index.html>
- Olivares, R. (Dirección). (2020). *Estado Mecánico* [Película]. Obtenido de <https://www.youtube.com/watch?v=OHIJhzJRvdk>
- PEMEX. (2002). *CEMENTO CLASE "H" EMPLEADOS EN CEMENTOS PETROLEROS*. Ciudad de México.

PEMEX. (2019). *Guía operativa única para diseño y seguimiento a la ejecución de la cementación de pozos en PEP*. Tabasco.

Pemex. (s.f.). *Guía Práctica para Diseñar y Efectuar Cementaciones Primarias*.

Perforador 2.0. (12 de 09 de 2024). *Perforador 2.0*. Obtenido de Perforador 2.0: <https://perforador20.wordpress.com/2017/11/30/viscosimetro-rotatorio/>

Puyang Zhongshi group Co., Ltd. (12 de 09 de 2024). *Puyang Zhongshi group Co., Ltd*. Obtenido de Puyang Zhongshi group Co., Ltd.: <https://spanish.sucker-rod-pump.com/sale-41207731-api-oilfield-single-plug-double-plugs-cementing-heads-for-oil-well-cementing-tools.html>

Rodríguez, A. (05 de 04 de 2017). *Materiales de construcción*. Obtenido de Composición potencial del Clínter de cemento Portlan.

Schlumberger. (2024). *Accesorio de la tubería de revestimiento*.

Shale Tech slutions. (11 de 09 de 2024). *Shale Tech slutions*. Obtenido de Shale Tech slutions: <https://www.shaletchsolutions.com/2019/03/constant-speed-mixer-model-686cs/>

tennessine. (12 de 09 de 2024). *tennessine*. Obtenido de tennessine: <https://tennessine.com.br/consistometro-atmosferico>

UNAM. (2000). *Origen del Petroleo e Historia de la perforación en México*. México. Obtenido de <https://usuarios.geofisica.unam.mx/gvazquez/yacimientosELIA/zonadesplegar/Lecturas/Origen%20del%20petroleo%20e%20historia.pdf>

Ushiña, Á. (2014). *Herramientas de cementación*.

ZHONGJIN. (2023). *¿Qué es la zapata de revestimiento en la perforación?*