



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**APLICACIÓN DE CEMENTOS ESPECIALES EN  
LECHADAS LIGERAS PARA EVITAR PÉRDIDA DE  
CIRCULACIÓN DURANTE LA CEMENTACIÓN**

**TESIS**

Que para obtener el título de:

**INGENIERO PETROLERO**

**P R E S E N T A**

DANIEL ZALDIVAR CABRERA

**DIRECTOR DE TESIS**

ING. JOSÉ AGUSTÍN VELAZCO



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2017

## **AGRADECIMIENTOS.**

*A mi madre Maricela y a mis hermanos con gran afecto y cariño por el apoyo en todo momento.*

*A mis amigos y compañeros de estudio por el gran apoyo y ayuda en mi superación académica.*

*“La inteligencia consiste no sólo en el conocimiento, sino también en la destreza de aplicar los conocimientos en la práctica”. (Aristóteles)*

*A la Universidad Nacional Autónoma de México  
por haberme dado la oportunidad de realizar  
mis estudios de licenciatura en la Facultad de Ingeniería.*

*A los catedráticos de la División de Ingeniería en  
Ciencias de la Tierra por brindarme sus conocimientos en  
cada una de las asignaturas.*

*Al Ing. José Agustín Velazco Esquivel por el apoyo en  
la realización de este trabajo de tesis.*

## RESUMEN

En la industria petrolera, una buena cementación en la construcción de los pozos petroleros juega un papel muy importante que va desde aislar las zonas de acuíferos, mantener fijas y estables cada una de las tuberías de revestimiento del pozo, proteger a la mismas tuberías de los fluidos presentes en la formación y formar un sello capaz de proteger la zona productiva de hidrocarburos.

Para poder lograr un trabajo de cementación es importante tener una caracterización de la roca presente en la formación, además de la experiencia dejada por los trabajos de perforación. Algunos puntos importantes para lograr lo anterior es conocer las presiones que presenta la formación, tanto presiones anormalmente altas como subnormales (bajas), como también los gradientes de fractura y de poro de la misma formación. Dicha información ayuda en el diseño para el lodo de perforación y posteriormente en el tipo de lechada de cemento que será ocupado para cementar cada una de las tuberías empleadas en el pozo petrolero.

Uno de los principales problemas que se llegan a presentar durante las operaciones de cementación es la pérdida de fluido durante la circulación en el proceso de bombeo de la lechada. La pérdida de fluido da como resultado un relleno insuficiente del espacio anular, lo anterior puede ser ocasionado por el tipo de formación que se está cementando ya que existen formaciones que presentan fracturas naturales o inducidas, formaciones cavernosas o vugulares y formaciones poco consolidadas, las cuales son susceptibles a una pérdida de la lechada de cemento. La presión hidrostática generada por la columna de la lechada de cemento es otro parámetro que puede dar origen a una pérdida del fluido, ya que la presión hidrostática está en función de la densidad del fluido y la profundidad se deben considerar al momento de diseñar la lechada de tal forma que ésta se encuentre dentro de los valores de gradiente de poro y gradiente de fractura, evitando que se presente así una pérdida de fluido.

El uso de cementos especiales en el diseño de las lechadas ayuda a generar una densidad lo suficientemente baja para cementar pozos a gran profundidad. Los cementos ligeros y el

cemento espumado son dos tipos de cementos empleados para un diseño de lechadas de baja densidad y que han sido empleadas para cementar pozos en donde los cementos convencionales han fracasado. Las lechadas ligeras ayudan a minimizar el problema de la pérdida de circulación además de proporcionar un sello físico con gran resistencia a la compresión capaz de proteger la tubería de revestimiento, proporcionando un conducto seguro para la extracción de los hidrocarburos.

## ABSTRACT

In the oil industry, a good cementing oil wells building plays a very important role that goes from isolated areas of aquifers maintain stable and fixed every one of the pipes from the well, protecting the same pipeline from the fluids present In the formation and to form a good hydraulic seal capable of protecting the productive zone of hydrocarbons.

In order to achieve a good cementing work is important to have a good characterization of the rock present in the formation, in addition to the experience left by drilling. Some significant points to achieve this is to know the pressures presented by the formation, such as abnormal as subnormal, also the same formation pore and fracture gradients. Such information helps in the design for drilling mud and later in the type of grout that will be taken for each of the pipes used in the oil well cementing.

One of the main problems that become present during cementing operations is the loss of fluid during circulation in the process of pumping the slurry. The loss of fluid resulting in an inadequate filling of the annular space, this may be caused by the type of formation is cementing since there are formations that are natural or induced fractures, cavernous or vugular formations and unconsolidated formations, which are susceptible to a loss of grout. The hydrostatic pressure generated by the grout column is another parameter that can give rise to a loss of fluid, since hydrostatic pressure is depending on the density of the fluid and the depth should be considered when designing the slurry so that it is within the values of pore gradient and gradient formation avoiding that it arises thus a loss of fluid.

The use of special cement in the design slurry helps to generate a low enough density for cementing wells at great depth. They are two types of cements used for slurry of low density design, light cements and foamed cement that have been used for cementing wells where conventional cements have failed. Light slurries will help minimize the problem of loss of circulation in addition to providing a good hydraulic seal with great compressive strength can protect pipe coating providing a safe conduit for the extraction of hydrocarbons.

## ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 1. Gradiente de presión con una zona de presión anormal baja. ....	7
Figura 2. Gradiente de presión con una zona de presión anormal alta. ....	8
Figura 3. Cementación primaria. ....	25
Figura 4. Parámetros que afectan el sellado durante una cementación primaria. ....	27
Figura 5. Programa de entubación habitual. ....	33
Figura 6. Operación de cementación habitual. ....	40
Figura 7. Fenómeno de caída libre detectado cuando: a) la presión superficial es cero, y b) los gastos de bombeo y EA son diferentes. ....	42
Figura 8. Densidad de circulación equivalente en el fondo del pozo. ....	43
Figura 9. Cementación de TR a 3800m. ....	49
Figura 10. Registro CBL y VDL. ....	53
Figura 11. Propagación de la onda en tubería bien y parcialmente cementada. ....	54
Figura 12. Zonas con potencial de pérdida. ....	57
Figura 13. Pérdida de circulación ocasionada por fracturas naturales. ....	59
Figura 14. Principales formaciones y fracturas que presentan pérdida de circulación. ....	62
Figura 15. Programa de manejo de pérdida de circulación. ....	63
Figura 16. Secuencia de tareas para contrarrestar la pérdida de circulación durante la cementación. ....	68
Figura 17. Clasificación del cemento por densidad de la lechada. ....	72
Figura 18. Comparación de permeabilidad del cemento fraguado ultraligero vs Energizado. ....	79
Figura 19. Comparación de permeabilidad del cemento fraguado ultraligero vs Energizado. (Tiempo después) ....	80
Figura 20. Ubicación Pozo M. ....	96
Figura 21. Estado mecánico del Pozo M. ....	100

## ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1. Presión de formación según el valor del gradiente.....	6
Tabla 2. Métodos para la determinación empírica del gradiente de fractura y presión de poro.....	11
Tabla 3. Componentes principales del cemento. ....	15
Tabla 4. Clasificación API de los cementos. ....	17
Tabla 5. Parámetros que afectan el sellado durante una cementación primaria. ....	27
Tabla 6. Principales equipos superficiales.....	36
Tabla 7. Principales equipos subsuperficiales. ....	37
Tabla 8. Tabla de datos, ejercicio 1. ....	46
Tabla 9. Tabla de datos, ejercicio2. ....	47
Tabla 10. Causas de una mala cementación. ....	50
Tabla 11. Grados de pérdida de circulación. ....	65
Tabla 12. Composición del cemento ultraligero.....	79
Tabla 13. Relación entre el gasto de pérdida y su interpretación. ....	88
Tabla 14. Composición de la lechada con cemento ultraligero.....	101



## CONTENIDO

AGRADECIMIENTOS.....	II
RESUMEN.....	IV
ABSTRACT .....	VI
ÍNDICE DE FIGURAS .....	VII
ÍNDICE DE TABLAS.....	VIII
CONTENIDO.....	IX
INTRODUCCIÓN.....	1
CAPÍTULO 1 .....	4
GENERALIDADES DE LA CEMENTACIÓN .....	4
1.1 Conceptos Básicos.....	4
1.1.1 Presión hidrostática. ....	4
1.1.2 Gradiente de presión.....	4
1.2 Geopresiones.....	4
1.2.1 Gradiente de sobrecarga. ....	4
1.2.2 Gradiente de Formación o de Poro.....	6
1.2.2.1 Presión Anormal de Poro.....	6
1.2.2.2 Presión de Poro Normal.....	9
1.2.2.3 Presión Subnormal de Poro. ....	9
1.2.3 Gradiente de Fractura. ....	9
1.2.3.1 Determinación Empírica del Gradiente de Fractura.....	10
1.2.3.2 Determinación en Campo del Gradiente de Fractura. ....	12
1.3 Cemento.....	13

1.3.1 Definición.....	13
1.3.2 Características del Cemento. ....	14
1.3.3 Clasificación de los Cementos. ....	15
1.3.3.1 Clasificación API.....	16
1.3.4 Cementos Especiales.....	17
1.4 Pruebas a los cementos. ....	21
1.4 Importancia de una buena cementación.....	21
CAPÍTULO 2 .....	23
CEMENTACIÓN.....	23
2.1 Definición. ....	23
2.2 Tipos de cementación. ....	24
2.2.1 Cementación Primaria.....	24
2.2.1.1 Parámetros que afectan una cementación primaria. ....	26
2.2.2.1 Objetivos de la cementación forzada.....	28
2.2.3 Taponos de cemento.....	29
2.2.3.1 Objetivos de los taponos de cemento.....	30
2.2.3.2 Tipos de taponos de cemento.....	31
2.3 Cementación de las diferentes tuberías de revestimiento. ....	32
2.3.1 Cementación de tubería de revestimiento conductora.....	34
2.3.2 Cementación de tubería de revestimiento superficial. ....	34
2.3.3 Cementación de tubería de revestimiento intermedia. ....	34
2.3.4 Cementación de tubería de revestimiento de explotación.....	35
2.4 Accesorios o equipos en la cementación. ....	35
2.4.1 Equipo superficial. ....	36
2.4.2 Equipo subsuperficial.....	37

2.5 Procedimiento para el diseño y ejecución de la cementación.....	38
2.5.1 Información para la operación de cementación.....	40
2.5.2 Cálculo de volúmenes necesarios.....	41
2.5.3 Diseño de la lechada de cemento (Norma API SPEC 10).....	44
2.5.4 Baches lavador y espaciador. ....	44
2.5.5 Cálculos en el pozo. ....	45
2.5.6 Ejemplo de una cementación.....	46
2.6 Problemas o causas asociados a una mala cementación. ....	49
2.7 Evaluación de la cementación.....	51
2.7.1 Registros para la evaluación de la cementación.....	52
 CAPÍTULO 3 .....	 55
<b>PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN EN LA CEMENTACIÓN .....</b>	<b>55</b>
3.1 Definición. ....	55
3.2 Causa de la pérdida de circulación. ....	55
3.3 Pérdidas debido al tipo de formación.....	56
3.3.1 Pérdidas en formaciones naturalmente fracturadas.....	58
3.3.2 Pérdidas en formaciones altamente permeables o poco consolidadas. ....	60
3.3.3 Pérdidas en formaciones cavernosas.....	60
3.3.4 Pérdida debido a fracturas inducidas.....	61
3.4 Programa integral de manejo del fenómeno de pérdida de circulación.....	63
3.5 Grados de pérdida de circulación.....	65
3.5.1 Filtración. ....	65
3.5.2 Pérdida de retorno parcial. ....	66
3.5.3 Pérdida de circulación severa.....	67

3.6 Pérdidas de circulación durante la cementación. ....	67
3.7 Procedimientos para el control y solución de las pérdidas de circulación durante la cementación. ....	68
CAPÍTULO 4 .....	71
CEMENTACIONES LIGERAS .....	71
4.1 Definición. ....	71
4.2 Clasificación del cemento por densidad de la lechada.....	71
4.2.1 Cementos ligeros.....	73
4.2.2 Cemento espumado. ....	74
4.3 Lechadas de baja densidad.....	76
4.3.1 Lechada Ultraligera. ....	78
4.4 Parámetros y propiedades de una lechada de cemento. ....	80
4.4.1 Presión, temperatura y tiempo de bombeo. ....	81
4.4.2 Viscosidad y contenido de agua en las lechadas de cemento.....	81
4.4.3 Densidad de la lechada. ....	82
4.4.4 Permeabilidad.....	83
4.4.5 Fuerza compresiva del cemento. ....	83
4.4.6 Propiedades tixotrópicas. ....	84
4.4.7 Reología de la lechada.....	85
4.4.8 Pérdida de circulación. ....	86
4.4.9 Control de filtrado. ....	87
4.5 Aditivos para la lechada.....	88
4.5.1 Aditivos para una lechada ligera. ....	89
4.5.1.1 Perlita expandida. ....	89

4.5.1.2 Gilsonita.....	90
4.5.1.3 Microesferas de cristal.....	91
4.5.1.4 Finos de carbón.....	91
4.5.1.5 Microfibras naturales.....	92
4.5.2 Aditivos para el control de pérdida de circulación.....	92
4.5.2.1 Controladores de pérdida de circulación.....	93
4.5.2.2 Controladores de pérdida de filtrado.....	93
4.5.3 Otros aditivos.....	94
CAPÍTULO 5 .....	96
CASO DE CAMPO .....	96
CONCLUSIONES.....	103
RECOMENDACIONES .....	104
BIBLIOGRAFÍA .....	106

## INTRODUCCIÓN

México es uno de los países en donde se pueden encontrar distintos tipos de yacimientos petroleros, un ejemplo son los campos maduros y altamente depresionados, en donde la baja presión que poseen es debido a las altas tasas con las que han sido explotados. Estos campos petroleros presentan un desafío en la construcción de nuevos pozos petroleros, pues es esencial mantener un equilibrio en las presiones durante las operaciones de perforación y cementación de dichos pozos. De igual forma es importante mencionar que también es posible encontrar yacimientos en donde el tipo de formación es punto clave para poder llevar a cabo las operaciones de perforación y cementación.

Para poder tener éxito en las operaciones de perforación y cementación de los pozos es de suma importancia contar con una buena caracterización del yacimiento, lo anterior para tener datos lo suficientemente confiables y así evitar que se presenten contratiempos en cada una de las operaciones. Una forma de obtener dicha información es a través de registros geofísicos, los cuales ayudaran a determinar a qué profundidad serán diseñadas y ancladas cada una de las tuberías de revestimiento así como el tipo de fluido que será utilizado en cada una de las etapas de perforación. Otro punto es la experiencia dejada por los pozos construidos con anterioridad así como la correlación en el área de trabajo.

La cementación de los pozos petroleros es uno de los procedimientos que presentan gran reto en la construcción de los pozos, ya que el tener una buena cementación ayuda a formar un buen sello, capaz de mantener fija y estable a la tubería de revestimiento además de proporcionar un recubrimiento capaz de proteger a dicha tubería de los fluidos presentes en la formación. Para lograr lo anterior se tuvo que realizar una serie consecutiva de pasos, los cuales consisten en realizar cálculos necesarios para poder determinar los volúmenes que serán utilizados para todo el proceso de cementación, dichos cálculos ayudarán a diseñar la lechada de cemento que será utilizada. Una vez determinada la densidad de la lechada es posible llevar a cabo el proceso de cementación de la tubería sin esperar a que se presente una pérdida de circulación lo suficientemente severa para presentar problemas en un futuro.

La pérdida de circulación se puede definir como un insuficiente retorno de fluido a la superficie, ya sea de fluido de perforación o de la lechada de cemento en el caso de realizar un tipo de cementación. El tipo de pérdida depende en gran parte de la formación en la que se encuentra el pozo petrolero, ya que se puede estar trabajando en una formación que cuente con fracturas naturales, fracturas inducidas debido a los trabajos de perforación o que las formaciones presenten espacios vórgulos con alta porosidad, dando como resultado la pérdida del fluido en uso. Dependiendo el grado de pérdida de fluido será el procedimiento que se llevara a cabo para detener o minimizar el problema, dicho grado de pérdida puede ser cuantificado durante los procesos de perforación y posteriormente serán de ayuda al momento de diseñar la lechada de cemento y así poder minimizar o evitar la pérdida de fluido.

La pérdida de circulación durante las etapas de cementación puede ocurrir con frecuencia debido a un mal cálculo en la densidad de la lechada, ya que la profundidad del pozo y la densidad de la lechada ocasionaría que la presión hidrostática se incremente y llegue a superar el gradiente de fractura que presente la formación ocasionando que se generen microfracturas por donde podría escapar el fluido y dar como resultado una mala cementación.

La aplicación de lechadas ligeras es una de las principales opciones para dar solución a la pérdida de circulación en las etapas de cementación de pozos. Dichas lechadas de baja densidad son diseñadas con cementos especiales, tales como cementos ligeros y cemento espumado. Los grandes retos que presentan las formaciones al momento de cementar los pozos petroleros ha llevado a la iniciativa de utilizar distintos tipos de cementaciones, en donde la aplicación de lechadas de baja densidad son la principal arma para enfrentar formaciones con un bajo gradiente de fractura y susceptibles a presentar pérdida de fluido por la gran presión generada debido a la columna de fluido generada por la profundidad del pozo. Para poder diseñar una lechada de baja densidad y capaz de mitigar la presencia de pérdida de fluido es necesario utilizar un cemento ultrafino y ligero o un cemento espumoso además de aditivos capaces de ayudar y reforzar la lechada de cemento; dichos aditivos son escogidos de tal forma que ayuden a cumplir la función de la lechada, proteger y formar un buen sello hidráulico sin presentar pérdidas de fluido. Así como existen aditivos específicos

para una lechada convencional los existen para poder diseñar una lechada de baja densidad, por lo que se debe de ser cuidadoso al momento de cuantificar la posible pérdida de fluido.

En los últimos años se han realizado cementaciones capaces de disminuir el daño ocasionado por la densidad y la profundidad del pozo con lechadas que tengan densidades por debajo de la densidad de agua ( $1.0 \left[\frac{gr}{cm^3}\right]$ ) y así lograr evitar que la densidad dañe a la formación ocasionando una posible pérdida de fluido, además de poder cementar pozos de gran profundidad o con un bajo gradiente de fractura.

Las lechadas de baja densidad y flexibles han sido utilizadas con éxito para cementar pozos en la región marina del Golfo de México, ya que en estos pozos se han presentado pérdidas de fluido en las operaciones de perforación y por consiguiente en las operaciones de cementación de dichos pozos. Es común hacer uso de lechadas de cemento con densidades lo más cercano a la densidad que fue ocupada en las operaciones de perforación ya que así se logra disminuir la presión generada por la densidad de la lechada de cemento y la profundidad del pozo, ya que en el caso de ser un pozo con un gran tirante de agua la presión en la cara de la formación será mayor por soportar una gran altura en la columna de la lechada.



# CAPÍTULO 1

## GENERALIDADES DE LA CEMENTACIÓN

### 1.1 Conceptos Básicos.

#### 1.1.1 Presión hidrostática.

Es la presión que se origina por el peso de una columna de fluido sobre una unidad de área.

Esta presión está en función de una densidad promedio del fluido que se esté utilizando y de la altura vertical o profundidad de dicha columna de fluido, por otro lado la presión puede verse afectada por el contenido de sólidos y la presencia de gas disuelto en el fluido, además es importante hacer mención que la columna de fluido debe ser continua, de la superficie hasta el fondo del pozo, en el caso de requerir el cálculo para un pozo petrolero.

$$\text{Presión hidrostática} = \frac{\rho * D}{10} \left[ \frac{kg}{cm^2} \right]$$

Donde:

$\rho$  = es la densidad promedio del fluido, en  $\left[ \frac{gr}{cm^3} \right]$

D = profundidad o longitud de la columna de fluido, en [m].

#### 1.1.2 Gradiente de presión.

Es la variación existente entre la presión con respecto a la profundidad.

$$\text{Gradiente} = \text{presión/profundidad} \left[ \frac{kg}{cm^2} \right], \left[ \frac{psi}{ft} \right]$$

### 1.2 Geopresiones.

#### 1.2.1 Gradiente de sobrecarga.

El gradiente de sobrecarga se puede definir como la presión total ejercida por el peso de las formaciones (incluyendo la roca y el fluido contenido dentro de los poros) en un punto de interés.

La presión de sobrecarga se encuentra principalmente en función de las densidades promedio, tanto de los fluidos en la formación como de la matriz, así como también de la porosidad.

La presión de sobrecarga y el gradiente están dados por:

$$\sigma_{ov} = 0.052 * \rho_b * D$$

Donde:

$\sigma_{ov}$  = presión de sobrecarga [psi]

$\rho_b$  = densidad de volumen de la formación  $\left[\frac{gr}{cm^3}\right]$

D = profundidad [m].

$$\sigma_{ovg} = 0.433 \left[ (1 - \theta) * \rho_{ma} + (\theta * \rho_f) \right]$$

Donde:

$\sigma_{ovg}$  = gradiente de sobrecarga  $\left[\frac{psi}{ft}\right]$ .

$\theta$  = porosidad expresada como una fracción

$\rho_{ma}$  = densidad de la matriz  $\left[\frac{gr}{cm^3}\right]$ .

$\rho_f$  = densidad del fluido de la formación  $\left[\frac{gr}{cm^3}\right]$ .

El gradiente de sobrecarga varía de un lugar a otro por lo que se debe calcular para cada zona en especial. Para calcular la presión de sobrecarga es necesario leer datos del registro de densidad a varias profundidades y considerar que la densidad de la roca varía linealmente entre dos profundidades, así como determinar la densidad promedio.

### 1.2.2 Gradiente de Formación o de Poro.

La presión de formación o presión de poro, es la presión a la cual se encuentran sometidos los fluidos que se encuentran en el espacio poroso de la formación. En condiciones normales la presión de poro es igual a la presión hidrostática ejercida por la columna de fluidos que están por encima de la formación.

El peso de sobrecarga afecta las presiones de formación, ya que éste es capaz de ejercer presión en los granos y poros de la roca. Además, la presión de formación se encuentra estrictamente relacionada con la salinidad del fluido.

La presión de formación se clasifica de acuerdo a su valor de gradiente de presión en: presión de poro normal, anormal (anormal alta u anormal baja) y subnormal.

El gradiente de presión de los fluidos de la formación generalmente se encuentra en un rango que va desde  $0.433 \left[ \frac{psi}{ft} \right]$  hasta  $0.465 \left[ \frac{psi}{ft} \right]$ , como se puede observar en la Tabla 1, y varía de acuerdo con la región geológica.

Tabla 1. Presión de formación según el valor del gradiente.<sup>3</sup>

<b>Presión Anormal de Poro <math>&gt; 0.465 \left[ \frac{psi}{ft} \right]</math></b>
<b><math>0.433 &gt;</math> Gradiente de Presión Normal <math>&lt; 0.465 \left[ \frac{psi}{ft} \right]</math>,</b>
<b>Presión Subnormal de Poro <math>&lt; 0.433 \left[ \frac{psi}{ft} \right]</math>,</b>

#### 1.2.2.1 Presión Anormal de Poro.

Se puede definir a la presión anormal como cualquier presión que se encuentre por encima o por debajo de la presión hidrostática generada por los fluidos de la formación. Dentro de este tipo de presión se presentan dos casos: presión anormalmente baja y presión anormalmente alta.

Las causas de la presión anormal se atribuyen a la combinación de varios eventos geológicos, geoquímicos, geotérmicos y mecánicos.

- Presión Anormal Baja: Si en una determinada zona y profundidad el gradiente de presión se encuentra por debajo del gradiente de presión normal, característico de los fluidos de dicha área, como se logra observar en la figura siguiente, se dice que es una zona de bajo gradiente de presión.

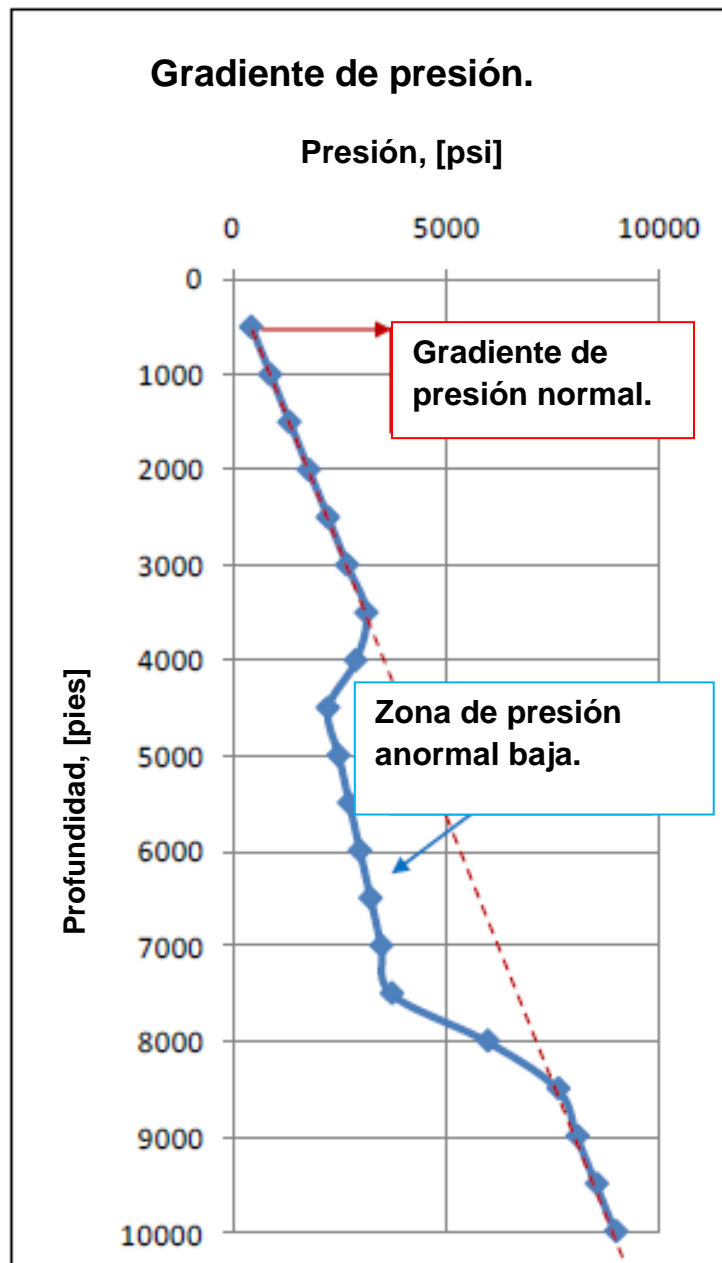


Figura 1. Gradiente de presión con una zona de presión anormal baja.<sup>3</sup>

- Presión Anormal Alta: en el caso en que la presión generada en el subsuelo se encuentre por encima del gradiente de presión normal característico de la formación se considera una zona de presión anormal alta, ver Figura 2.

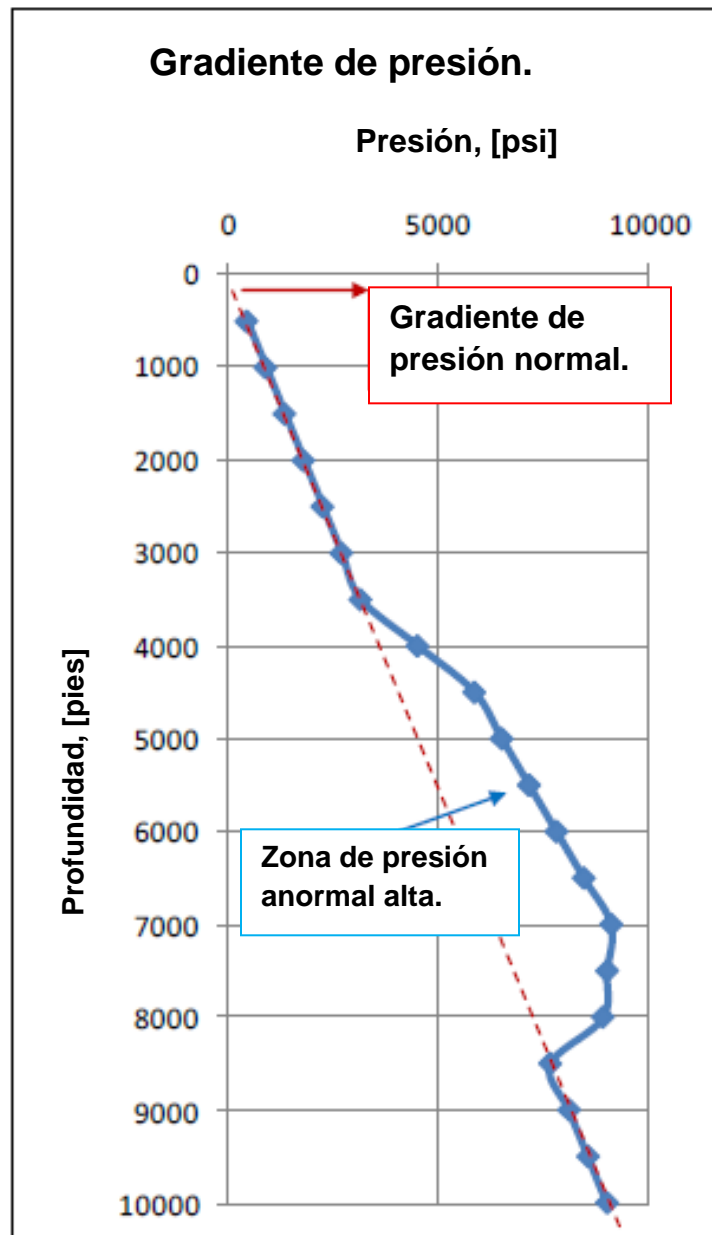


Figura 2. Gradiente de presión con una zona de presión anormal alta.<sup>3</sup>

El tener bien localizadas las áreas donde se presentan presiones anormales, tanto anormalmente bajas como altas, ayuda a prevenir posibles problemas en las operaciones de perforación y cementación de los pozos petroleros. Para ello, la toma de registros juega un papel importante pues aporta la información suficiente para la detección de las áreas que presenten dichas presiones anormales.

#### **1.2.2.2 Presión de Poro Normal.**

Es la presión hidrostática generada por la columna de fluido de formación y que se extiende desde la superficie hasta la zona de estudio, esto tomando en cuenta que los fluidos presentes en la formación no se encuentran atrapados en los poros de la roca, sino totalmente conectados (fluido continuo) desde el área de interés hasta la superficie.

La magnitud de la Presión Normal varía según la concentración de sales disueltas en el fluido de formación, así como en el tipo de fluido, gas presente y gradiente de temperatura.

#### **1.2.2.3 Presión Subnormal de Poro.**

Se define como cualquier presión de poro que sea menor a la correspondiente presión hidrostática normal de cierta área en estudio a una profundidad dada.

Este tipo de presión ocurre con menor frecuencia que las presiones anormales. Además, la presión subnormal de poro puede ser originada por causas naturales relacionadas con el historial estratigráfico, tectónico o geoquímico del área.

#### **1.2.3 Gradiente de Fractura.**

La presión de fractura se puede definir como la fuerza por unidad de área requerida para vencer la presión de la formación y la resistencia que ésta presente, dando como resultado

la ruptura de la roca. La resistencia que opone la formación a ser fracturada depende de la solidez de dicha roca y de los esfuerzos compresivos a los que se encuentre sometida la formación.

El gradiente de presión de fractura es un punto importante a considerar, ya que una predicción exacta es esencial para optimizar el diseño del pozo y evitar así problemas durante las operaciones, tales como pérdidas de circulación, contaminación de acuíferos, daños a la formación productora, entre otros. Además, el conocer la presión de fractura ayuda para diseñar la profundidad de asentamiento y la cementación de tuberías de revestimiento.

#### **1.2.3.1 Determinación Empírica del Gradiente de Fractura.**

Diferentes ecuaciones teóricas han sido usadas para determinar los gradientes de fractura de las formaciones, por un lado algunas son de aplicación inmediata para una determinada área, esto gracias a la experiencia y conocimiento de dicha área, gracias a los trabajos hechos con anterioridad (perforación y cementación), los cuales han ayudado a tener una buena caracterización del área; otras requieren estar basadas en un tipo de registro, ya que gracias a éstos es como se obtiene la información para poder aplicar un método empírico.

Los principales parámetros para poder determinar la presión de fractura a través de métodos empíricos son: la presión de formación, el esfuerzo de sobrecarga, la compactación de la roca, la profundidad, la relación de Poisson o la profundidad del tirante de agua (en el caso de pozos costa afuera).

Dentro de los métodos para la evaluación de la presión de fractura se reconocen más de 14 métodos, unos modificados con base a otros. La determinación en la aplicación de uno u otro método radica en la información disponible así como también del tipo de esfuerzos que se presenten en la formación.

Tabla 2. Métodos para la determinación empírica del gradiente de fractura y presión de poro.<sup>10</sup>

<b>DETERMINACIÓN DE LA PRESIÓN DE PORO.</b>	
<b>Método de Hottman y Johnson</b>	Por medio de la interpretación de los registros eléctricos.
<b>Método de Eaton</b>	Predicción del gradiente de la presión de formación a partir de registros geofísicos y de parámetros de la perforación
<b>Método de Bowers</b>	Se basa en la velocidad sónica de la formación, tomando en cuenta que la presión de poro anormal es generada por un desequilibrio de compactación y por los mecanismos de expansión del fluido
<b>DETERMINACIÓN DEL GRADIENTE DE FRACTURA.</b>	
<b>Método de Hubbert y Willis</b>	Se dedujo que la presión de fractura está en función del esfuerzo vertical, de la presión de formación y de la relación existente entre los esfuerzos horizontal y vertical.
<b>Método de Matthews and Kelly</b>	Difiere con el modelo de Hubbert-Willis debido a la introducción de una variable $K_i$ , que es el coeficiente matricial de la roca
<b>Método de Eaton</b>	Assumiendo que las formaciones de la Tierra son elásticas, relacionó el esfuerzo horizontal efectivo, y el esfuerzo vertical efectivo, a través de la relación de Poisson

De los métodos enlistados en la Tabla 2, cuatro son los utilizados para determinar el gradiente de fractura de la formación, los otros métodos enlistados en la tabla son para determinar la presión de poro, pero se hacen mención por la importancia que le dan a la interpretación de los registros geofísicos, los cuales proporcionan información necesaria para realizar la predicción de gradiente de fractura

Según los expertos, el método teórico más usado es el Eaton, porque es aplicable para pozos terrestres o en determinadas zonas marinas.



El método teórico de Eaton extiende los conceptos de Matthews & Kelly mediante la introducción de la relación de Poisson en la expresión de gradiente de fractura, como se observa a continuación:

$$FG = \left[ \frac{\sigma_{ov}}{D} - \frac{P_p}{D} \right] \left( \frac{\gamma}{1 - \gamma} \right) + \frac{P_p}{D}$$

Donde:

FG = gradiente de fractura,  $\left[ \frac{\text{psi}}{\text{ft}} \right]$

$\sigma_{ov}$  = esfuerzo de sobrecarga, [psi]

$P_p$  = presión de poro, [psi]

$\gamma$  = relación de Poisson, [adimensional]

D = profundidad, [ft]

### 1.2.3.2 Determinación en Campo del Gradiente de Fractura.

Es práctica común aplicar pruebas de presión por cada asentamiento de tubería, ya que así se es capaz de determinar un gradiente mínimo de fractura más exacto que el proporcionado teóricamente, ya que en este tipo de pruebas no se asumen las características individuales del pozo sino que se trabajan con las verdaderas. Hay dos procedimientos comunes para determinar dicho gradiente de fractura, estas pruebas son: Prueba de Goteo (Leak-Off Test, LOT, por sus siglas en inglés) y la prueba de Minifrac, aunque este último va más encaminado a un trabajo de fracturamiento posterior.

Prueba de Goteo (LOT): este tipo de prueba se efectúa para determinar la integridad de la unión del cemento así como también para determinar de forma directa el gradiente de fractura que se encuentra por debajo de la zapata del revestimiento (primera formación después de la zapata). La prueba es llevada a cabo después de que se ha sementado cada

tubería de revestimiento y perforado un poco de la siguiente sección de la formación, se bombea fluido a una velocidad lenta y controlada y a medida que la presión se incrementa, si el cemento resiste, como se espera, la formación será la primera en fallar.

Prueba de Minufrac: la prueba Minufrac tiene como objetivo principal determinar el valor de los parámetros que dan origen al proceso de fracturamiento hidráulico, con los que se define a fondo el diseño del fracturamiento de la formación.

La prueba debe ser lo más representativa posible, por lo cual se busca inyectar un volumen suficiente de fluido de tratamiento para crear una fractura que represente la geometría de la fractura principal; el tamaño de la prueba debe ser lo suficientemente pequeño para asegurar que no se sobrepasen las barreras y lo suficientemente grande para penetrar toda la zona de interés. Después de la etapa de inyección hay una etapa de interrupción para monitorear y, posteriormente, analizar la declinación de presión.

Dentro de la información específica que puede ser obtenida de un pozo mediante la ejecución y análisis en tiempo real de la prueba Minufrac están los siguientes datos: la presión de cierre, que comúnmente es considerada equivalente al esfuerzo principal mínimo horizontal, la presión de cierre instantánea (ISIP, por sus siglas en inglés), el tiempo de cierre, la presión neta, la pérdida de presión por fricción en los disparos, la presión de fondo, la presión en superficie, el coeficiente de pérdida de fluido, la eficiencia del fluido fracturante, la permeabilidad y la presión del yacimiento.

### **1.3 Cemento.**

#### **1.3.1 Definición.**

El cemento es una mezcla compleja y calcinada de caliza y arcilla, ambas totalmente molidas. Dicha mezcla al entrar en contacto con el agua es capaz de formar un cuerpo sólido y rígido utilizado en operaciones de cementación de pozos para proteger y soportar las tuberías de revestimiento de la formación, así como formar un sello entre la pared de la formación y la tubería.

### **1.3.2 Características del Cemento.**

Las principales características del cemento se deben a la reacción de hidratación química entre el cemento y el agua. El cemento Portland no es un compuesto químico simple, sino que es una mezcla de muchos compuestos en diferentes proporciones.

El cemento Portland es fabricado por calcinación de piedra caliza, arcilla y sílice. Esta mezcla de ingredientes se muele, se calcina en hornos horizontales con corriente de aire a una temperatura que se encuentra entre 1100-1500 °C, estas temperaturas originan reacciones químicas entre los ingredientes de la mezcla cruda, resultando un material llamado “Clinker”.

El Clinker se deja enfriar a temperatura ambiente con corriente de aire en un área próxima al horno, una vez frío, se muele en molinos de bolas, dándole el tamaño deseado a las partículas y agregándole una cantidad determinada de agua y como ingrediente final se le agrega una cantidad de yeso (sulfato de calcio) con lo que se obtiene el producto terminado: cemento Portland.

De todos los cementos, el Portland es el más importante en cuanto a términos de calidad se refiere. Es el material idóneo para las operaciones de cementación de pozos petroleros.

Por otro lado, el cemento Portland es el ejemplo más común de un cemento hidráulico; fragua y desarrolla resistencia a la compresión como resultado de la deshidratación, la cual involucra reacciones químicas entre el agua y los componentes presentes en el cemento.

Los principales componentes químicos del cemento son los que se muestran en Tabla 3, cada uno de los compuestos tiene una función específica, ya que la cantidad del componente puede dar una baja o alta resistencia del cemento ya fraguado, así como la consistencia que le podría proporcionar.

Tabla 3. Componentes principales del cemento.<sup>14</sup>

<b>Silicato Tricálcico.</b> <b>(3CaO.SiO)</b>	<b>Silicato Dicálcico.</b> <b>(2CaO.SiO<sub>2</sub>)</b>	<b>Aluminato</b> <b>Tricálcico.</b> <b>(3C<sub>8</sub>O.AI<sub>2</sub>O<sub>3</sub>)</b>	<b>Aluminio Férrico</b> <b>Tricálcico.</b> <b>(3C<sub>8</sub>O.AI<sub>2</sub>O<sub>3</sub>.Fe<sub>2</sub>O<sub>3</sub>)</b>
Es el componente más abundante y factor principal para producir la consistencia temprana (de 1 a 28 días).	Proporciona la resistencia gradual después de los 28 días.	Proporciona resistencia al ataque de los sulfatos.	Bajo calor de hidratación y no influye en el fraguado inicial.

### 1.3.3 Clasificación de los Cementos.

Los cementos Portland son fabricados dependiendo de su futura aplicación, y deben de reunir ciertos estándares químicos y físicos. En Estados Unidos de América existen varias agencias para el estudio y estructuración en especificaciones del cemento Portland. De éstas, las que mejor conocen de la industria petrolera son la de la Sociedad Americana para Pruebas y Materiales (American Society for Testing and Materials, ASTM, por sus siglas en inglés) y el Instituto Americano del Petróleo (American Petroleum Institute, API, por sus siglas en inglés).

La ASTM provee a la industria de cinco tipos de cemento Portland: Tipo I, II, III, IV y V. Los cementos fabricados para su uso en pozos petroleros están sujetos a un amplio rango de presión y temperatura. Estas normas se refieren principalmente al tipo de cemento, por lo que es capaz de negociar cementos utilizados para la construcción y edificación.

API, en cambio, provee de especificaciones cubriendo necesidades específicas para la cementación de pozos petroleros.

### **1.3.3.1 Clasificación API.**

El Instituto Americano del Petróleo (API, por sus siglas en inglés), estableció especificaciones únicas para los cementos utilizados en pozos petroleros, debido a que las condiciones a las que es sometido el cemento Portland en los pozos difieren totalmente de las condiciones prevalecientes en aplicaciones dentro de la industria de la construcción.

Existen actualmente ocho clases de cementos Portland, designados desde la clase A hasta la clase H. Están clasificados de acuerdo a las profundidades, temperaturas y presiones a las que pueden ser expuestos durante su colocación dentro de los pozos.

Dentro de estas mismas clases de cementos se pueden subdividir en función de su resistencia a los sulfatos, los cuales pueden deshidratar de forma apresurada la lechada de cemento, en:

- ✓ Cementos con resistencia normal.
- ✓ Cementos con resistencia moderada.
- ✓ Cementos con alta resistencia.

Las clases A, B y C del API, corresponden a los Tipos I, II y III del ASTM, respectivamente.

Las diferentes clases de cementos API para su uso en el pozo a diferentes presiones y temperaturas, son definidas en la Tabla 4, en donde se hace mención las distintas temperaturas a las cuales los distintos de cementos pueden ser utilizados, dicha temperatura se ve afectada principalmente por la profundidad, el cual es otro factor para determinar qué tipo de cemento será utilizado.

Tabla 4. Clasificación API de los cementos.<sup>9</sup>

CLASE y TIPO	PROF.(m)	TEM. máx.(°C)	CARACTERÍSTICAS.
A (tipo I)	0-1830	77	Donde no se requieren propiedades especiales.
B (tipo II)	0-1830	77	Para moderada resistencia a los sulfatos.
C (tipo III)	0-1830	77	Para alta resistencia a la compresión y resistencia a los sulfatos.
D	1850-3050	110	Moderada y alta resistencia a los sulfatos y presión moderada.
E	1830-4270	143	Moderada y alta resistencia a los sulfatos y alta presión.
F	3050-4880	160	Para alta presión con moderada y alta resistencia a los sulfatos.
G y H	0-2440	177	Usados con aceleradores y retardadores para un rango amplio de profundidad y temperatura. Para resistencia en alta y moderada de sulfatos.

### 1.3.4 Cementos Especiales.

Existen otros materiales cementantes que pueden ser utilizados en las operaciones de cementación de pozos petroleros de manera eficiente y que no se encuentran dentro de las clasificaciones API o del ASTM. Debido a que estos materiales pueden ser comercializados sin que existan especificaciones establecidas, su calidad está totalmente controlada por el proveedor. Este grupo de materiales son llamados cementos especiales.

Este grupo de materiales cementantes está formado por:

- ✓ Cementos a Base de Yeso.
- ✓ Cementos Látex.
- ✓ Cementos Plásticos.
- ✓ Cementos para Ambientes Fríos.
- ✓ Cementos Espumosos.
- ✓ Cementos Tixotrópicos.
- ✓ Cementos Antiácido.
- ✓ Cementos Expansivos.
- ✓ Cementos Portland-Puzolánicos.
- ✓ Cementos Compresibles.
- ✓ Cementos Fibrosos.
- ✓ Cementos Epóxicos.
- ✓ Cementos Ultrafinos.
- ✓ Cementos Escoria.

Para el estudio del trabajo en curso, se mencionarán los tipos de cementos con características tales que puedan ser tomadas en cuenta para la elaboración de una lechada de baja densidad y así poder evitar la posible pérdida de circulación durante la operación de cementación.

Cementos Base Yeso.

Este tipo de cemento es usado en operaciones de cementación forzada. El cemento es obtenido de la mezcla de yeso puro y yeso semihidratado, ambos tipos de yeso mezclados con un poderoso aditivo resinoso el cual les da la resistencia suficiente para poder cumplir la función que se requiera en la cementación forzada, dicho proceso será explicado con detalle en el Capítulo 2.

El cemento de yeso cuenta con dos principales características: capacidad para fraguar rápidamente, lo que desarrolla una alta resistencia temprana; y su capacidad de expandirse,

aproximadamente 0.3 por ciento su tamaño original. Además, este cemento es capaz de mezclarse con los cementos API clase A, G o H en concentraciones de 8 a 10 por ciento para generar propiedades tixotrópicas.

En la lucha contra la pérdida de circulación se mezclan con cemento Portland para generar un material de taponamiento insoluble; estas mezclas deben usarse precavidamente ya que presentan un fraguado bastante rápido y pueden hacerlo prematuramente durante la circulación de la mezcla.

#### Cementos Látex.

Los cementos látex son una mezcla de cemento API clase A, G o H, con un látex, ya sea en líquido o en polvo. Estos látex son identificados químicamente como acetato de polivinilo o emulsiones de butadieno-estireno. Con este tipo de cemento se mejora la solidez y el control de la pérdida de filtrado de la lechada en el agujero. El látex líquido se adiciona a razón de 1 galón por cada saco de cemento aproximadamente. Se emplean en zonas con presencia de gas y tienen la característica de expandirse evitando con ello el flujo de gas a través de la lechada y la creación de canales o fisuras que debilitan la resistencia a la compresión del cemento fraguado.

#### Cementos Espumosos.

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

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



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

#### Cementos Tixotrópicos.

El cemento tixotrópico se comporta como fluido cuando se expone a altos valores de cedencia, pero el cemento adquiere una estructura rígida parecida a la consistencia de un gel después de que el bombeo de la lechada haya sido suspendido. La mezcla gelatinosa puede ser restituida a un estado líquido si se aplica una suficiente presión de bombeo. Este tipo de cemento sirve para inyectarlo en una fractura o en una zona altamente permeable. El cemento tixotrópico es una mezcla de cemento Portland y sulfato de calcio semihidratado (yeso).

#### Cementos Portland-Puzolánicos.

Las puzolanas incluyen un material silíceo o artificial que en presencia de cal y agua desarrollan cualidades cementantes. Las puzolanas naturales en su mayor parte son de origen volcánico. Las puzolanas artificiales son obtenidas principalmente por la calcinación de materiales naturales como las arcillas, lutitas y ciertas rocas silíceas. El producto de la combustión en el horno es una ceniza ligera muy usada en la industria petrolera como una puzolana. Del uso de cementos puzolánicos resultan lechadas de cemento ligeras (poco densas), comparadas con lechadas de consistencia similar hechas con cemento Portland.

#### Cementos Ultrafinos.

Los cementos ultrafinos tienen un tamaño de sus partículas mucho más pequeño que el de los cementos Portland convencionales. El tamaño promedio de la partícula de los cementos ultrafinos es de  $2[\mu\text{m}]$ , mientras que en los cementos convencionales pueden tener un tamaño que varía de  $50$  a  $100[\mu\text{m}]$ . La principal aplicación de los cementos ultrafinos es en la cementación primaria (operación definida en el siguiente capítulo), lo anterior para poder obtener lechadas ligeras con un rápido desarrollo de su resistencia. Esta clase de cementos también son usados en las operaciones de cementaciones forzadas, en reparación de

filtraciones de la tubería de revestimiento, para obturar flujos de agua o en solución de problemas similares donde se necesite un tamaño de partícula tal que pueda penetrar en espacios más pequeños o reducidos.

#### **1.4 Pruebas a los cementos.**

Existen pruebas físicas que se realizan a los cementos para el control de calidad y uniformidad del mismo. Estas pruebas son:

- ✓ Determinarla gravedad específica del cemento.
- ✓ Determinación del requerimiento de agua normal (en función de la granulometría).
- ✓ Calcular la resistencia a la compresión en 8 horas a 38 y 60 [°C] a una presión de 300 y 1500 [psi], como mínimo, respectivamente.
- ✓ Determinar el tiempo de fraguado inicial en cédula 5 según API (de 90 a 120 minutos).
- ✓ Determinar la consistencia de la lechada debe ser menor de 30 [Bc] (unidades de viscosidad), en 30 minutos.
- ✓ Determinación del área de superficie específica, en función de la clase de cemento.

#### **1.4 Importancia de una buena cementación.**

La principal importancia de una buena cementación radica en proporcionar un completo aislamiento de las formaciones, protege el medio ambiente, aumenta la seguridad de las operaciones de perforación y ayuda a optimizar la producción. Sin un cemento de alta calidad que llene el espacio anular entre la tubería de revestimiento y la formación, los acuíferos de agua dulce que se encuentran por debajo o encima del yacimiento podrían verse contaminados por fluidos provenientes de otras formaciones.

Por otro lado, si la tubería no queda del todo protegida por cemento puede verse expuesta a la corrosión que causan los fluidos de la formación. Los fluidos de perforación cuyas densidades superan el gradiente de fractura de la formación pueden inducir al

fracturamiento de la misma, dando como resultado la creación de microfracturas capaces de producir pérdidas de circulación en la etapa de cementación. Durante las operaciones de perforación y cementación se pueden producir pérdidas de circulación, y por lo tanto se puede perder el control del pozo, lo que significa que los fluidos no retornan a la superficie, lo anterior si las formaciones débiles no están protegidas de la densidad del lodo o de lechadas que superen el gradiente de fractura de la formación. En estos casos, tanto el lodo de perforación como la lechada de cemento se pierden en las fracturas y no vuelven al sistema de circulación de fluidos. La producción podría verse afectada si los hidrocarburos fluyen hacia cualquier parte que no sea el pozo mismo.

## **CAPÍTULO 2**

### **CEMENTACIÓN**

#### **2.1 Definición.**

La cementación es la operación en la cual es colocada una mezcla de cemento en el espacio anular comprendido entre la tubería de revestimiento y la pared del pozo, lo anterior con el fin de aislar perfectamente dicha zona y así impedir la comunicación entre las formaciones perforadas.

En el caso de lograr un buen sello físico entre la tubería y el cemento, así como entre el cemento y la formación, y al mismo tiempo evitar canales en el cuerpo del cemento (por donde podrían circular fluidos), se obtendría un pozo sin problemas de cementación, el cual sería capaz de proporcionar un conducto para proteger los fluidos del yacimiento que son llevados a superficie.

La calidad e integridad de una buena cementación puede llegar a determinar el tiempo que permanecerá estable y productivo el pozo sin la necesidad de hacer una reparación adicional ahorrando costos operativos.

Otros objetivos de la cementación son:

- ✓ Proteger la tubería de revestimiento de un posible colapso.
- ✓ Formar un sello entre la Tubería de Revestimiento (T.R.) y la formación.
- ✓ Crear un aislamiento de zonas productoras, formaciones de alta o baja presión y acuíferos.
- ✓ Proteger la tubería de revestimiento del proceso de corrosión.
- ✓ Proveer soporte a la tubería dentro del pozo.

## **2.2 Tipos de cementación.**

La cementación de los pozos petroleros consiste en dos operaciones principales: la cementación primaria y la cementación con fines de remediación. La cementación primaria es el proceso de colocación de una lechada de cemento en el espacio anular existente entre la tubería de revestimiento y la formación. La cementación con fines de remediación tienen lugar después de la cementación primaria, esto cuando los ingenieros inyectan cementos en posiciones estratégicas de los pozos con diversos fines, incluidos la reparación del pozo y su abandono.

Las cementaciones se pueden clasificar de acuerdo a los objetivos que se persigan, en:

- ✓ Cementación primaria.
- ✓ Cementación forzada.
- ✓ Taponos de cemento.

### **2.2.1 Cementación Primaria.**

La cementación primaria es el proceso que consiste en colocar cemento en el espacio anular, entre la tubería de revestimiento y la formación expuesta del agujero, asegurando un sello completo y permanente.

La cementación primaria es un procedimiento crítico dentro del proceso de construcción de pozos. La cementación proporciona un sello que establece el aislamiento de intervalos, lo que impide la comunicación de los fluidos entre las zonas productivas del pozo y bloquea el escape de los fluidos hacia la superficie. Una vez ya colocado el cemento en el espacio anular, el cuerpo del cemento solidificado forma el sello físico en el agujero, impidiendo la migración de los fluidos.

En la Figura 3 se muestra una tubería de revestimiento cementada, en la cual se muestra la principal función de una cementación primaria, el cual es formar un sello físico entre la formación y la tubería de revestimiento, se debe asegurar una buena adherencia entre la

tubería y el cemento así como el cemento y la formación de tal forma que se evite una posible canaliza de un fluido, en especial el gas.

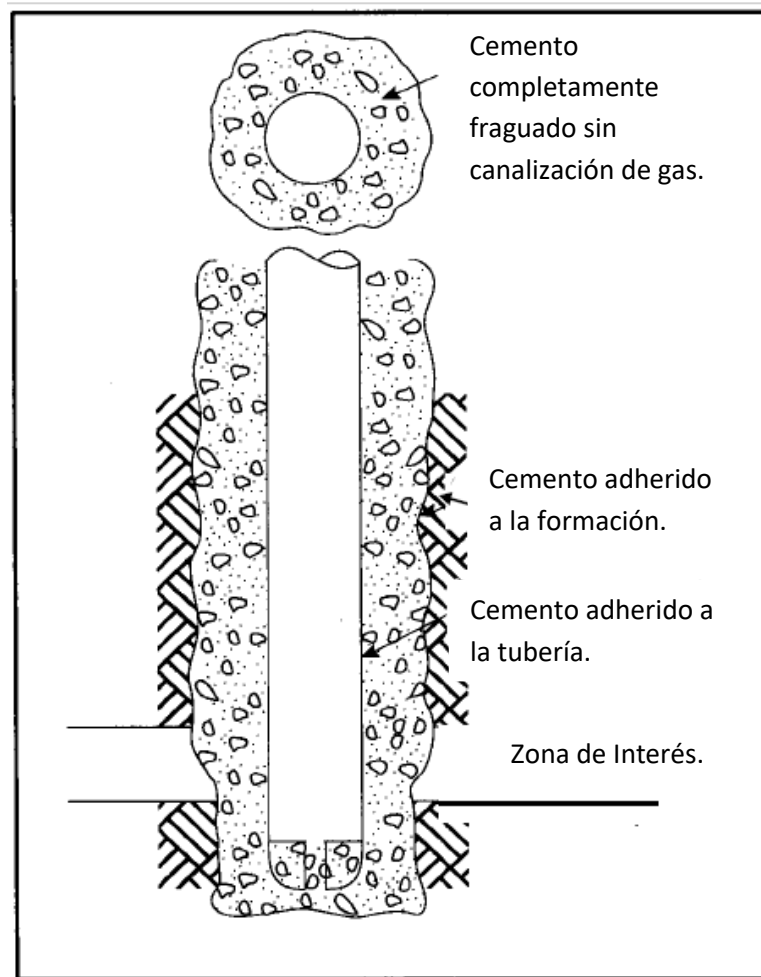


Figura 3. Cementación primaria.<sup>6</sup>

Otra de las funciones de la cementación primaria, es soportar y anclar la tubería de revestimiento, al mismo tiempo debe protegerla contra la corrosión ocasionada por los fluidos de la formación. El acero de la tubería sin cementar puede corroerse rápidamente cuando se encuentra en contacto con las salmueras calientes de la formación, bióxido de carbono y ácido sulfhídrico. Otro problema presente en las tuberías de revestimiento es el de la erosión, ocasionado por las partículas sólidas que son transportadas en la corriente de

los fluidos; este problema se presenta en la parte interna de la tubería, por lo que no se cuenta con un respaldo de cemento.

#### **2.2.1.1 Parámetros que afectan una cementación primaria.**

Durante décadas, se ha confirmado que el cemento Portland es el mejor material para cementar y generar un sello entre la tubería de revestimiento y la formación. Es duradero, confiable y se encuentra disponible en todo el mundo, además de ser relativamente económico. La remoción completa del lodo de perforación y del revoque de filtración (enjarre) durante las operaciones de cementación primaria ayuda a disminuir el riesgo de la creación de un microanillo o una canalización en la lámina de cemento, con lo cual se consigue una mejor adherencia entre las formaciones, el cemento y las tuberías de revestimiento.

La contracción que presenta el cemento Portland al fraguar puede causar pequeñas grietas y espacios que podrían convertirse en trayectorias de flujo, ocasionando canalización en el cuerpo del cemento por donde serían capaces de migrar los fluidos. En la Figura 4 y Tabla 5 se muestran los principales parámetros y causas de éstos en un trabajo de cementación.

Cualquier deficiencia en la cementación primaria tiende a afectar el aislamiento a largo plazo. Asimismo, grandes fluctuaciones en la presión y la temperatura dentro del pozo pueden afectar negativamente la integridad del cemento o causar la pérdida de adherencia. Los efectos tectónicos también pueden fracturar el cemento fraguado. Cualquiera que sea la causa, la pérdida de la integridad del cemento puede dar lugar a la migración de fluidos, al deterioro del aislamiento de la formación o al colapso de la tubería de revestimiento, incluso cuando se coloca cemento de alta calidad que inicialmente provee un buen sello.

Las cementaciones primarias juegan un papel muy importante en el diseño del pozo, tanto a corto como a largo plazo. Se debe considerar el abandono del pozo en las etapas iniciales de diseño, ya que la calidad de la cementación primaria entre la formación y el revestimiento es un factor clave en el éxito del abandono del pozo años más tarde.

Tabla 5. Parámetros que afectan el sellado durante una cementación primaria.<sup>4</sup>

PÁRÁMETROS.	CAUSA.
<b>I. Densidad errónea.</b>	Da lugar a un desequilibrio hidrostático.
<b>II. Remoción deficiente del lodo y del revoque de filtración.</b>	Permite que el gas fluya hacia arriba por el espacio anular.
<b>III. Gelificación prematura.</b>	Ocasiona la pérdida de control de la presión hidrostática.
<b>IV. Pérdida excesiva de fluido.</b>	Permite que ingrese gas en la columna de la lechada.
<b>V. Lechada altamente permeable.</b>	Aislamiento deficiente de la formación y baja resistencia al flujo de gas.
<b>VI. Contracción significativa del cemento.</b>	Ocasiona fracturas y microanillos que permiten la migración de fluidos.
<b>VII. Falla del cemento por esfuerzos tectónicos.</b>	Ocasiona fracturas y microanillos que permiten la migración de fluidos.
<b>VIII. Adherencia interfacial deficiente.</b>	Puede ocasionar fallas.

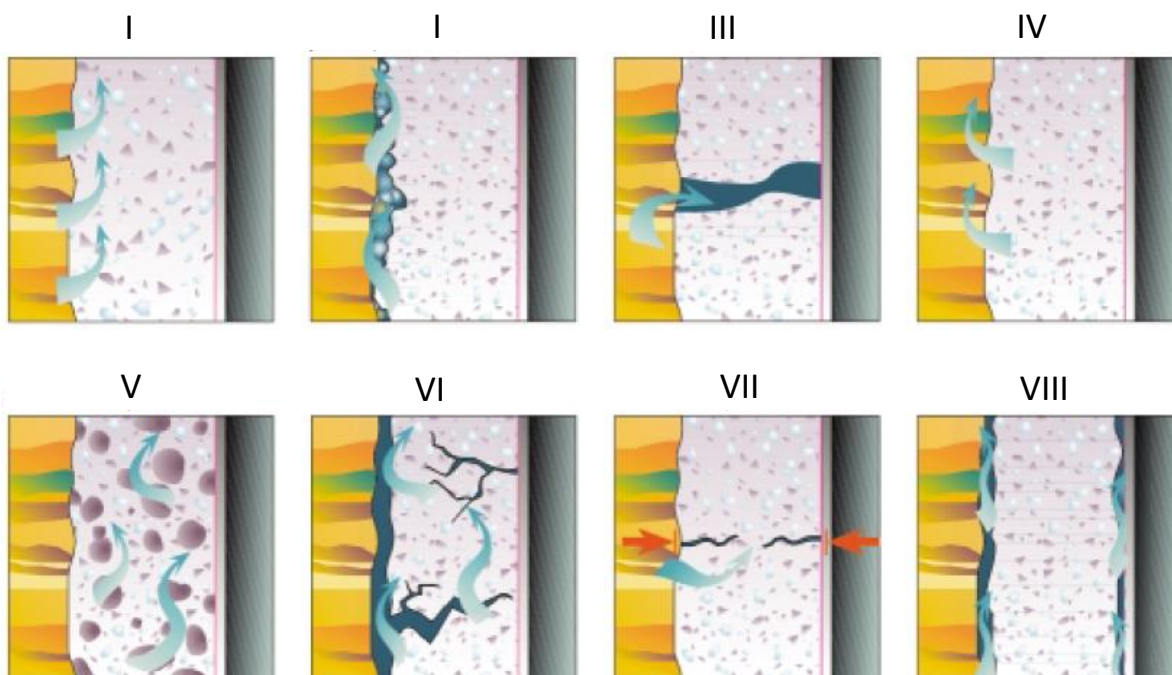


Figura 4. Parámetros que afectan el sellado durante una cementación primaria.<sup>4</sup>



### **2.2.2 Cementación forzada.**

La cementación forzada se define como el procedimiento de colocar una lechada de cemento a presión hacia el espacio anular a través de agujeros o disparos previamente hechos. La cementación forzada es comúnmente usada como una medida correctiva de la cementación primaria, cuando ésta no fue exitosa o en diversas reparaciones.

Un diseño apropiado de una cementación forzada dará como resultado un filtrado de cemento que llenara los espacios entre la formación y la tubería de revestimiento. El resultado del filtrado formará una capa sólida impermeable.

En una cementación forzada, la colocación del cemento en un punto deseado o en puntos necesarios es un elemento clave, ya que probablemente el uso más importante de una cementación forzada es el de aislar la producción de hidrocarburos de aquellas formaciones que producen otros fluidos, por ejemplo, en el caso de que el intervalo productor tenga presencia de agua, éste deberá ser aislado a través de la colocación de cemento a presión en los disparos y así generar una barrera impermeable.

Hoy en día, el cemento en las operaciones de cementación forzada es preparado con aditivos de control de pérdida de agua y se inyecta a bajo gasto de presiones inferiores a la de fracturamiento de la formación, lo que da tiempos estáticos para hacer que la lechada expuesta a la zona permeable en los disparos se deshidrate formando una capa de cemento en cada tiempo estático y así obturar todos los disparos con capas de cemento superpuestas hasta tener una pequeña protuberancia en cada agujero.

#### **2.2.2.1 Objetivos de la cementación forzada.**

La cementación forzada tiene muchas aplicaciones tanto en los procesos de perforación, operaciones de terminación y reparación de pozos. Algunas de estas operaciones son:

- ✓ Mejorar el sello físico entre dos zonas que manejan distintos fluidos.

- ✓ Reparar un trabajo de cementación primaria que pudo haber fracasado debido a la canalización del lodo de perforación o por una altura ineficiente del cemento en el espacio anular.
- ✓ Corregir una cementación primaria en la boca de una tubería corta, o en la zapata de una tubería cementada, la cual manifieste ausencia de cemento en la prueba de goteo.
- ✓ Eliminar la intrusión de agua al intervalo productor.
- ✓ Sellar un intervalo explotado.
- ✓ Sellar parcialmente un intervalo que fue seleccionado incorrectamente.
- ✓ Corregir alguna anomalía en la tubería de revestimiento.
- ✓ Abandonar una zona depresionada no productora.
- ✓ Reducir la relaciona gas-aceite por aislamiento de la zona de gas, de un intervalo adyacente al intervalo de aceite.
- ✓ Reparar una fuga en la tubería de revestimiento debido a corrosión de la misma en zonas expuestas.
- ✓ Sellar zonas de pérdida de circulación.

### **2.2.3 Taponos de cemento.**

Los taponos de cemento son la técnica balanceada de colocación de volúmenes de lechada a través de una tubería de perforación, de producción o con auxilio de algunas herramientas especiales, en una zona determinada, ya sea en agujero descubierto o tubería de revestimiento. Los taponos son usados para prevenir la comunicación entre fluidos o en la parte baja o superior de un pozo para ser abandonado. Los taponos también se utilizan para proporcionar una plataforma y soporte a las herramientas de perforación, esto en el caso del desvío de la trayectoria del pozo.

Se ha determinado que un tapón de cemento requiere de la misma planeación con que se lleva a cabo el trabajo de una cementación primaria. Es importante tener una consideración especial para la estabilidad del tapón. Es de suma importancia que exista comunicación

entre el equipo de operación y la compañía de servicio para la evaluación de los problemas y el mecanismo de taponos.

Existen varios factores que se deben de tener en cuenta durante un trabajo de colocación de taponos de cemento, en donde los de mayor importancia son:

- ✓ Tiempo de colocación.
- ✓ Temperatura.
- ✓ Hidráulica.
- ✓ Profundidad.
- ✓ Presión.
- ✓ Dureza del tapón.
- ✓ Densidad de la lechada.
- ✓ Litología.
- ✓ Volumen a ser bombeado.

### **2.2.3.1 Objetivos de los taponos de cemento.**

Los principales objetivos de los taponos de cemento son:

- ✓ Taponar una zona del pozo o taponar por completo dicho pozo.
- ✓ Resolver el problema de pérdida de circulación en la etapa de perforación.
- ✓ Desviar la trayectoria del pozo arriba de un pescado o para iniciar la perforación direccional.

Los taponos colocados dentro de los agujeros entubados son utilizados para:

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

Los tapones de cemento en agujeros descubiertos se colocan para:

- ✓ Abandonar la parte inferior del pozo.
- ✓ Sellar zonas de pérdida de circulación.
- ✓ Abandonar capas de formación indeseable.
- ✓ Aislar una zona para prueba de formaciones.
- ✓ Iniciar perforación direccional.

### **2.2.3.2 Tipos de tapones de cemento.**

Existen diferentes tipos de tapones de cementos utilizados en las operaciones de cementación, lo anterior dependiendo del tipo de función para el que se requiera en un determinado pozo, los principales tipos de tapones de cemento empleados son: tapón de desvío, tapón de abandono, tapón para evitar las pérdidas de circulación y tapón para pruebas de formación.

- Tapón de Desvío.- En las operaciones de perforación direccional suele ser difícil alcanzar el ángulo deseado cuando se perfora en formaciones suaves. Por lo anterior, es común colocar un tapón de desvío en dicha formación y así alcanzar el objetivo y el curso deseado. Además, la única solución que se puede llevar a cabo cuando una operación de pesca no se puede realizar es desviar el pozo con un tapón por encima del pescado, el cual es una herramienta de la sarta de perforación dejado en el fondo del pozo.

La cima de tapón o de inicio de desviación debe ser colocada frente a una formación que sea fácil de perforar, en donde la barrena pueda ser orientada en una nueva dirección sin caer en el agujero original. Una consideración importante en la colocación de un tapón de desvío es que la longitud entre la barrena del nuevo agujero y el original sea lo suficientemente grande en el momento en que sobrepase la longitud del tapón. El éxito del tapón se debe en gran parte a la experiencia.

- Tapón de Abandono.- Los tapones de abandono de pozos generalmente son colocados frente a zonas potenciales de alta presión. Se pone un tapón en la zapata de la tubería de revestimiento y se colocan todos los necesarios hasta la superficie. Es necesario colocar varios tapones de cemento a diferentes profundidades para abandonar un pozo y así prevenir la comunicación entre zonas y la migración de fluidos que podrían contaminar los mantos acuíferos.
- Tapón para evitar Pérdida de Circulación.- La pérdida de fluido de perforación puede ser detenida si se coloca correctamente un tapón de cemento frente a la formación en donde se presenta dicha pérdida. Un tapón de cemento puede ser colocado por encima de una zona para prevenir su fractura debido a las presiones hidrostáticas que pueden desarrollarse durante la cementación de una tubería de revestimiento.  
Las lechadas de cemento puro son comunes en la aplicación de un tapón ya que resultan efectivas para solucionar pérdidas menores y brindar esfuerzos compresivos muy altos. Para cementos más ligeros con mejores propiedades mecánicas se utilizan cementos espumados o microesferas. Éstos tienen la ventaja natural de la tixotropía por lo que es menos probable que exista pérdida.
- Tapón para Prueba de Presión.- Cuando en una prueba de formación existe una zona suave o débil por debajo del intervalo a probar, o que puede aportar fluidos indeseables, se colocan tapones de cemento y así poder aislar la zona que se desea probar, siempre y cuando sea imposible o impráctico colocar un ancla de pared. Lo anterior permitirá evitar que se fracture la formación débil.

### **2.3 Cementación de las diferentes tuberías de revestimiento.**

El proceso de construcción de pozos habitualmente consiste en la instalación de varias tuberías de revestimiento, cada una de las cuales requiere una operación de cementación

primaria específica. A medida que el pozo se profundiza, el diámetro de cada tubería de revestimiento se va reduciendo.

Es necesaria una serie de tuberías de revestimiento para perforar un pozo y para producir los hidrocarburos de manera satisfactoria. El diseño de tuberías de revestimiento depende de varios factores, entre los que destacan:

- ✓ Diámetro.
- ✓ Profundidad.
- ✓ Gradiente de presión de formación y fractura.

Las tuberías de revestimiento deben ser diseñadas para que sean capaces de resistir los procesos químicos así como los esfuerzos mecánicos a los que se verán sometidas dentro del pozo.

Las tuberías de revestimiento se pueden clasificar en tuberías conductoras, superficial, intermedias y de explotación, el uso de cada una de ellas depende de la etapa en la que se esté perforando. Un arreglo común de tuberías en un pozo se muestra en la siguiente figura.

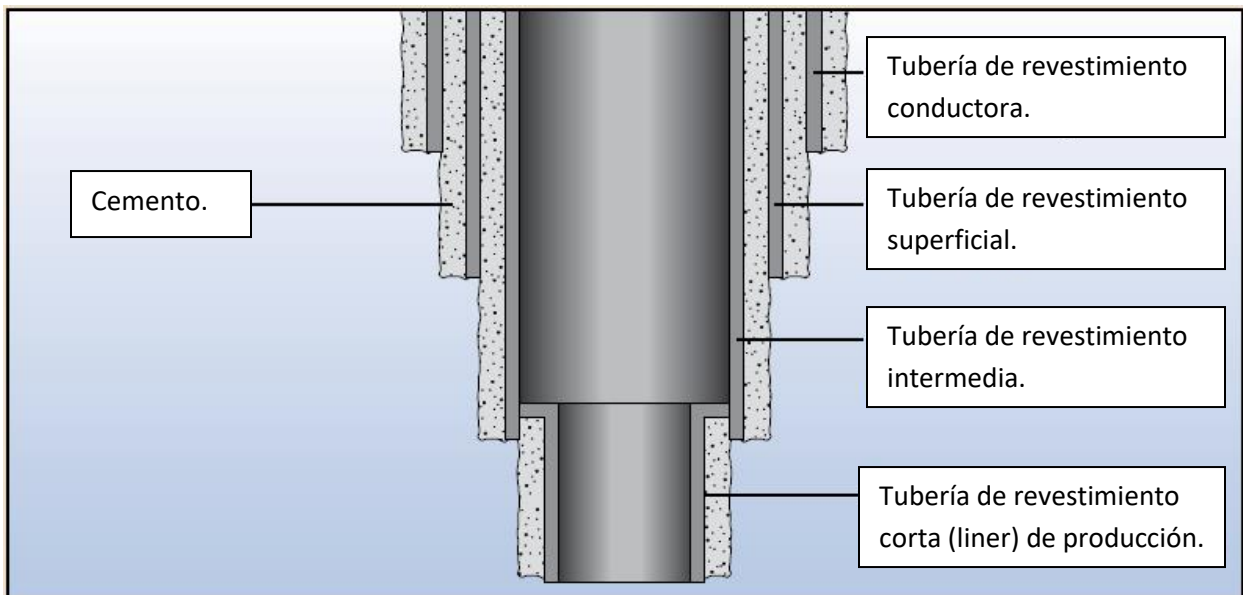


Figura 5. Programa de entubación habitual.<sup>2</sup>

### **2.3.1 Cementación de tubería de revestimiento conductora.**

La tubería de revestimiento guía (conductora) de gran diámetro protege las formaciones someras contra la contaminación ocasionada con el fluido de perforación y ayuda a prevenir los derrumbes que involucran las capas superficiales no consolidadas del terreno. Normalmente es la primera tubería de revestimiento en ser hincada.

También sirve como conducto para hacer circular el fluido de perforación hacia las presas. El revestimiento conductor permite la pronta instalación del preventor especial Diverter, para que las operaciones de perforación puedan ser iniciadas con plena seguridad. Esto es muy importante porque en algunos casos es común encontrar en formaciones someras la presencia de hidrocarburos (normalmente gas). En los casos en que se pretende perforar sobre el lecho marino, la tubería de revestimiento conductora no es cementada pero sí clavada, ya que las formaciones someras son mucho más débiles y suaves que en tierra.

### **2.3.2 Cementación de tubería de revestimiento superficial.**

La tubería de revestimiento de superficie posee un diámetro más pequeño, en comparación con la tubería conductora, este tipo de tubería de revestimiento es eficaz manteniendo la integridad del pozo y previniendo la contaminación del agua encontrada en los mantos acuíferos de los hidrocarburos, salmueras y fluido de perforación.

Uno de los problemas que se presentan frecuentemente en la colocación de esta tubería es el bajo gradiente de fractura, por lo que hay que tener un buen diseño de lechada y evitar pérdida en la circulación durante la cementación. En la mayoría de los casos, el mayor requerimiento es soportar la tubería, por lo que se coloca una lechada extendida de menor densidad, seguida por una lechada de cemento puro con mayor resistencia para la zapata. Este tipo de tuberías son la base para la colocación del primer cabezal.

### **2.3.3 Cementación de tubería de revestimiento intermedia.**

Las tuberías intermedias son necesarias para mantener la integridad del pozo al continuar con la perforación, estas sartas se emplean para cubrir zonas débiles que pueden ser

fracturadas con densidades de lodos mayores, que son necesarias al ir incrementando la profundidad.

Normalmente es la sección más larga de las tuberías en el pozo y van corridas hasta la superficie. Para acceder a la zona productiva, en ocasiones es necesario que se requieran múltiples sargas de tuberías de revestimiento intermedias. Debido a los distintos tipos de formaciones expuestas, el requerimiento de la cementación de estas tuberías puede variar considerablemente, por lo que se requiere de lechadas con mucho mejor desempeño que el empleado en tuberías superficiales. La cementación puede ser realizada con un solo diseño de lechada o con dos, si el pozo y el gradiente de fractura lo requieren.

Sus rangos de diámetro varían de 6 5/8" a 13 3/8" y su profundidad de asentamiento va de 300 a 4600 m.

#### **2.3.4 Cementación de tubería de revestimiento de explotación.**

La tubería de revestimiento de explotación sirve para aislar las formaciones productoras de hidrocarburos. Siendo la última tubería de revestimiento en el pozo será sometida a las condiciones más críticas de presión y temperatura. El aislamiento eficiente de esta tubería nos permite efectuar apropiadamente tratamientos de estimulación necesarios para mejorar la producción del pozo en un futuro. Por lo que, la cementación de esta sarga de tubería es objeto de minuciosos estudios debido a la calidad exigida para así considerarse una operación exitosa.

#### **2.4 Accesorios o equipos en la cementación.**

Para llevar a cabo la cementación primaria de las diferentes tuberías de revestimiento, ya mencionadas con anterioridad, es necesario utilizar diferentes accesorios, los cuales nos permitirán una cementación más segura y eficiente.

La conjunción entre la tubería y los accesorios de cementación es vital para una buena distribución del cemento, estos accesorios los podemos dividir en dos, equipo superficial y equipo subsuperficial. En las Tablas 6 Y 7 se muestran los principales equipos, tanto superficiales como subsuperficiales, en dichas tablas se da una pequeña descripción del



equipo y de su principal función, la cual juega un papel importante durante todo el proceso de cementación del pozo.

### 2.4.1 Equipo superficial.






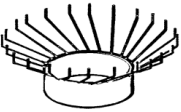
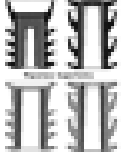
Tabla 6. Principales equipos superficiales.<sup>12</sup>

TIPO DE EQUIPO.	PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS Y FUNCIÓN.
<p>Silos de cemento.</p> 	<p>Los silos deben tener la capacidad suficiente para almacenar el cemento necesario. Además, estos silos también sirven para mezclar y manipular aditivos a granel en seco. Los distintos cementos y mezclas deben almacenarse en silos de cemento separados.</p>
<p>Unidad de bombeo de cemento.</p> 	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Suministra alta potencia y presión de bombeo</li> <li>▪ Mide los fluidos de mezcla</li> <li>▪ Proporciona y controla el sistema de mezclado de cemento</li> <li>▪ Controla el caudal y la presión de bombeo</li> </ul>
<p>Línea de tratamiento.</p> 	<p>La línea de tratamiento es un conjunto de tuberías y uniones giratorias que se utiliza para llevar la lechada de cementación y otros fluidos bombeados desde la unidad de cementación al pozo.</p>
<p>Bombas.</p>	<p>Son las mismas empleadas en perforación, en este equipo se puede manipular la presión y gasto de acuerdo a las especificaciones.</p>
<p>Cabeza de cementación.</p> 	<p>Soportar los taponos, tanto el tapón inferior y superior y soltar cada uno en la etapa correspondiente del proceso de cementación.</p>

## 2.4.2 Equipo subsuperficial.

Los principales accesorios subsuperficiales usados en el proceso de cementación primaria se pueden resumir en la siguiente tabla:

**Tabla 7. Principales equipos subsuperficiales.<sup>12</sup>**

TIPO DE EQUIPO.	PRINCIPALES CARACTERÍSTICAS Y FUNCIÓN.
Zapata guía. 	Guía la tubería de revestimiento al pozo. Ayuda a proteger los extremos de la tubería y se ubica en el primer tramo.
Zapata flotadora. 	Mismas funciones de la zapata guía. Evita el contraflujo de fluido o cemento.
Cople desviador y Cople flotador. 	Brindan asiento a los tapones así como el contraflujo de fluido o cemento.  Se instala tres tramos de T.R. arriba de la zapata.
Válvula flotadora de inserción. 	Mismas funciones del cople y zapata flotador.
Centrador. 	Centran la tubería de revestimiento en el pozo. Se utiliza un centrador por tramo en los primeros 5 tramos de T.R. y después un centrador cada 3 tramos.
Limpiadores de pared. 	Para remover el enjarre de lodo de la pared del pozo.
Tapón inferior y superior. 	Actúan como un espaciador mecánico entre el lodo desplazante y la lechada de cemento, así como entre el bache espaciador y la lechada de cemento.

## 2.5 Procedimiento para el diseño y ejecución de la cementación.

El proceso de cementación de tuberías de revestimiento conlleva una importante cantidad de pasos, ya que la técnica a utilizar en una cementación debe ser seleccionada en función de las características e información de la formación expuesta en el agujero, además de las propiedades reológicas de la lechada, las propiedades del cemento y sus aditivos, así como el equipo de cementación disponible.

El diseño de una cementación debe permitir obtener lo siguiente:

- ✓ Un desplazamiento efectivo del lodo de perforación a través del espacio anular.
- ✓ Una caída mínima de presión durante el desplazamiento de la lechada de cemento.

Como se mencionó, la operación de cementar una tubería de revestimiento consiste en una serie de pasos, los cuales se mencionan de forma breve a continuación y se logran observar de forma resumida en la Figura 6:

- Se deberá acondicionar el lodo de perforación, antes de introducir la tubería de revestimiento. Cuando el pozo lo permita, es recomendable bajar la densidad hasta que la presión hidrostática sea un poco mayor que la del yacimiento.
- Antes de introducir la tubería, se deberá verificar su grado, espesor, tipo de rosca, diámetro externo e interno, peso y calibrarla interiormente, además de tener bien registrados los datos de sus medidas.
- Una vez armada la tubería de revestimiento con todos sus accesorios y de haber definido cuántos tramos de tubería de revestimiento deberán introducirse al pozo. Se coloca la zapata en el primer tramo de la tubería que se va a introducir al pozo y en la parte superior de ésta o en el segundo tramo se deberá colocar el cople de flotación.
- Con la tubería por cementar colocada en el fondo del agujero equipada con sus centradores, zapata, cople de flotación, etc. dentro del fluido de control y después de haber circulado 3 veces el volumen total de este fluido en el pozo, se colocan los

tapones inferior (diafragma) y el superior (tapón duro) dentro de la cabeza de cementación y ésta a su vez se instala en la tubería de revestimiento.

- Se bombea un bache lavador para limpiar el enjarre que dejó el lodo de perforación en el espacio anular y en la pared de la formación.
- Enseguida se suelta el diafragma (tapón inferior) y se bombea por el interior de la tubería para cementar, seguido por la lechada de cemento diseñada especialmente para este tramo a cementar.
- Una vez bombeado el volumen total de lechada, se suelta el tapón duro (tapón superior) y se desplaza hacia el espacio anular con un volumen igual a la capacidad de la tubería de revestimiento del fluido desplazante, hasta que el tapón de fondo asiente en el cople de flotación y posteriormente el tapón superior se coloque arriba del diafragma (tapón inferior). Con el aumento de la presión en el interior de la tubería de revestimiento y los volúmenes bombeados de cada uno de los fluidos utilizados, se determina que los dos tapones se hayan acoplado. Para entonces, el trabajo habrá concluido.
- Se procura que la presión final sea mayor que la de desplazamiento, para estar seguro que no quedó cemento dentro de la tubería y coincida con el tiempo calculado para desplazar el segundo tapón.

En todos los trabajos de cementación, es necesario calcular volúmenes y presiones, tales como:

- ✓ Volumen de cemento requerido.
- ✓ Volumen de agua necesario para la lechada de cemento.
- ✓ Volumen de aditivos.
- ✓ Presión mínima requerida para desplazar el tapón sólido hasta el equipo de flotación.
- ✓ Presión y volumen final de la lechada de amarre.
- ✓ La presión hidrostática en el espacio anular.

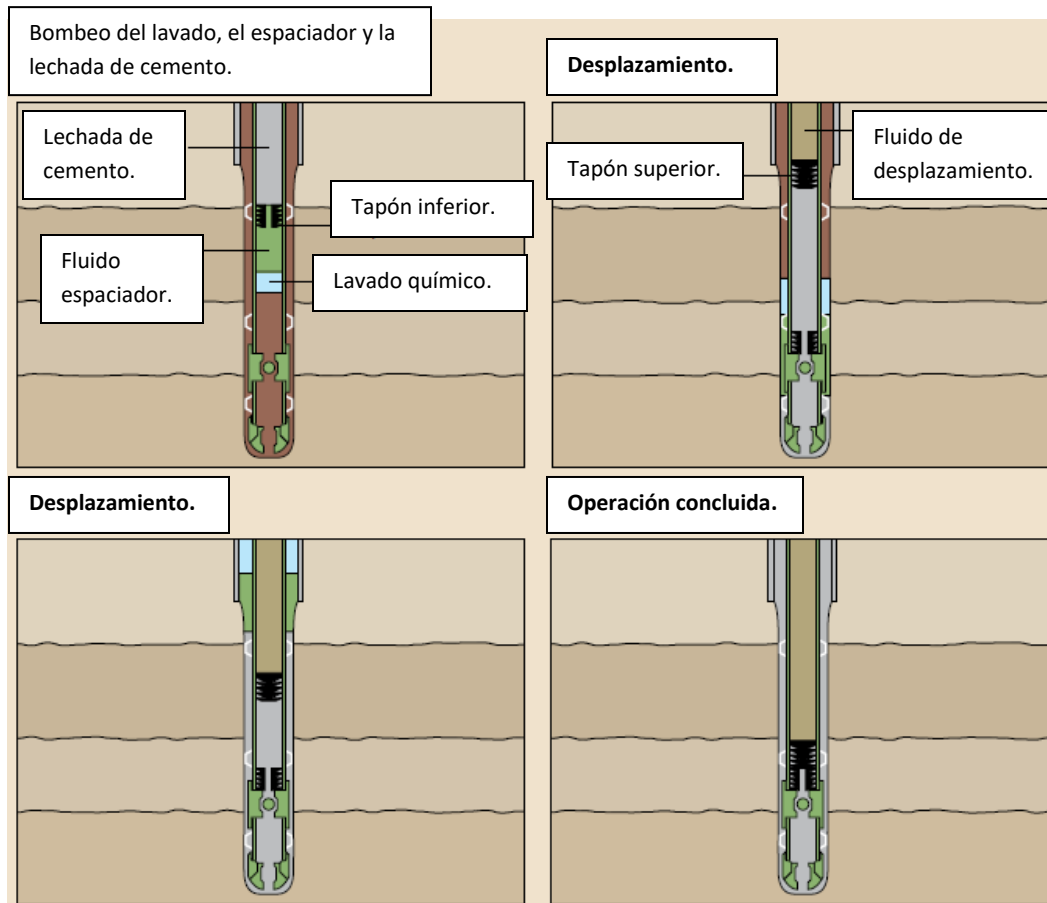


Figura 6. Operación de cementación habitual.<sup>9</sup>

### 2.5.1 Información para la operación de cementación.

Es importante contar con los datos del estado mecánico del pozo, tales como diámetro de agujero descubierto, profundidad, desviación, diámetro, peso, y grado de la TR a cementar y de la TR anterior, así como también contar con el número de centradores que se van a utilizar.

De igual forma con los datos de la formación: temperatura de fondo estática y circulante, tipo de formación, presión de poro y presión de fractura. Es recomendable tener bien localizadas las zonas susceptibles a presentar una pérdida de la lechada de cemento y así poder tomar decisiones con respecto a la densidad que tendrá dicha lechada.

También los datos de fluidos involucrados en la cementación: es indispensable conocer el tipo, reología, y densidad del lodo de perforación, de la lechada de cemento, y de los fluidos lavadores y espaciadores. Se recomienda efectuar pruebas de compatibilidad

cemento-lodo, lodo-fluido espaciador, y fluido espaciador-cemento, para evitar reacciones indeseables entre los fluidos.

### 2.5.2 Cálculo de volúmenes necesarios.

- Cálculo del volumen de cemento.

Se determina gracias a un registro de calibración, tomando en cuenta la cima de cemento programada y el volumen de cemento entre zapata y cople. Cuando no se cuenta con el registro de calibración del pozo, se recomienda un exceso de volumen de cemento del 10 al 50 por ciento para formaciones consolidadas y no consolidadas respectivamente.

- Volumen del espacio anular ( $Vol_{EA}$ ):

$$Vol_{EA} = 0.00319 * (D_{AG}^2 - D_{EXTR}^2) * H \text{ [lts]}$$

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

- Volumen entre el cople y zapata ( $Vol_{C/Z}$ ):

$$Vol_{C/Z} = 0.00319 * D_{INTR}^2 * h \text{ [lts]}$$

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

- Volumen de lechada ( $Vol_C$ ):

$$Vol_C = Vol_{EA} + Vol_{C/Z} \text{ [lts]}$$

- Cantidad de sacos de cemento:

$$sacos = \frac{Vol_C}{rendimiento \text{ por saco}} \text{ [Sacos]}$$

- Agua requerida para la mezcla:

$$\text{Agua} = \text{Sacos} * \text{Requerimiento de agua [Lts]}$$

- Cálculo del volumen para el desplazamiento.

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

$$Vol_D = 0.00319 * D_{INTR}^2 * (H - h) \text{ [lts]}$$

- Cálculo de presiones.

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

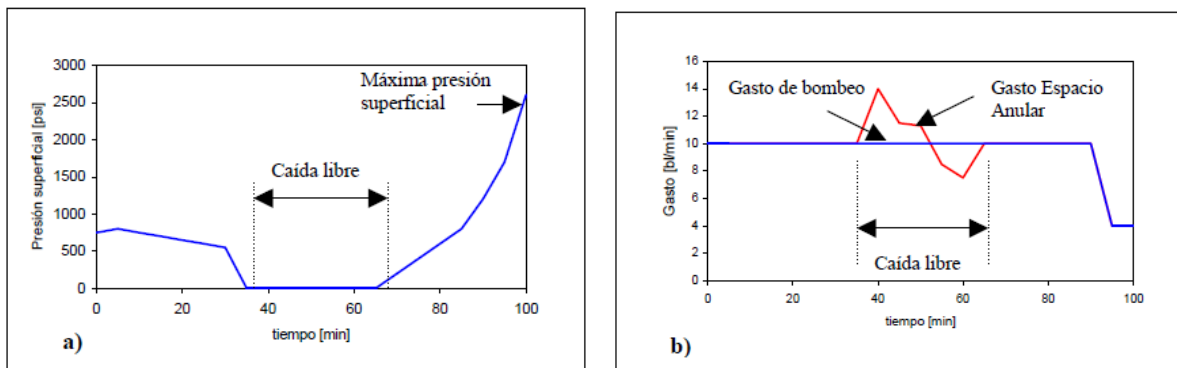


Figura 7. Fenómeno de caída libre detectado cuando: a) la presión superficial es cero, y b) los gastos de bombeo y EA son diferentes.<sup>5</sup>

La cuantificación del ritmo de caída libre sólo es por métodos numéricos, por lo que la utilización de software especializado es altamente recomendable para el diseño óptimo de la cementación.

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

$$P_s = P_A - P_{TR} + P_{FA} + P_{FTR} \text{ [psi]}$$

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

- Cálculo de la densidad equivalente de circulación (EDC).

Este parámetro es importante por dos razones: primera; la EDC debe ser mayor que la presión de poro de la formación para evitar que ésta se manifieste cuando los baches lavador y espaciador se encuentren en el espacio anular, y segunda; la EDC debe ser menor que la presión de fractura.

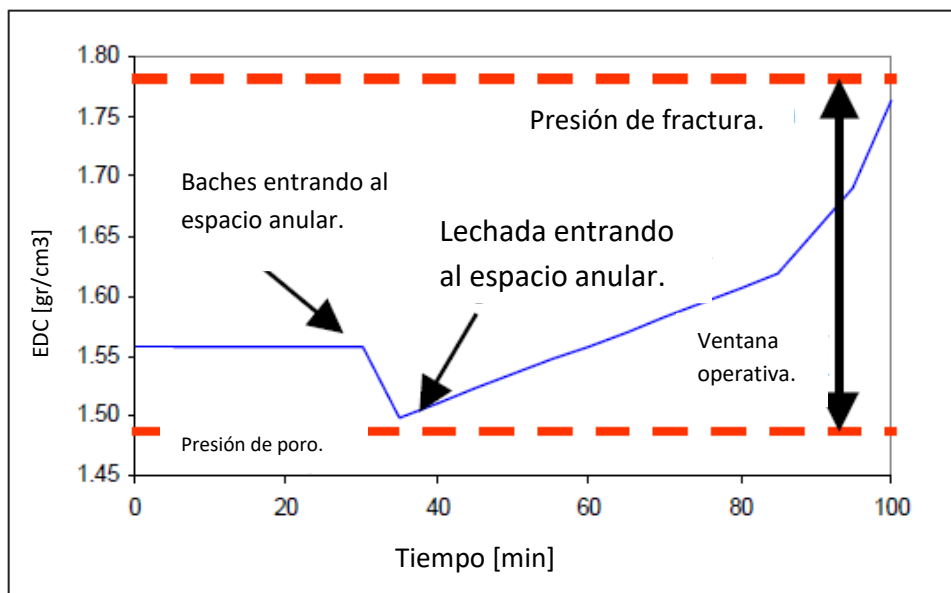


Figura 8. Densidad de circulación equivalente en el fondo del pozo.<sup>5</sup>

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

$$EDC = 0.7045 \left( \frac{P_A + P_{FA}}{H} \right) \left[ \frac{gr}{cm^3} \right]$$



### 2.5.3 Diseño de la lechada de cemento (Norma API SPEC 10)

- ✓ Viscosidad: Se recomienda de 10 a 15 [Bc.] (unidades de consistencia usadas en pruebas a cementos)
- ✓ Agua libre: Volumen de agua que se separa de lechada, el valor máximo de agua deberá ser de 1.4%
- ✓ Tiempo de bombeo.
- ✓ Resistencia a la compresión.
- ✓ Densidad.
- ✓ Control de filtrado.

### 2.5.4 Baches lavador y espaciador.

Los baches, tanto lavador como espaciador, se programan en función del tipo de cementación por efectuar, tipo de lodo, y características de la formación. Se bombean con el propósito de lavar y acarrear los recortes de formación remanentes.

El frente lavador es un fluido newtoniano, normalmente agua con surfactante y densidad cercana a  $1.0 \left[\frac{gr}{cm^3}\right]$ . El frente espaciador es viscoso y se comporta como fluido no-newtoniano. La densidad de este frente espaciador debe estar entre la densidad del lodo y la del cemento. Si el gradiente de fractura de la formación lo permite, se recomienda que la densidad del fluido espaciador sea  $0.06 \left[\frac{gr}{cm^3}\right]$  mayor a la del lodo.

El volumen recomendado de los baches lavador y espaciador ( $Vol_B$ ), de acuerdo con el criterio de eficiencia de desplazamiento, se determina de la siguiente forma:

- 150 [m] lineales en el espacio anular más amplio

$$Vol_B = 5.067 \times 10^{-4} * (D_{AG}^2 - D_{EXTR}^2) * 150 \text{ [lts]}$$

- 10 minutos de tiempo de contacto con un punto específico en el espacio anular.

$$Vol_B = 1.589 * Q_{EA} \text{ [lts]}$$

Donde  $Q_{EA}$  es el ritmo de flujo en el espacio anular.

### 2.5.5 Cálculos en el pozo.

- Peso de la tubería de revestimiento flotada ( $W_{TRF}$ ):

$$W_{TRF} = 1.49 \times 10^{-3} W_{TR} * H * F_f$$

$$F_f = 1 - \frac{\rho_{lodo}}{7.856}$$

Donde  $W_{TR}$  es el peso nominal de la TR y  $F_f$  es el factor de flotación.

- Tiempo de desplazamiento:
  - Cuando se desplaza con la bomba de equipo.

$$t = \frac{158.9 * Vol_D}{q * emp * Ef}$$

- Con bomba dúplex.

$$q = 0.02575 * (2D_C^2 - D_V^2) * L_V$$

Donde 0.02575 es una constante de la bomba.

- Con bomba triplex.

$$q = 0.03862 * D_C^2 * L_V$$

Donde 0.03862 es una constante de la bomba.

- Máxima presión diferencial:

Es la presión generada por la diferencia de densidades del fluido de control y el cemento, desde el cople de retención/diferencial hasta a cima de la columna de cemento en el espacio anular.

$$P_{S\ max} = 1.422 * (\rho_C - \rho_{lodo}) * (H - h)$$

Donde h es la distancia que existe entre el cople y zapata, [m].

## 2.5.6 Ejemplo de una cementación.

**Ejemplo:** Se va a cementar una T.R. superficial de 20" a 1000 m. Determine el volumen de cemento de las dos lechadas, el volumen de desplazamiento y el volumen de agua necesaria para la mezcla. Utilice los datos mostrados en la tabla.

Tabla 8. Tabla de datos, ejercicio 1.<sup>8</sup>

<b>Distribución de la TR</b>	<b>Gdte fract = 1.63 [gr/cc]</b>
<b>Zapata guía 20"</b>	<b>Gdte poro = 1.09 [gr/cc]</b>
<b>3T TR de 20" K-55, 94 [lb/pie]</b>	<b>Lodo belt. = 1.20 [gr/cc]</b>
<b>Cople flotador 20"</b>	<b>De 1000 a 800 m d= 1.90</b>
<b>nT TR de 20" K-55, 94 [lb/pie]</b>	<b>De 800 a 00 d= 1.60</b>
<b>Cap. TR = 185.3 [lt/m]</b>	Datos de TR
<b>Cap. EA = 139.9 [lt/m]</b>	RT (TR 20") = 1,480,000 [lb]
<b>Cap. TP 5" = 9.3 [lt/m]</b>	Di(TR 20") = 19.124"
<b>Agua= 22 [lt/saco] (requerimiento de agua)</b>	R1 = 39 [lt/sc] (den= 1.90 gr/cc) (rendimiento)
<b>Agua= 41 [lt/saco] (requerimiento de agua)</b>	R2 = 57 [lt/sc] (den = 1.60 gr/cc)

1.- Cálculo del volumen y cantidad de cemento con densidad de 1.90 gr/cm<sup>3</sup>.  $V = Cap \times L$

- $V = (1000 - 800) (139.9) = 27,980$  [lts];  $V_{cz} = 30 \times 185.3 = 5,559$  [lts];
- $V1 = 33,539$  [lts]
- Cant. Cemento =  $33,539 / 39 = 860$  [sacos]  $\times 50 = 43,000$  [kg] = 43 [ton]

2.- Cálculo del volumen y cantidad de cemento con densidad de 1.60  $\left[\frac{gr}{cm^3}\right]$

- $V2 = (1000 - 200) 139.9 = 111,920$  [lts];  $V2 = 111,920 / 57 = 1,964$  [sacos];
- $V2 = 98$  [ton]
- Cant. Cemento =  $1.2 V2 = 1.2 \times 98 = 118$  [ton]

3.- Calcule el volumen de desplazamiento

- $V_d = (1000 - 30) \times 185.3 = 179,741$  [lts]
- $V_d = 179,741 / 159 = 1,130$  [bls]
- $V_d = (1000 - 30) \times 9.3 = 9,021$  [lts]

4.- Volumen de agua requerido para la mezcla total del cemento

- $V_1 = 33,539 / 39 = 860$  [sacos]  $\times 22 = 18,920$  [lts] =  $18.92$  [ $m^3$ ]
- $V_2 = 111,920 / 57 = 1,964$  [sacos]  $\times 41 = 80,504$  [lts] =  $80.50$  [ $m^3$ ]
- $V_t = 100$  [ $m^3$ ]

**Ejemplo 2:** Se va a cementar una T.R. de 13 3/8” a 3,800 m. Determine el volumen de cemento de las dos lechadas, el volumen de desplazamiento y el volumen de agua necesaria para la mezcla del cemento. Utilice los datos mostrados en la Tabla 9. En esta etapa se tomó un registro de calibración indicando un diámetro de agujero de 17” por lo que se tomara el diámetro de la barrena 17 1/2”. Observar la Figura 9 para la localización de los volúmenes, profundidades y diámetros utilizados para el pozo a cementar.

Tabla 9. Tabla de datos, ejercicio2.<sup>8</sup>

<b>Distribución de la TR</b>	<b>Gdte fract = 1.97 [gr/cc]</b>
<b>Zapata guía 13 3/8”</b>	<b>Gdte poro = 1.33 [gr/cc]</b>
<b>3T TR 13 3/8” P-110, 72 [lb/pie]</b>	<b>Lodo belt. = 1.55 [gr/cc]</b>
<b>Cople diferencial 13 3/8”</b>	<b>De 3800 a 3500 m d= 1.90</b>
<b>nT TR de 13 3/8” P110, 72 [lb/pie]</b>	<b>De 3500 a 00 d= 1.60</b>
<b>Cap. TR = 77.2 [lt/m]</b>	Datos de TR
<b>Cap. EA = 64.5 [lt/m]</b>	RT (TR 13 3/8”) = 2,284,000 [lb]
<b>Cap.EA2= 94.7</b>	Di (TR 13 3/8”) = 12.347”
<b>Agua= 22 [lt/saco] (requerimiento de agua)</b>	R1 = 39 [lt/sc] (den= 1.90 gr/cc)
<b>Agua= 41 [lt/saco] (requerimiento de agua)</b>	R2 = 62 [lt/sc] (den = 1.60 gr/cc)

1.- Calculo del volumen de cemento con densidad de  $1.90 \left[ \frac{gr}{cm^3} \right]$ :

- $V = (3800 - 3500) 64.5 = 19,350$  [lts]
- $V_{cz} = 30 \times 77.2 = 2,316$  [lts]
- $V_1 = 21,666$  [lts]
- Cant. Cemento =  $21,666 / 39 = 556$  [sacos] x 50 = 27,777 [kg]
- Cant. Cemento = 28 [ton]

2.- Calculo del volumen de cemento con densidad de  $1.60 \left[ \frac{gr}{cm^3} \right]$  :

- $V_2 = (3500 - 1000) 64.5 = 161,250$  [lts]
- $V_3 = 1000 \times 94.7 = 94,700$  [lts]
- Cant. Cemento =  $V_2 + V_3 = 161250 + 94700 = 255,950$  [lts] / 62 = 4,129sacos x 50
- Cant. Cemento = 206[ton]

3.- Calcule el volumen de desplazamiento:

- $V_d = (3800 - 30) 77.2 = 291,044$  [lts]
- $V_d = 291,044 / 159 = 1,830$  [bls]

4.- Volumen de agua requerido para la mezcla total del cemento:

- $V_1 = 21,666 / 39 = 556$  [sacos] x 22 = 12,232 lts = 12.2 [ $m^3$ ]
- $V_t = 255,950$  [lts] / 62 = 4,129 [sacos] x 41 = 169,289 [lts] = 169.2 [ $m^3$ ]
- Vaguatotal = 181.4 [ $m^3$ ]

5.- Volumen del bache lavador:

- $V_{bl} = 150 \times 77.2 = 11,580$  [lts] = 73 [bls]

6.- Volumen del bache espaciador:

- $V_{bl} = 150 \times 77.2 = 11,580$  [lts] = 73 [bls]

7.- Relación de presiones:

- $P_h = 57 + 560 = 617 \left[ \frac{kg}{cm^2} \right]$
- $P_{fract} = 3800 (1.97/10) = 749 \left[ \frac{kg}{cm^2} \right]$
- $P_{poro} = 3800(1.3310) = 505 \left[ \frac{kg}{cm^2} \right]$

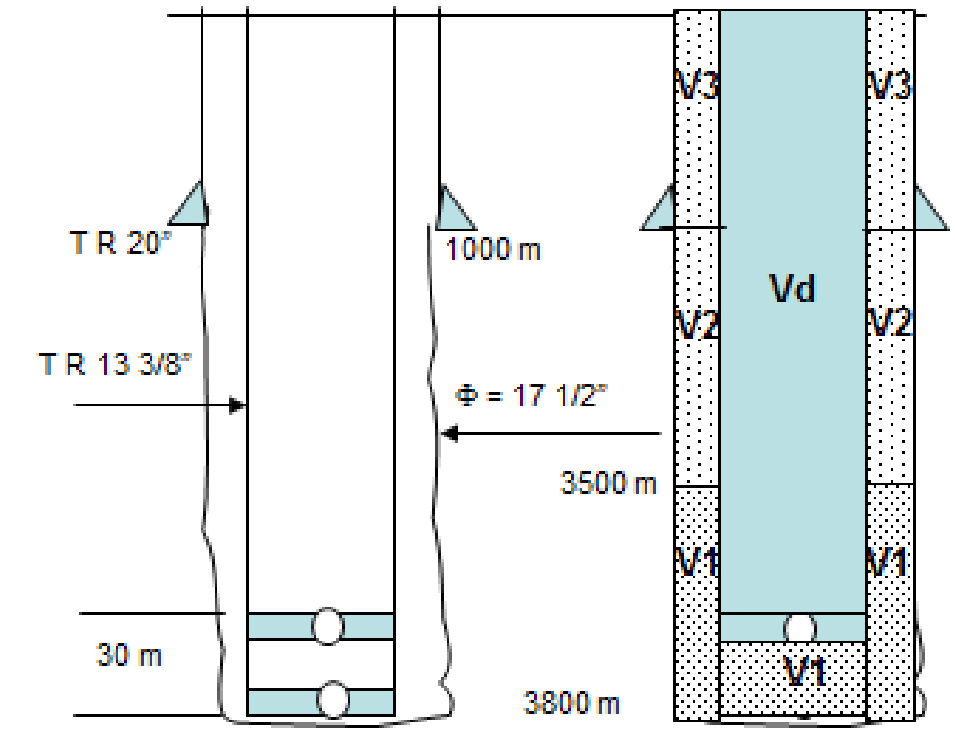


Figura 9. Cementación de TR a 3800m.<sup>8</sup>

## 2.6 Problemas o causas asociados a una mala cementación.

La cementación exitosa de las diferentes tuberías de revestimiento es una operación difícil que requiere de una apropiada planeación en función de las condiciones del pozo y del conocimiento de los mecanismos de presión que se presentan durante la colocación de la lechada de cemento.

Existe una gran variedad de condiciones que se deben tomar en cuenta durante una operación de cementación, tales como; la perforación a grandes profundidades dará como consecuencia altas presiones y temperaturas, lo que debe estar considerado en el diseño de la lechada; un cálculo inadecuado del volumen de lechada dará como resultado una cementación deficiente; o el mal diseño de la densidad, lechada ligera o densa, dando como consecuencia canales de migración o un fracturamiento de la formación, respectivamente.

Las principales causas de una mala planeación en la operación de una cementación pueden clasificarse en dos grandes categorías, como se muestran a continuación:

- ✓ 1.- Sistemas mecánicos deficientes que intervienen al bombear la lechada, Tabla 10.

**Tabla 10. Causas de una mala cementación.<sup>7</sup>**

<b>Sistema mecánico deficiente.</b>	<b>Consecuencia.</b>
Tubería mal centralizada.	Las consecuencias son el desplazamiento incompleto del lodo o la pérdida de lechada dentro de la formación.
Agujeros derrumbados.	
Bache de limpieza inadecuado.	
Presiones locales excesivas.	

- ✓ 2.- Degradación de la calidad de la lechada durante el proceso de fraguado.

Generalmente se le da muy poca importancia al fenómeno de presión durante el proceso de fraguado. Se ha demostrado que una diferencia entre la presión que ejerce el cemento en el pozo y la pared de la formación es la causa de problemas en la cementación.

La consecuencia de una presión no controlada durante el fraguado es la degradación de la calidad del cemento debido a la pérdida de agua y la absorción del fluido de la formación.

El cemento es un material que se encoge con el tiempo, dicho encogimiento (o contracción química) podría ocasionar una separación, ya sea entre la formación y el cemento o el cemento y la tubería de revestimiento, lo que daría como resultado una mala adherencia del cemento y que posibilita la comunicación de zonas.

## **2.7 Evaluación de la cementación.**

Para evaluar la adherencia que tiene el cemento es necesario que se tome un registro sónico de cementación, empleando la tecnología de ondas acústicas con cualquier herramienta ultrasónica disponible, y en caso de que este registro denote mala calidad de la cementación en las zonas de interés, se efectuaran trabajos de cementación forzada.

Existen formas prácticas de evaluar la cementación de las tuberías. Una de ellas se realiza durante la operación. Esto consiste en elaborar una gráfica de presión contra volumen bombeado de lechada de cemento y fluido desplazante. Mediante el análisis de esta gráfica se puede determinar inicialmente y de forma confiable la cima más probable de la lechada de cemento en el espacio anular.

La segunda forma de evaluación consiste en correr un registro de cementación para verificar la cima real o probable, así como la calidad de adherencia en el espacio anular.

Por lo general, es aceptado un 80% de adherencia mínima para dar por bueno un trabajo de cementación, aunque cabe mencionar que en los laboratorios de investigación se recomienda que la adherencia mínima debería de ser de un 90% para obtener buenos resultados de sello; sin embargo, la experiencia de campo en las operaciones de cementación juegan un papel importante, marcando un mínimo de 70% para dar por buena una cementación.

La evaluación de una cementación deberá ser capaz de determinar no solo la calidad de la operación de cementación o la necesidad de trabajos de recementación, sino también analizar las causas de falla de ésta, lo anterior con el fin de mejorar el programa de cementación de futuros pozos a cementar en el mismo campo petrolero, ya que como se mencionó, la experiencia dejada por las cementaciones de los pozos ayudará a mejorar las



cementaciones futuras así como evitar los problemas que se hayan presentado en los pozos ya cementados.

### **2.7.1 Registros para la evaluación de la cementación.**

Durante mucho tiempo, la única herramienta utilizada para conocer la eficacia del desplazamiento del cemento por el espacio anular fue el registro de temperatura, el cual proporciona únicamente información sobre la cima del cemento, y no así la calidad de adherencia que existe entre la formación y el cemento o el cemento y la tubería de revestimiento.

Los registros acústicos se han convertido en la herramienta más utilizada por la industria petrolera para detectar la presencia de cemento por detrás de la tubería de revestimiento, y así poder evaluar la adherencia del cemento. Este tipo de registros ayudan, de manera no intrusiva, a detectar el intervalo de profundidad en el que se colocó el cemento alrededor de la tubería, a medir la impedancia acústica del cemento adherido a la tubería de revestimiento y cuantificar el porcentaje de circunferencia de la tubería adherido al cemento.

Durante muchos años, los registros sínicos de cemento “CBL” y el registro de densidad variable “VDL”, han sido la principal forma de evaluar la calidad de la operación de cementación.

El control de la cementación se efectúa a través del registro de cementación CBL, el cual es un registro continuo de la primera onda de sonido que llega al receptor a través de la tubería. La atenuación de la primera onda y el registro de todas las ondas se usan para evaluar la calidad del cemento. En la Figura 10 se muestra el funcionamiento de los registros CBL y VDL, el resultado de lo recabado durante la corrida del registro se puede observar en la Figura 11.

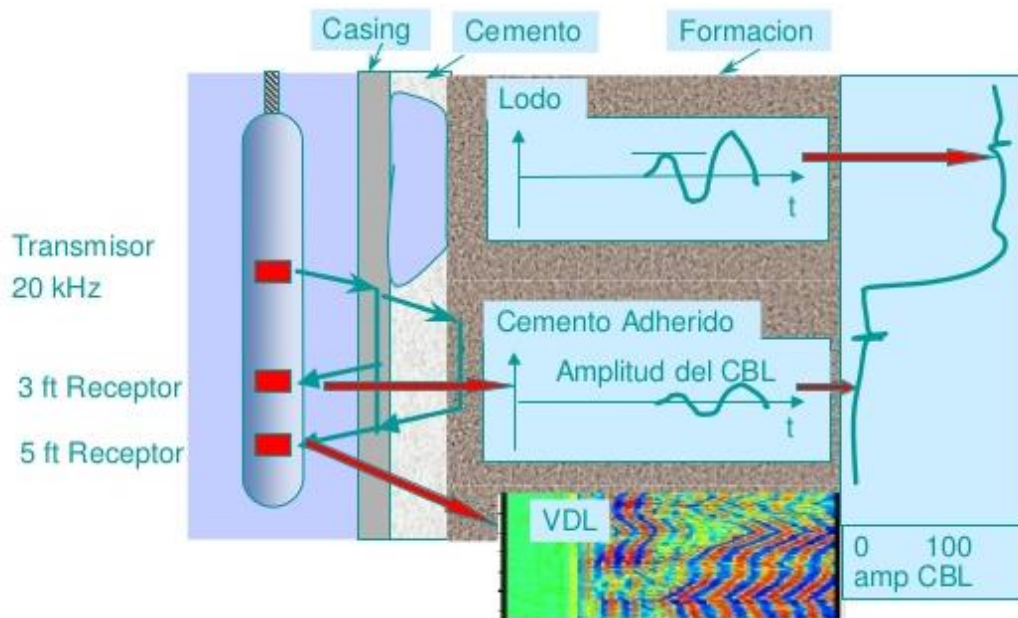


Figura 10. Registro CBL y VDL.<sup>10</sup>

El registro de adherencia del cemento (CBL) se corre con las herramientas acústicas, es una herramienta que contiene un transmisor (T) normalmente cerámico piezoeléctrico y dos receptores (R1 y R2), también piezoeléctricos. Estos dos receptores están localizados a 3 y 5 pies de distancia del transmisor. El primer receptor (R1) mide la amplitud de la primera señal de energía (CBL) mientras R2 registra la visualización completa del tren de ondas (VDL).

En el tren de ondas registrado por el receptor de tres pies, el primer eco E1 corresponde generalmente a la onda transmitida por la tubería, puesto que la velocidad de propagación es generalmente mucho mayor en el acero en las formaciones o en los fluidos que llenan el pozo.

En la tubería bien cementada, la señal sónica de la tubería de revestimiento se atenúa, y la amplitud E1 del registro CBL es pequeña. En la tubería libre, los arribos de la señal sónica en la tubería de revestimiento son intensos. El tiempo de tránsito es el tiempo que tarda la onda en viajar desde el transmisor hasta el receptor.

En la tubería cementada parcialmente pueden existir arribos de la tubería de revestimiento, de la formación y del lodo, que pueden tener lugar en presencia de un microespacio anular en la interface entre la tubería y el cemento.

El registro VDL provee la visualización de los arribos que se propagan en la tubería de revestimiento como ondas extensionales, y en la formación como ondas refractadas.

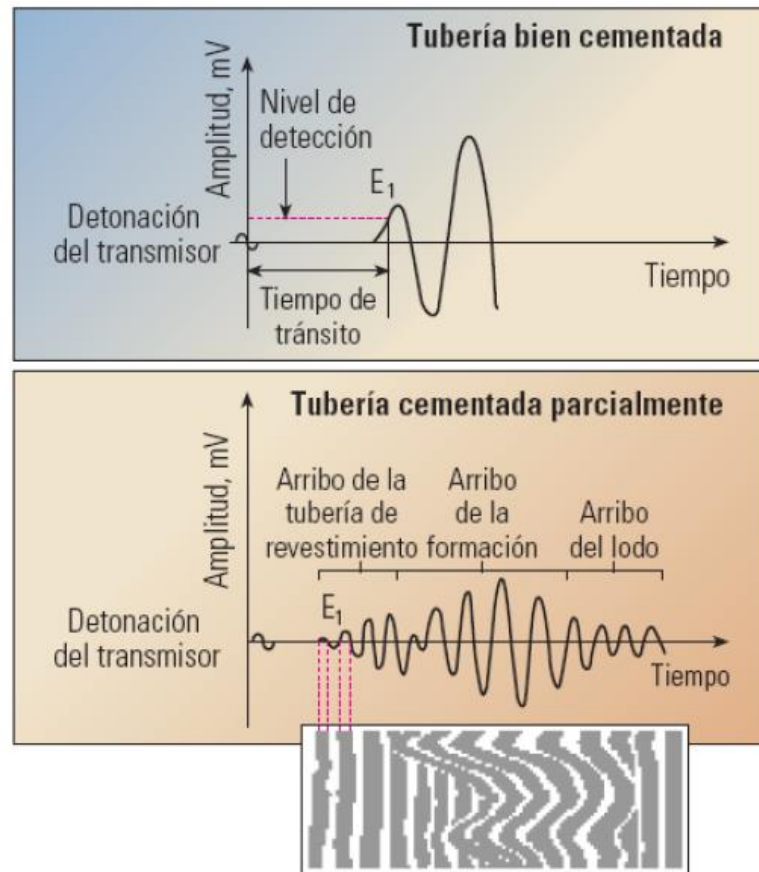


Figura 11. Propagación de la onda en tubería bien y parcialmente cementada.<sup>10</sup>

El principio del registro de densidad variable se explica en la figura mostrada arriba (Figura 11), el tren de onda completo es mostrado en la película como franjas claras y oscuras, el contraste depende de la amplitud de los picos positivos. Las diferentes partes de un tren de ondas pueden identificarse en el registro VDL: los arribos de la tubería se muestran como franjas regulares y los arribos de formación son más sinuosos, como se ilustró en la figura.

## **CAPÍTULO 3**

### **PÉRDIDA DE CIRCULACIÓN EN LA CEMENTACIÓN**

#### **3.1 Definición.**

La pérdida de circulación es la reducción o ausencia total del flujo de fluido que retorna hacia la superficie por el espacio anular, dicho espacio está comprendido entre el agujero y la tubería de revestimiento, esta pérdida ocurre durante la etapa de bombeo en sentido ascendente a través del espacio anular.

La pérdida de circulación de fluido constituye un peligro conocido durante las operaciones de perforación y cementación efectuadas en yacimientos de alta permeabilidad, en zonas agotadas, y en formaciones débiles o naturalmente fracturadas, vugulares o cavernosas.

#### **3.2 Causa de la pérdida de circulación.**

En el presente trabajo se estudiarán los distintos tipos de pérdida que existen tanto en las operaciones de perforación como en las operaciones de cementación, ya que, al presentarse pérdidas de fluido durante un proceso de perforación es posible que ocurra el mismo problema durante la etapa de cementación de las tuberías de revestimiento.

Durante la operación de perforación, el problema de una pérdida de fluido puede ser causado por densidades de lodo mayores de lo necesario. Antes de perforar, los ingenieros deben de estar completamente enterados de zonas con potencial de pérdida, de tal forma que en el proceso de perforación se tomen medidas al respecto.

Existen muchos factores que originan las pérdidas de circulación en un pozo, cada uno de estos factores está relacionado con el tipo de formación que se está perforando, las condiciones del pozo y la presión que ejerce la columna de fluido, tanto en la perforación como en la cementación.

Durante las operaciones de cementación, la pérdida de circulación generalmente se traduce en un insuficiente nivel del cemento en el espacio anular durante la etapa de bombeo, cuando esto sucede, el nivel final del cemento se encuentra por debajo del nivel de colocación planeado. Al igual que en el proceso de perforación, la densidad juega un papel muy importante, un mal cálculo en la densidad de la lechada de cemento puede dar como resultado una pérdida de ésta durante la circulación.

El tipo de formación es una de las principales causas de pérdida de fluido, tanto en perforación como en cementación.

### **3.3 Pérdidas debido al tipo de formación.**

La pérdida debido al tipo de formación es el principal problema que se llega a presentar durante las operaciones llevadas a cabo en el pozo, por lo que tener una buena caracterización de las formaciones tanto en porosidad, como en permeabilidad y así como las fuerzas de presión ejercidas sobre dicha formación ayudarán en el diseño de los lodos empleados en las operaciones de perforación y en las lechadas en el proceso de cementación.

La pérdida de circulación consiste en la pérdida de lodo hacia las formaciones expuestas en el pozo. El flujo de lodo hacia la formación implica que hay menos lodo volviendo por la línea de descarga que el que fue bombeado o bien que no hay retorno.

La pérdida de circulación puede ser costosa. El costo de materiales para corregir la pérdida de circulación y del reemplazo del lodo puede resultar pequeño en comparación con el costo del equipo de perforación, ya que éste podría llegar a perderse debido a un aprisionamiento de la tubería o, en casos graves, la pérdida del pozo.

Existen dos factores principales para que exista una pérdida de lodo hacia las formaciones:

- ✓ Que los poros presentes en la formación sean tres veces más grandes que la mayor de las partículas presentes en el lodo.

- ✓ Que la presión hidrostática generada por el lodo de perforación o lechada de cemento sea un mayor que la presión ejercida por la formación debido a un mal diseño en el cálculo de las densidades de dichos fluidos.

Los tipos de formaciones o las condiciones que presentan éstas, comúnmente se caracterizan por tener una porosidad secundaria lo suficientemente grande como para ser susceptibles de generar una pérdida de circulación en el pozo, estas formaciones están clasificadas de la siguiente manera:

- Fracturas naturales.
- Fracturas inducidas.
- Formaciones vugulares y/o cavernosas.
- Pérdidas en formaciones altamente permeables o poco consolidadas.

En la Figura 12 y 14 se muestran las principales zonas y áreas dentro de las formaciones que son susceptibles a presentar pérdida durante la circulación.

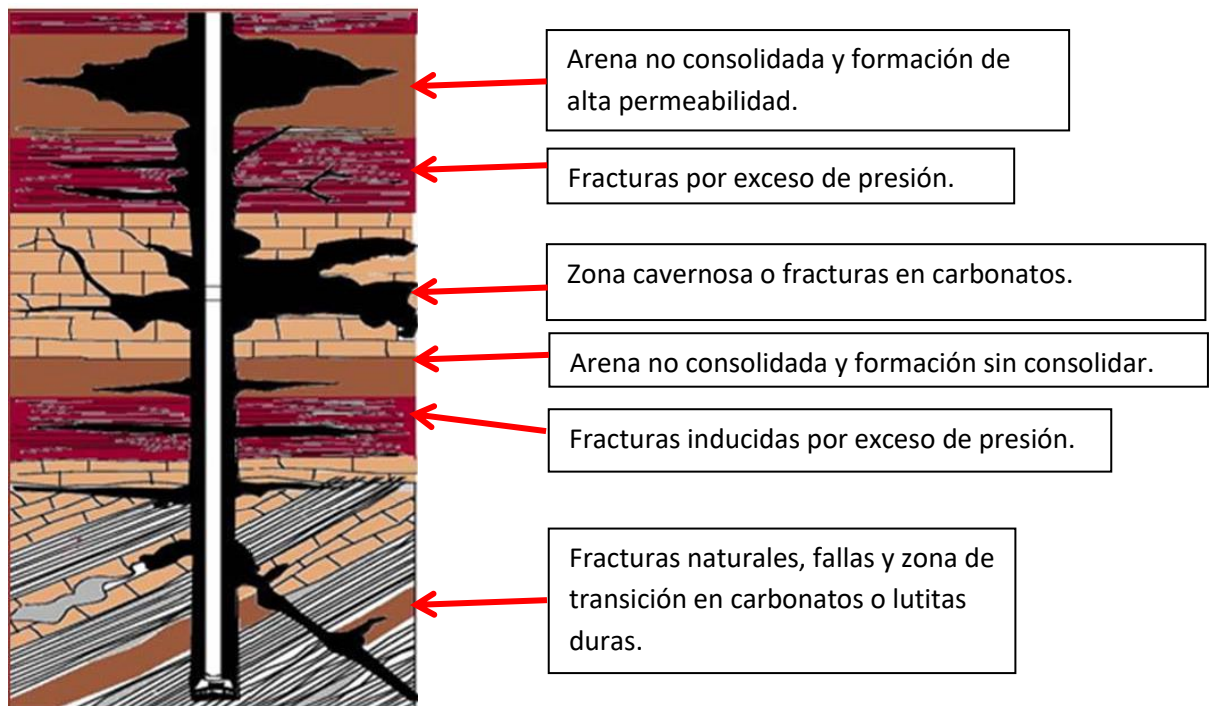


Figura 12. Zonas con potencial de pérdida.<sup>5</sup>

### **3.3.1 Pérdidas en formaciones naturalmente fracturadas.**

Si bien casi todos los yacimientos de hidrocarburos son afectados de alguna manera por las fracturas naturales, los efectos ocasionados por dichas fracturas a menudo se conocen en forma imprecisa y en gran medida son subestimadas. Las fracturas naturales pueden estar presentes en cualquier tipo de formación, pero son más frecuentes en los marcos geológicos con actividad tectónica en curso.

Ignorar la presencia de las fracturas no es una práctica óptima en el desarrollo de las operaciones de perforación y cementación de pozos petroleros, ya que tarde o temprano, el no contar con una caracterización detallada de las fracturas naturales o hacer caso omiso de éstas, puede limitar severamente las operaciones antes mencionadas, dando como resultado la presencia de la pérdida de circulación en ambas etapas operacionales.

La información sobre las fracturas naturales es de suma importancia en todas las etapas de construcción de pozos. Durante las operaciones de perforación, el tener bien caracterizadas las fracturas naturales presentes en la formación ayuda a tomar la decisión de qué tipo de lodo será utilizado y así, evitar seguir abriendo más dichas fracturas y poder disminuir la pérdida del lodo. Al igual que en las operaciones de perforación, la etapa de cementación corre el riesgo de presentar pérdida de circulación debido a la presencia de fracturas naturales. Gracias a la localización de dichas fracturas con anterioridad, se puede hacer uso de aditivos en las lechadas, los cuales pueden ser capaces de evitar y taponar de forma adecuada las fracturas naturales de la formación.

En el peor de los casos, en donde exista una pérdida total de fluido, tanto de lodo de perforación o de cemento durante la circulación, las fracturas abiertas permiten la pérdida de fluido, como se logra observar en la Figura 13, al grado de tener una potencial pérdida del pozo y por lo tanto el posible abandono del mismo.

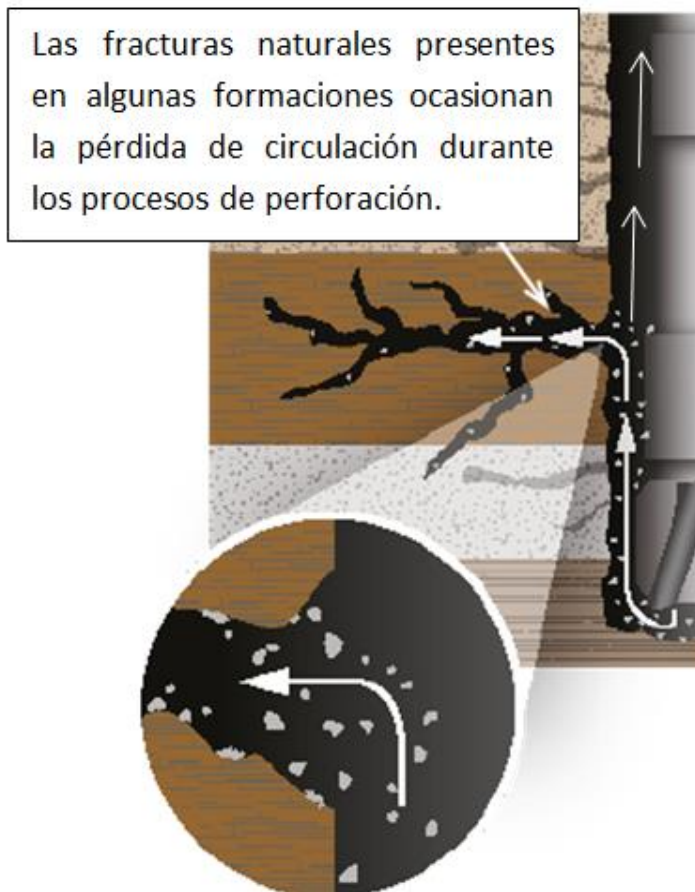


Figura 13. Pérdida de circulación ocasionada por fracturas naturales.<sup>11</sup>

El empleo de técnicas de perforación en condiciones de bajo balance y la utilización de fluidos de perforación o de cementación que producen menos daño a las formaciones, son formas de reducir los problemas de pérdida de la circulación y su daño asociado.

Cuando se perforan yacimientos naturalmente fracturados, debilitados y/o agotados, rodeados de lutitas de baja permeabilidad o zonas sobrepresionadas, se debe mantener una cierta densidad del lodo para soportar la lutita o impedir que se produzca un brote de la zona sobrepresionada. A través de los años, se han desarrollado técnicas innovadoras para limitar el riesgo, el costo y el daño causados por los problemas de pérdida de circulación.

La clave para encarar problemas de pérdida de circulación serios y recurrentes es la planeación de pérdidas potenciales, la definición del objetivo y la disponibilidad de los



equipos y materiales necesarios cuando suceden los problemas. Para la mitigación de los inconvenientes, es esencial contar con un conocimiento detallado del sistema de fracturas.

Hoy en día, las herramientas de medición durante la perforación (MWD, por sus siglas en inglés) pueden monitorear los parámetros de perforación críticos en tiempo real, permitiendo que los ingenieros encargados de realizar la operación reduzcan los problemas de pérdida de circulación. Además, la tecnología de adquisición de registros durante la perforación (LWD, por sus siglas en inglés), ayudan a identificar las fracturas naturales inmediatamente después de perforar más allá de las mismas. La incorporación de información sobre fracturas naturales y propiedades mecánicas de rocas en los diseños de las operaciones de cementación reduce el riesgo de abrir las fracturas naturales o de fracturar accidentalmente la formación, ambas situaciones podrían causar pérdidas de circulación.

### **3.3.2 Pérdidas en formaciones altamente permeables o poco consolidadas.**

Las formaciones poco consolidadas pueden tener una permeabilidad lo suficientemente alta para que el fluido de perforación invada la matriz de dicha formación, y generar así la pérdida de circulación de los fluidos del pozo. La alta permeabilidad también se encuentra frecuentemente en las arenas, grava y formaciones que fueron arrecifes o bancos de ostras.

En general, para que ocurra la pérdida de fluido hacia las formaciones permeables es necesario que los espacios porosos de la formación tengan el suficiente tamaño para permitir la entrada del fluido de perforación, y como en el caso de las fracturas naturales, es necesario que exista una presión hidrostática mayor o un poco mayor a la presión de formación, con lo cual se obliga al fluido a entrar en los espacios porosos.

### **3.3.3 Pérdidas en formaciones cavernosas.**

A diferencia de las fracturas naturales o inducidas, las formaciones cavernosas pueden ser el resultado de un fenómeno de disolución de la roca, es decir, aparecen durante el enfriamiento del magma o ceniza volcánica.

Las fracturas creadas en zonas cavernosas están relacionadas con formaciones volcánicas o de carbonatos (caliza y dolomías). Cuando estas formaciones fisuradas son perforadas, la columna de fluido de perforación puede caer libremente a través de la zona cavernosa y producir rápidamente la pérdida de fluido de perforación.

Probablemente el tipo de pérdida de circulación más difícil de controlar y prevenir es la que ocurre en formaciones cavernosas; sin embargo, el hecho de que ésta sea el tipo de pérdida menos común proporciona la ventaja de que puede ser controlada como un problema de pérdida de circulación por fractura inducida.

Adicionalmente se cree que las fracturas en las formaciones cavernosas se producen frecuentemente mientras se perforan zonas anormalmente presurizadas, aunque también pueden ocurrir en muchas zonas de presión normal.

Cuando se penetran formaciones donde se sospecha la existencia de fracturas cavernosas es necesario usar fluidos de perforación pesados. Debido a esto en muchos casos, la suma de la presión hidrostática de la columna de fluido requerida para controlar las presiones de formación anormales más la presión requerida para circular el fluido de perforación, pueden aproximarse a la presión de fractura de la formación y generar igualmente la pérdida de fluido, es por ello que se debe estar alerta al emplear la presión de circulación adecuada y la densidad del fluido de perforación óptima.

### **3.3.4 Pérdida debido a fracturas inducidas.**

Las pérdidas de fluidos se producen generalmente a través de las fracturas inducidas por el proceso de perforación. Estas fracturas tienden a propagarse fácilmente porque la presión requerida para alargar una fractura a menudo es más baja que la requerida para iniciarla. Una de las principales causas de pérdida de circulación ocurre cuando se lleva a cabo una operación de perforación sobre balance (este tipo de operación consiste en mantener una presión de pozo superior al gradiente de presión de poro), al operar con las condiciones de sobre balance, el filtrado del lodo y los sólidos del lodo pueden dañar a la formación, dando como resultado la creación de microfracturas capaces de admitir el lodo de perforación.

Por otro lado, a medida que la longitud del pozo aumenta, la presión de bombeo debe incrementarse con el fin de mantener velocidades de circulación suficientes para llevar los recortes a la superficie a través del espacio anular. En estos casos, la densidad equivalente de circulación se traduce en una presión de fondo de pozo que iguala y luego supera a la presión de iniciación de la fractura e inevitablemente la creación de fracturas dará lugar a la pérdida de la circulación del lodo de perforación.

Las fracturas inducidas se distinguen de las fracturas naturales principalmente por el hecho de que la pérdida del fluido de perforación hacia fracturas inducidas requiere la imposición de una presión con magnitud lo suficientemente grande para poder romper o abrir una parte de la formación.

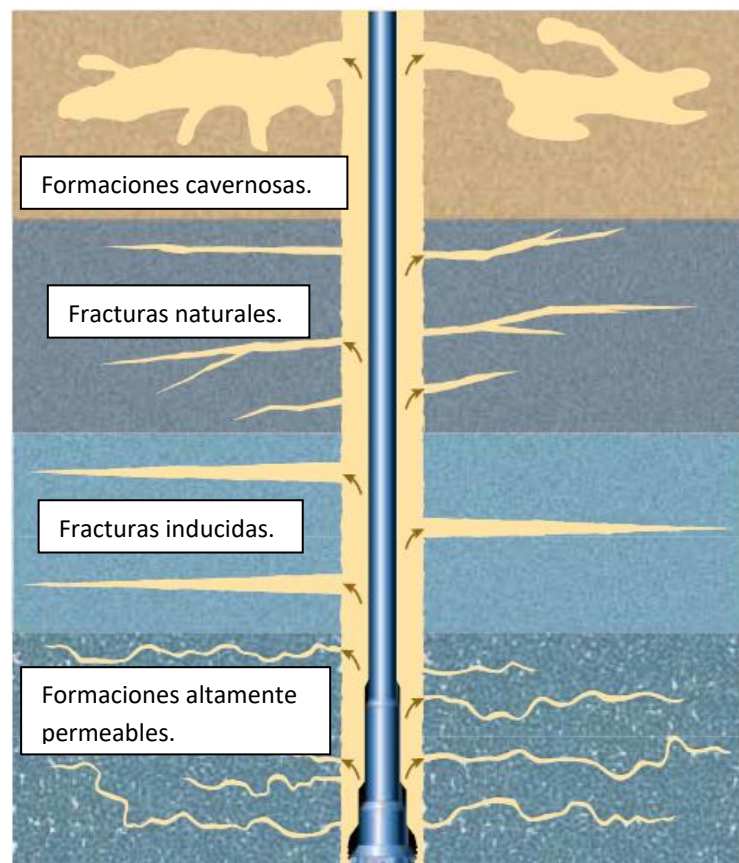


Figura 14. Principales formaciones y fracturas que presentan pérdida de circulación.<sup>7</sup>

Las características de una formación determinan el tratamiento para controlar las pérdidas de circulación. La selección de la solución correcta depende del conocimiento de la formación y de la identificación del tipo y la causa de la pérdida.

### 3.4 Programa integral de manejo del fenómeno de pérdida de circulación.

Para contrarrestar la pérdida de circulación, existe un programa integral de manejo de los problemas de este fenómeno. Se trata de un procedimiento de mitigación de las pérdidas de fluidos en etapas que dependen de la severidad del problema.

Las estrategias de manejo de los incidentes de pérdidas de circulación dependen de si el tratamiento se aplica antes o después de la pérdida. La elección del tratamiento depende de la formación geológica, como se mencionó anteriormente, de las causas de la pérdida de circulación y de si requiere una solución permanente o temporal.

Las pérdidas de circulación pueden abordarse mediante un enfoque de cuatro niveles, como se muestra en la Figura 15.

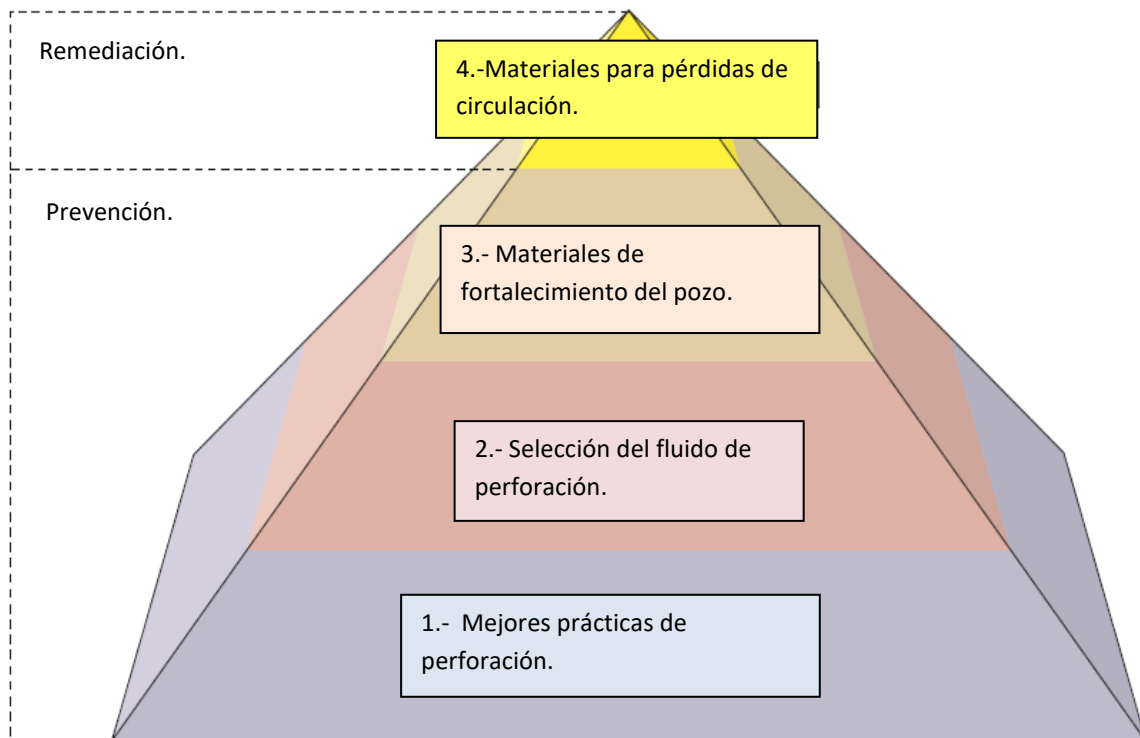


Figura 15. Programa de manejo de pérdida de circulación.<sup>7</sup>

El programa se divide en 4 niveles, en donde los tres primeros niveles inferiores de la pirámide se centran en la prevención de los problemas de pérdida de circulación y el cuarto nivel está dedicado a la remediación de las pérdidas. Los niveles son: mejores prácticas de perforación, selección del fluido de perforación, materiales de fortalecimiento del pozo y materiales para pérdidas de circulación.

- 1.- Las mejores prácticas de perforación: éstas cubren los principales tipos de pérdidas de fluido de perforación e incluyen cálculos y simulaciones previas a la perforación en los que los ingenieros utilizan modelos geomecánicos para determinar el riesgo de pérdida de circulación y colapso del pozo. Las mejores prácticas de perforación para controlar las pérdidas también comprenden procedimientos tales como la utilización de tuberías de revestimiento expandibles y el manejo de la densidad del lodo para poder controlar la presión durante la perforación.
- 2.- La selección del fluido de perforación incluye la implementación de un fluido de perforación con las propiedades reológicas adecuadas para minimizar o reparar las pérdidas de circulación.
- 3.- El siguiente nivel utiliza materiales de fortalecimiento del pozo para el manejo de las pérdidas. Se trata de mezclas de partículas de materiales formulados y dimensionados para ingresar a las fracturas y obturarlas con el fin de aislarlas del pozo.
- 4.- El nivel superior está dedicado a la remediación de pérdidas a través de la utilización de materiales especiales tales como granos finos, fibras, escamas u otros materiales acompañados de aditivos capaces de mitigar las pérdidas de circulación.

### 3.5 Grados de pérdida de circulación.

La circulación puede verse afectada incluso hasta cuando las densidades de los fluidos se mantienen dentro de los márgenes de seguridad habituales (densidad menor que el gradiente de fractura de la formación). Es importante poder detener las pérdidas de circulación antes de que éstas estén fuera de control, logrando operaciones seguras y rentables desde el punto de vista económico.

Si bien los ingenieros definen a la pérdida de circulación de distintas maneras, en general pueden clasificarse de acuerdo a la Tabla 11 mostrada a continuación. A medida que se incrementa la severidad de la pérdida de lodo, crecen las pérdidas financieras para cubrir los costos del fluido de perforación adicional, los tratamientos de pérdidas de circulación, el tiempo de equipo de perforación y las demoras.

Tabla 11. Grados de pérdida de circulación.<sup>1</sup>

<b>TIPO DE PÉRDIDA.</b>	<b>SEVERIDAD DE LA PÉRDIDA.</b>
<b>Filtración.</b>	Menos de 1.6[ m <sup>3</sup> /h] (10 bbl/h)
<b>Parcial.</b>	Entre 1.6 y 16 [m <sup>3</sup> /h] (10 y 100 bbl/h)
<b>Severa.</b>	Más de 16[ m <sup>3</sup> /h]
<b>Total.</b>	No retorna fluido a la superficie.

#### 3.5.1 Filtración.

La filtración, que es la pérdida menos severa, representa una pérdida con una velocidad inferior a 1.6 [m<sup>3</sup>/h] (10 bbl/h). Estas pérdidas se producen generalmente por el flujo de fluido hacia los poros de la formación y no hacia las fracturas. Las pérdidas por filtración se asocian usualmente con la pérdida total del lodo en el sistema de redes de poros en el que aún no se ha desarrollado el enjarre de filtración. La velocidad de filtración es una función del sobrebalance y la permeabilidad de la roca.

Para localizar las pérdidas por filtración con precisión se debe de tomar en cuenta otros tipos de cambios de volumen producidos en el lodo de perforación. Estos cambios incluyen la remoción de recortes y la evaporación del lodo de perforación correspondiente al fluido en la superficie. Los ingenieros deben determinar con exactitud la reducción del volumen del lodo de perforación, que es causada por la remoción de los recortes y cualquier lodo residual presente en éstos. La evaporación de la fase acuosa de un lodo a base de agua constituía un problema más importante en el pasado, cuando se utilizaban presas de lodo descubiertas.

Los perforadores verifican las pérdidas por filtración despegando la barrena del fondo del pozo, desactivando todos los equipos de mezcla y de remoción de sólidos no esenciales, y verificando posteriormente los volúmenes de lodo con y sin circulación. Una vez que se establece la pérdida de un volumen de lodo de perforación debido al fenómeno de filtración, el operador debe decidir si repara las filtraciones o continúa la perforación.

### **3.5.2 Pérdida de retorno parcial.**

Las pérdidas parciales de fluido, 1.6 y 16 [m<sup>3</sup>/h] (10 y 100 bbl/h), representan el siguiente nivel en las pérdidas de circulación. Los ingenieros se enfrentan a las mismas decisiones para las pérdidas parciales que para las pérdidas de filtración, pero dado que se pierden volúmenes más grandes de fluido de perforación, se deben de considerar las medidas de remediación con más cuidado.

El costo del fluido de perforación desempeña un rol importante: si el fluido es relativamente económico y la densidad del lodo puede ser manejada en forma razonable dentro del margen de perforación, se puede contemplar la posibilidad de continuar la perforación sin adoptar medidas de remediación. El punto en el cual el costo de la pérdida de los fluidos de perforación se vuelve demasiado elevado para ser ignorado varía según el pozo.

### **3.5.3 Pérdida de circulación severa.**

Cuando los fluidos de perforación ingresan en los distintos tipos de formaciones con una velocidad de más de 16 [m<sup>3</sup>/h], las pérdidas se llegan a clasificar como severas. Estas pérdidas incluyen las pérdidas totales, en las que no existe viaje de retorno de ningún volumen de fluido de perforación a la superficie.

Las consecuencias de este tipo de pérdida pueden implicar incidentes de control de pozos e incidentes durante la perforación. En el caso de que se presente una pérdida severa de circulación del lodo durante la perforación del pozo, los recortes de la formación se acumularían en el fondo del pozo oponiendo resistencia y un probable atrapamiento de la sarta y de la barrena.

### **3.6 Pérdidas de circulación durante la cementación.**

Como se ha mencionado en el capítulo, durante las operaciones de cementación, la pérdida de circulación generalmente se traduce en la falta de cemento entre la tubería de revestimiento y la formación, esto durante la etapa de bombeo. La deficiente distribución del cemento alrededor de la tubería de revestimiento ocasiona consecuencias perjudiciales, y que con el paso de los años sea probable que estos problemas resulten imposibles de solucionar.

En ciertas situaciones, las operaciones correctivas de la cementación, conocidas como cementaciones forzadas o cementaciones a presión bastan para reparar el daño, pero se trata de procedimientos costosos y lentos cuyo índice de éxito es relativamente bajo. En casos extremos, la pérdida de circulación total puede producir un reventón (pérdida completa del control del pozo) o un colapso de las paredes del pozo.

Las pérdidas de circulación producidas durante las etapas de cementación ponen en peligro al pozo. Para limitar el impacto potencial de la pérdida de circulación, los ingenieros habitualmente realizan cálculos para poder determinar la densidad adecuada de la lechada de cemento, limitan las caídas de presión por fricción durante el bombeo, o realizan operaciones de cementaciones por etapas; sin embargo, estas prácticas no siempre



funcionan. Las operaciones de cementación que utilizan fibras químicamente inertes, permiten mitigar los problemas de pérdidas de circulación sin comprometer la eficiencia operativa ni la calidad de la lechada o del cemento fraguado.

### 3.7 Procedimientos para el control y solución de las pérdidas de circulación durante la cementación.

Ante la presencia de pérdidas de circulación durante las operaciones de cementación, los ingenieros encargados de la operación llevan a cabo una secuencia de tareas, Figura 16, para contrarrestar las pérdidas presentes en dichas operaciones.



Figura 16. Secuencia de tareas para contrarrestar la pérdida de circulación durante la cementación.<sup>11</sup>

Si se producen pérdidas de circulación, una tarea clave consiste en localizar la zona de pérdida. Los medidores de flujo de fondo de pozo, medidores de flujo a molinete, levantamientos, registros de temperatura, o la inyección y vigilancia rutinaria mediante trazadores radiactivos, revelan zonas de pérdida de circulación. La localización de una zona de pérdida de circulación también se pone de manifiesto si se producen pérdidas inmediatamente después de la penetración de la barrena. Una vez identificada la zona de pérdida, pueden iniciarse tratamientos o acciones para evitar pérdidas adicionales.

Enseguida se mencionan las principales operaciones llevas a cabo para la solución de las pérdidas de circulación.

- ✓ En la mayoría de los casos, basta con que se reduzca la densidad de la lechada para poder evitar pérdidas significativas. La densidad de la lechada puede reducirse energizándola (espumándola) o agregándole extensores; fibras o materiales de baja densidad que permiten disminuir la cantidad de agua extra.

El bombeo de diferentes sistemas de cementación como la lechada inicial (primera lechada bombeada durante las operaciones de cementación primaria) y la lechada de cola (última lechada bombeada durante las operaciones de cementación primaria) puede evitar ciertos problemas de pérdida de circulación.

- ✓ La limitación de las caídas de presión por fricción durante la colocación de la lechada, esto permite mitigar algunos problemas de pérdidas de circulación, porque al reducirse la caída de presión por fricción también se reduce la presión ejercida por la lechada sobre la formación.

El ajuste de las propiedades reológicas de la lechada mediante el uso de dispersantes, la modificación en la cantidad de aditivos para pérdidas de fluido y de agentes antifraguado, la utilización de lechadas con distribuciones de tamaños de partículas optimizadas, o la reducción en la velocidad de bombeo pueden disminuir las pérdidas de circulación durante las operaciones de cementación.

- ✓ Algunos ingenieros recurren a la implementación de cementaciones por etapas, en las que porciones individuales de una zona son cementadas por separado utilizando

herramientas especiales que aíslan cada etapa. Las operaciones por etapas disminuyen la altura de la columna de cemento, reduciendo la presión dinámica y la presión hidrostática. No obstante, las operaciones de etapas múltiples también plantean el riesgo de contaminación del fluido entre una etapa y la otra, y las herramientas para cementaciones por etapas constituyen un punto débil de la columna de revestimiento.

- ✓ Otra alternativa para la minimización de la pérdida de circulación es la utilización de una lechada de cementación tixotrópica sensible al esfuerzo de corte (cizalladura), que se gelifica cuando cesa la cizalladura; estos cementos desarrollan gran resistencia de gel, taponando las zonas donde se presente pérdida de fluido.
- ✓ Los ingenieros encargados de la operación de cementación también pueden ajustar los diseños de asentamiento de las tuberías de revestimiento en base a un modelado por computadora. El modelo ayuda a los ingenieros a combinar diferentes técnicas para limitar las pérdidas durante la cementación. Sin embargo, las recientes innovaciones introducidas en los materiales de cementación están ayudando a los operadores a combatir las pérdidas de circulación.

Los principales materiales son la incorporación de granos, fibras, escamas, u otros materiales para prevenir las pérdidas. Si bien estos materiales pueden mitigar los problemas de circulación, muchos resultan difíciles de dispersar en las lechadas, además de que cuesta mezclarlos y bombearlos utilizando el equipo de cementación convencional.

## **CAPÍTULO 4**

### **CEMENTACIONES LIGERAS**

#### **4.1 Definición.**

En muchos campos petroleros la cementación de pozos es todo un desafío, especialmente en el logro de retornos del cemento a la superficie durante las operaciones de cementación. Las pérdidas de circulación y el bajo gradiente de fractura de las formaciones hacen necesario el uso de cementos específicos para el diseño de una lechada capaz de controlar las pérdidas de circulación implicando gastos extras para herramientas de trabajo en etapas, operaciones de remediación y otros métodos que aseguren el aislamiento de formaciones débiles y de los acuíferos.

La implementación de cementos ligeros en el diseño de lechadas de baja densidad para las operaciones de cementación ayudan resolver los problemas de un bajo gradiente de fractura y de la pérdida en la circulación, si fuera el caso.

La tecnología de cementación ligera de alta eficiencia mejora el aislamiento de las formaciones. Los cementos ligeros protegen las fuentes de agua dulce y protegen las tuberías de revestimiento de la corrosión, ya que permiten columnas más altas en el espacio anular en comparación con cementaciones convencionales, incluso en áreas con tendencia a presentar pérdidas extremas en la circulación. Las formaciones débiles se pueden cementar haciendo uso de lechadas ligeras que no exceden el valor del gradiente de formación.

#### **4.2 Clasificación del cemento por densidad de la lechada.**

Para la creación de lechadas con buen rendimiento, es necesario mezclar diferentes tamaños de partículas de cemento, haciendo que las partículas más pequeñas ocupen el espacio vacío generado por las partículas más grandes, lo cual resulta en una fracción más alta de sólidos en la lechada y en una menor permeabilidad del cemento fraguado.

Las propiedades volumétricas del cemento, tales como la densidad, dependen de las propiedades de las partículas más gruesas. Las partículas intermedias se seleccionan para

ofrecer una respuesta química específica, como resistencia química o estabilidad térmica. Las partículas más pequeñas aseguran propiedades de matriz específicas, en las que se incluyen la estabilidad, el control de pérdida de fluido y la permeabilidad.

La combinación de diferentes tamaños de partículas de cemento así como la distribución adecuada de éstas dan lugar a una densidad de lechada específica y que a la vez mantenga la reología deseada; la lechada debe ser homogénea, estable y fácil de bombear.

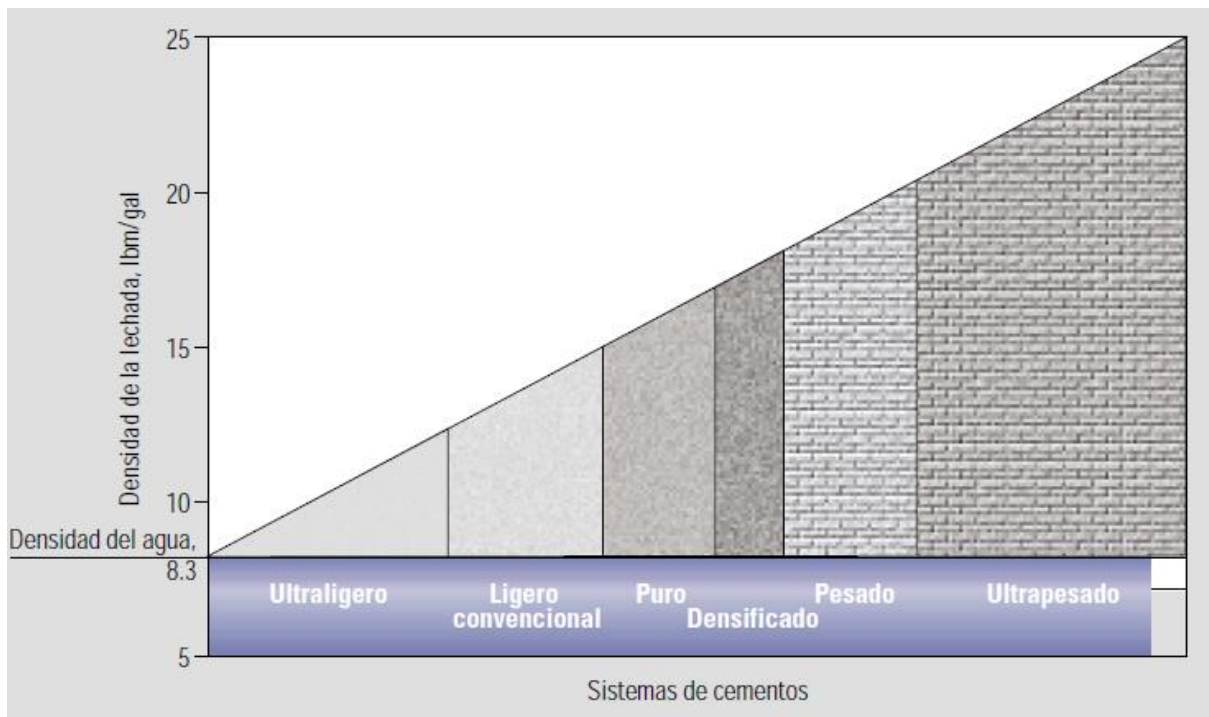


Figura 17. Clasificación del cemento por densidad de la lechada.<sup>1</sup>

Para responder a situaciones difíciles de cementar, se están desarrollando lechadas cuyas densidades son cada vez menores, para lograr lo anterior, se han caracterizado a los cementos de acuerdo a la densidad de la lechada que generan, como se observa en la Figura 17. Anteriormente, la densidad de la lechada era capaz de reducirse agregando agua o usando un sistema de cemento con espuma (cemento energizado). Sin embargo, aumentar el contenido de agua de una lechada de cemento Portland común produce cemento fraguado

con alta permeabilidad, baja resistencia a la compresión y escasa protección de la tubería de revestimiento contra la corrosión.

Para el trabajo en curso se estudiarán los tipos de cementos utilizados para diseñar lechadas de baja densidad, capaces de mantenerse por debajo de la presión de fractura de la formación y evitar que se presenten pérdidas en las operaciones de cementación a causa de la presión hidrostática generada por la columna de lechada o por la presencia de una formación susceptible a presentar éste tipo de inconveniente. Estos cementos son: cementos ligeros y cemento espumado.

#### **4.2.1 Cementos ligeros.**

La tecnología mejorada de los cementos ligeros ha funcionado de manera eficaz durante las situaciones operacionales difíciles. Quizás el mayor desafío que debe enfrentar una operación con una lechada ligera es el de poder controlar las pérdidas de circulación; incluso los lodos de perforación más livianos y las lechadas de cemento más ligeras se pueden perder en formaciones débiles o fracturadas.

Los cementos ligeros permiten columnas más altas en el espacio anular en comparación con las generadas por una lechada convencional, lo cual permite proteger las fuentes de agua dulce y la corrosión presente en las tuberías.

Al utilizar cementos ligeros en el diseño de una lecha de baja densidad se puede cementar completamente las formaciones débiles sin exceder los bajos gradientes de fracturas que éstas presentan. Así mismo, la utilización de los cementos ligeros en las operaciones de taponamiento resultan suficientemente fuertes como para emplearse como tapones de desviación o cucharas desviadoras, además, las tuberías de revestimiento ya cementadas con una lechada de baja densidad pueden ser perforadas fácilmente y sin provocar un fracturamiento.

La permeabilidad del cemento ligero fraguado es menor que la del cemento Portland convencional Clase G, y la resistencia a la compresión es comparable a la del cemento

Portland. Las aplicaciones de los cementos ultraligeros son eficaces a temperaturas que varían de 27 a 232 [°C] (80 a 450°F), presiones de fondo de pozo de hasta 55.15 [MPa] (800psi) y lechadas cuya densidad varían de 0.98 a 1.50 [ $\frac{gr}{cm^3}$ ] (8.2 a 12.5 [ $\frac{lbm}{gal}$ ]). La tecnología de cementos de baja densidad comprende una lechada de concreto que optimiza el comportamiento de la lechada durante su aplicación y que asegura una alta calidad de cemento fraguado.

El esfuerzo compresivo que presentan los cementos ligeros también varía con la densidad y temperatura. Mezclas moderadas con densidades en un rango de 1.5 - 1.6 [ $\frac{gr}{cm^3}$ ] pueden ser ejecutadas a través de zonas productoras y también ser fracturadas. Los cementos ligeros actualmente están disponibles en densidades desde 1.3 [ $\frac{gr}{cm^3}$ ] cumpliendo con alcanzar un esfuerzo compresivo de 3.5 [MPa] a 25 y 30 [°C].

Las pérdidas de fluido durante las cementaciones con lechadas de cemento ligero son controladas por el uso de polímeros convencionales y fibras, cuando se cementa con cementos ligeros, las pérdidas de circulación están en un rango de entre 50 a 600 [ $\frac{ml}{min}$ ].

#### **4.2.2 Cemento espumado.**

El cemento espumado es la mezcla de la lechada de cemento con un agente tensoactivo espumante, un estabilizador de la espuma y un gas (normalmente nitrógeno). Si todos estos compuestos se mezclan de forma adecuada se obtiene una espuma de alta calidad y estable, cuya apariencia es parecida a la espuma de afeitarse y de color gris.

Los cementos espumados fueron desarrollados hace ya más de 20 años, requiriendo equipo especial para poder incorporar nitrógeno, gas o aire en la lechada y así reducir su densidad; como se mencionó, también es necesario adicionar un surfactante para generar y estabilizar la espuma hasta que el cemento sea colocado en el espacio anular. Los cementos espumados han sido utilizados con densidades que van de 0.42 a 1.80 [ $\frac{gr}{cm^3}$ ], además se debe tener en cuenta que con densidades menores a 1.08 [ $\frac{gr}{cm^3}$ ] y con calidades de

espuma mayores al 30% la lechada desarrolla esfuerzos muy bajos a la compresión y una alta permeabilidad.

Paralelo a los beneficios de utilizar un cemento de baja densidad en formaciones no consolidadas, el nitrógeno proporciona al cemento otras características físicas propias de todos los gases (compresibilidad y expansión). Esto significa que durante la etapa de circulación del cemento, en la cual la presión hidrostática normalmente se incrementa, el gas se expande, contrarrestando y aligerando el peso de la lechada.

En las lechadas espumadas, si no se tiene un buen control en la calidad de la espuma, no son recomendables de usarse en yacimientos cercanos al contacto agua-aceite o en contactos de gas-aceite debido a su alta permeabilidad y a su baja resistencia a la compresión.

Este tipo de lechadas tienen una alta eficiencia de desplazamiento del lodo de perforación por el espacio anular con una baja densidad variable y con una buena consistencia. Así se trata de asegurar una buena adherencia y aislamiento de la tubería de revestimiento, evitando un daño a la formación ocasionado por la carga hidrostática, el cual sería inevitable si se aplicara una lechada convencional de gran densidad.

En el cemento espumado, el esfuerzo compresivo varía de acuerdo al contenido de nitrógeno, por lo tanto, con forme el contenido de nitrógeno incrementa, la densidad y el esfuerzo compresivo disminuye. El esfuerzo compresivo puede ser medido en laboratorios usando cubos sólidos y sometidos a una presión hasta su ruptura, así como también con el uso de correlaciones matemáticas y analizadores ultrasónicos.

Pruebas realizadas en los laboratorios han demostrado que una lechada de cemento espumado de  $1.3 \left[ \frac{gr}{cm^3} \right]$  alcanza su presión de ruptura a los 3500[psi], después de haber fraguado por completo el cemento (48 horas).

La permeabilidad del cemento espumado varía con la calidad del cemento, los aditivos de la lechada, la relación de nitrógeno, concentración de espuma, textura de la espuma y la profundidad del pozo. Los cementos espumados presentan mayor permeabilidad que los cementos convencionales.



La permeabilidad del cemento espumado incrementa rápidamente cuando la densidad de la lechada se encuentra por debajo de  $1.0 \left[\frac{gr}{cm^3}\right]$ . Por debajo de  $0.85 \left[\frac{gr}{cm^3}\right]$ , la permeabilidad es tan alta que el cemento es incapaz de aislar zonas de flujo.

Si la concentración de espumante es preparada adecuadamente, el tamaño y distribución de la burbuja correcta y cuidando los límites de densidad antes mencionados, la permeabilidad no debería representar ningún problema. Por lo tanto, es esencial que la espuma sea diseñada tomando en cuenta los parámetros de campo y control de calidad para asegurarse que la lechada no rebase los límites de permeabilidad.

La distribución del tamaño de la burbuja ocasiona que las pérdidas de fluido de la lechada espumada disminuyan alcanzando tazas de pérdida de fluido entre 40 y  $160 \left[\frac{ml}{30min}\right]$ .

#### **4.3 Lechadas de baja densidad.**

Durante las operaciones de cementación, el punto crítico es mantener el equilibrio de la presión en el espacio anular entre la presión de poro y la de fractura, sin embargo, el principal factor que interviene es la presión ejercida en el espacio anular por la densidad de la lechada, la cual ejerce una presión hidrostática contra la formación. La densidad de la lechada es un parámetro que puede ser controlado durante las etapas de diseño y de operación por lo que se le considera como un parámetro principal para reducir la presión ejercida en el espacio anular, otro parámetro sería equilibrar el sistema de fuerzas que intervienen en el pozo controlando la fuerza que genera la lechada de cemento y el fluido de desplazamiento contra la fuerza del yacimiento, siempre encontrando el equilibrio entre éstas.

Las lechadas de baja densidad son lechadas livianas y flexibles, que una vez fraguados, cumplen con los requerimientos necesarios (resistencia a la compresión, flexión y tensión) para la continuación de la perforación así como el aislamiento de zonas productoras de hidrocarburos durante la vida productora del pozo.

Todos los cementos sometidos a confinamiento con el tiempo tienden a alcanzar una resistencia más o menos equivalente a la de la formación, independientemente del diseño inicial de la lechada.

Este tipo de lechadas requiere un control de calidad en el mezclado en seco de sus componentes y debe ser monitoreado el contenido de sólidos durante la mezcla de la lechada en campo, debido a que el peso específico de la mezcla en seco es muy similar al peso específico del agua de mezcla, por lo que con sistemas convencionales (densómetros y balanzas convencionales) no se podría tener la certeza de que se está bombeando agua de mezcla con pocos o con gran cantidad de sólidos, situación que afecta las propiedades finales del cemento (esfuerzo a la compresión y permeabilidad).

La adhesión del cemento a la tubería de revestimiento está vinculada de cierta manera con la resistencia a la compresión. Las lechadas ligeras debidamente mezcladas con aditivos producirán una mezcla flexible, dúctil y de alta resistencia a la compresión, suficiente para garantizar un buen sello físico durante la vida productiva del pozo. Para un buen sello en el espacio anular, el cemento debe ser lo suficientemente flexible para comportarse de forma similar a como lo hacen los elementos elásticos en un empacador.

A finales del año 2000 (Schlumberger) y 2001 (Halliburton) salieron al mercado con las lechadas ultraligeras de alto esfuerzo a la compresión, tratando de solucionar la problemática presente en los yacimientos depresionados y con alto grado de pérdida de fluido (visto en las operaciones de cementación), en estas se aplica el concepto de distribución de partículas sólidas de diferentes tamaños y pesos específicos, lo que significa la optimización de sólidos en la matriz de la lechada, dando como resultado una lechada reológicamente estable. La optimización de la distribución del tamaño y el empleo de partículas de bajo peso específico, menor a la del agua ( $1.0 \frac{gr}{cm^3}$ ) permitió ajustar las propiedades de la lechada en forma independiente del contenido de agua, desarrollando lechadas ultraligeras con densidades de hasta  $1.0 \frac{gr}{cm^3}$ .

### 4.3.1 Lechada Ultraligera.

El cemento energizado se desarrolló hace ya más de 20 años para aplicaciones de cementaciones ligeras, y hasta la fecha siguen siendo útiles. Los sistemas de cemento energizado requieren equipos especiales para poder incorporar el nitrógeno o aire a la lechada y así poder reducir la densidad. Se agrega un surfactante a la lechada para generar y estabilizar la espuma hasta que el cemento fragüe.

Se han bombeado cementos energizados con densidades que varían de 0.42 a 1.80 [ $\frac{gr}{cm^3}$ ]. Sin embargo, el cemento energizado con una calidad de espuma mayor al 30%, o con una densidad de aproximadamente 1.08 [ $\frac{gr}{cm^3}$ ] no logra la baja permeabilidad y la resistencia que sí generan los cementos ultraligeros.

Las lechas ultraligeras de fraguado rápido, al igual que los cementos energizados, se desempeñan adecuadamente en un número limitado de aplicaciones específicas, tales como el control de pérdidas de fluido, control de la densidad, control de flujos de agua, entre otras aplicaciones más.

La distribución optimizada del tamaño de las partículas y las partículas especiales de baja densidad de las lechadas ultraligeras permiten el ajuste de las propiedades de la lechada, independientemente del contenido de agua. Las lechadas ultraligeras más ligeras tienen densidades menores a 1.0 [ $\frac{gr}{cm^3}$ ], suficientemente ligeras como para que un cubo de cemento fraguado flote en el agua.

A pesar de sus bajas densidades, este tipo de lechadas ultraligeras contienen 60% de sólidos y 40% de agua cuando son bombeadas. Una vez fraguados, los cementos ultraligeros ultraligeras logran la baja permeabilidad y una alta resistencia a la compresión.

Los cementos ligeros ultraligeras son parte clave de cada diseño, ya que se pueden bombear a la superficie sin fracturar la formación o provocar pérdidas de circulación. Las propiedades de cemento fraguado, particularmente la baja permeabilidad y la solubilidad extremadamente baja al ácido, protegen la tubería de revestimiento de la corrosión.

En la siguiente tabla se muestra la composición del cemento ultraligero.

Tabla 12. Composición del cemento ultraligero.<sup>1</sup>

Aditivo.	Concentración.	Descripción.	Cantidad.	Unidad.
	[lt/saco]	Cemento ultraligero	220	Sacos
<b>D162</b>	0.18	Antisedimentante	10.5	Galones
<b>D175</b>	0.45	Antiespumante	26.2	Galones
<b>D600</b>	4.5	Control de gas	26.15	Galones
<b>D135</b>	0.4	Estabilizador de gas	23.2	Galones
<b>D075</b>	0.35	Extendedor	20.3	Galones
<b>D080</b>	0.7	Dispersante	40.7	Galones
<b>D150</b>	0.7	Retardador	40.7	Galones

En las siguientes figuras (Figura 8 y 19) se muestran unos cubos con densidad de  $0.96 \left[ \frac{gr}{cm^3} \right]$  de cemento ultraligero y cemento energizado, respectivamente. Inicialmente flotan en el agua, como se muestra en la Figura 18.

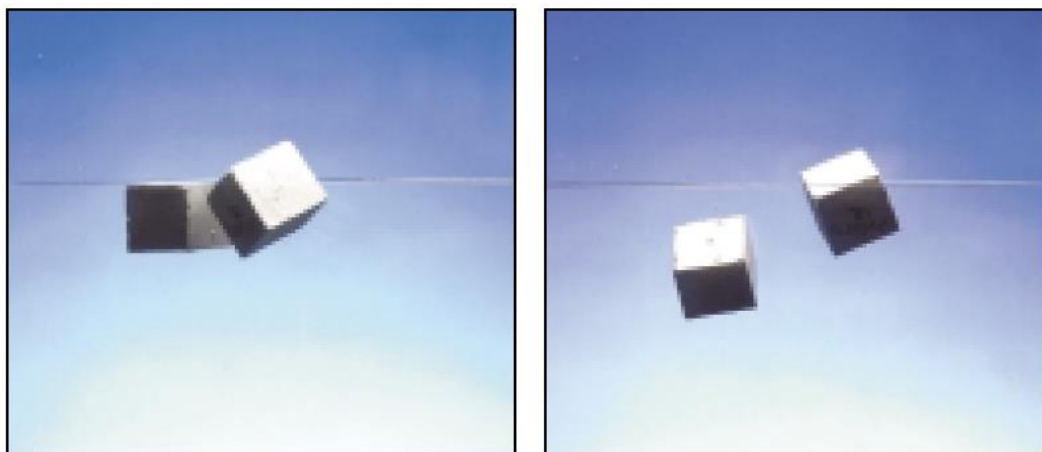


Figura 18. Comparación de permeabilidad del cemento fraguado ultraligero vs Energizado.<sup>1</sup>

Después de un periodo de segundos a minutos, la mayor permeabilidad del cemento energizado permite absorber el agua y provoca su hundimiento, Figura 19, mientras que los cubos de cemento ultraligero flotan, como se muestra en la siguiente figura.

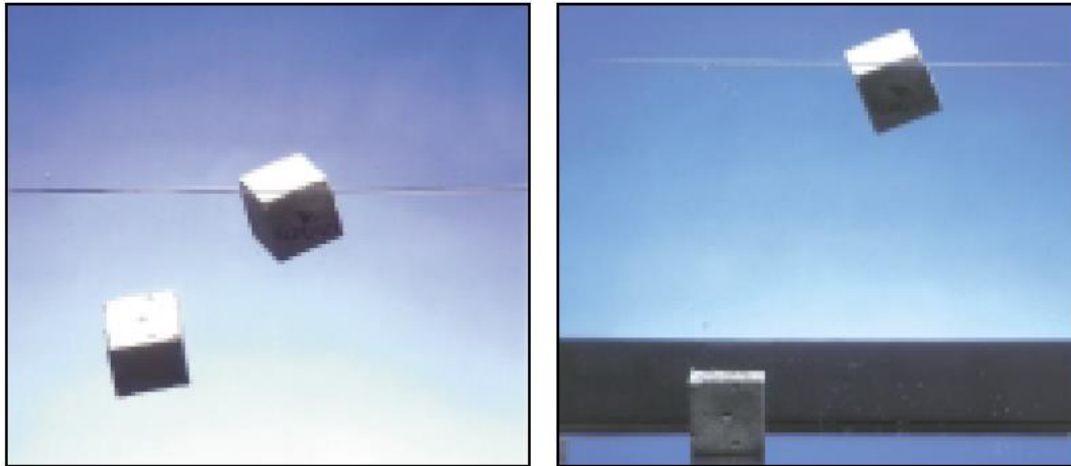


Figura 19. Comparación de permeabilidad del cemento fraguado ultraligero vs Energizado. (Tiempo después)<sup>1</sup>

#### 4.4 Parámetros y propiedades de una lechada de cemento.

Al diseñar una lechada de cemento, ya sea una ligera o una convencional, se deben de tener en consideración las profundidades, las temperaturas del fondo, las condiciones del pozo, así como los problemas que se presentaron durante las operaciones de perforación del pozo (pérdidas de circulación, flujos, etc.). De tal forma que al diseñar la lechada de cemento se asegure un buen sello entre la tubería de revestimiento y la formación evitando problemas en un futuro. Los principales parámetros y propiedades a tener en cuenta durante el diseño de una adecuada lechada de cemento son:

- ✓ Presión, temperatura y tiempo de bombeo.
- ✓ Viscosidad y contenido de agua en las lechadas de cemento.
- ✓ Densidad de la lechada.
- ✓ Permeabilidad.
- ✓ Fuerza compresiva del cemento.
- ✓ Propiedades tixotrópicas.
- ✓ Reología de la lechada.
- ✓ Pérdida de circulación.
- ✓ Control de filtrado.

#### **4.4.1 Presión, temperatura y tiempo de bombeo.**

La presión y la temperatura son dos de los factores principales que se deben tener en cuenta durante el diseño de una lechada. Tanto la temperatura como la presión afecta en tiempo de bombeo de la lechada y por lo tanto la resistencia a la compresión después de haber fraguado.

De estos dos factores, la temperatura influye con mayor valor en el diseño, ya que al aumentar la temperatura también aumenta la deshidratación del cemento desarrollando con rapidez su resistencia. Por otra parte, la presión hidrostática generada por la columna de cemento dentro del espacio anular, también genera problemas en la capacidad de bombear el cemento.

Tanto la temperatura circulante y la temperatura estática de fondo deben ser consideradas en el diseño de la lechada. La temperatura circulante de fondo es la temperatura teórica a la cual el cemento será expuesto durante la circulación en el pozo; esta temperatura es la que se utiliza en las pruebas de espaciamiento de alta presión, además es la que rige la elección de los aditivos a usar en dicha lechada.

De igual forma, la temperatura estática de fondo juega un papel importante en el diseño ya que es importante para el desarrollo de resistencia compresiva de un sistema de cemento dado. Este tipo de temperatura normalmente es calculada a partir del gradiente geotérmico promedio del área que se esté trabajando, aunque también puede ser estimada durante mediciones hechas por registros.

El tiempo que le toma a una lechada de cemento alcanzar el fondo del pozo depende del diámetro de la tubería así como del gasto con el que sea desplazada la lechada. Para determinar el tiempo de bombeo de una lechada, se toman como bases las gráficas de gastos de desplazamientos, la potencia requerida, el volumen de la lechada, y longitud del pozo.

#### **4.4.2 Viscosidad y contenido de agua en las lechadas de cemento.**

La viscosidad de una lechada de cemento debe tener una consistencia adecuada para lograr la máxima eficiencia de desplazamiento del lodo además de permitir una buena adherencia entre la formación y la tubería de revestimiento. Para poder lograr una viscosidad adecuada, las lechadas se mezclan con una cantidad de agua que proporciona un volumen de cemento fraguado igual al volumen de la lechada sin separación de agua libre.

Para obtener una viscosidad determinada es necesario considerar el tamaño de la partícula en la cantidad de agua de mezclado, el área de la superficie y el tipo de aditivos. A esas cantidades de agua se les han dado términos específicos, agua libre, agua mínima y agua óptima.

- ✓ Agua libre: se llama agua libre a la cantidad de agua que se separa de la lechada después del proceso de mezclado. El contenido de agua libre indica que la lechada no se agitó lo suficiente como para obtener un buen mezclado o que se usó agua en exceso.

El agua libre afecta la permeabilidad de la lechada al fraguar y será susceptible a la invasión de fluidos, además el agua libre formaría bolsas de agua (puentes de agua) y canalización.

- ✓ Agua mínima: es la cantidad de agua que dará una consistencia de 30 [Bc] (unidades Bearden de consistencia), lo cual da como resultado una lechada lo bastante espesa que puede ser usada para controlar pérdidas de circulación.

Para lograr una lechada con 30 unidades de consistencia utilizando el mínimo de agua se deberá agitar durante 20 minutos en un consistómetro a presión atmosférica con una temperatura de 27[°C].

- ✓ Agua óptima: el agua óptima es la cantidad de agua que da como resultado una lechada con las mejores propiedades para su aplicación, dependiendo de para qué fue diseñada dicha lechada de cemento.

#### **4.4.3 Densidad de la lechada.**

Por lo general, la densidad es la propiedad más importante en el diseño de una lechada de cemento. La densidad de la lechada deberá ser diseñada de tal forma que impida los problemas de pérdida de circulación, controlar la presión de formación y evite el fracturamiento de la formación, ya que la densidad está directamente relacionada con la presión hidrostática generada por la altura de la columna en el espacio anular. Además, el valor de la densidad de la lechada nunca debe ser menor que la densidad del fluido de perforación por razones de control del pozo y de remoción del lodo.

La densidad de la lechada siempre deberá ser capaz de mantener el control del pozo, excepto en las operaciones de cementación forzada. Existen varias maneras de controlar la densidad de la lechada, agregando agua (comúnmente así es como se hace), tamaño de las partículas de cemento, la utilización de aditivos, entre otras.

Es de suma importancia monitorear la densidad de la lechada, por lo que en la actualidad hay dispositivos integrados a las mezcladoras o al sistema de mezclado que se esté usando, esto para ir observando la densidad de la mezcla electrónicamente y a la vez siendo registrada en una terminal de computadora para su control.

#### **4.4.4 Permeabilidad.**

La permeabilidad de la lechada de cemento es un parámetro que afecta el aislamiento de las tuberías de revestimiento con las formaciones. A pesar de que al diseñar las lechadas de cemento se le da poca importancia a la permeabilidad del cemento fraguado, es de suma importancia medir la permeabilidad al agua y al gas que tendrá dicho cemento, pues los cementos fraguados tienen menos permeabilidad que las formaciones aisladas.

El cemento fraguado presenta una mayor permeabilidad al gas que al agua, dando como resultado una mala adherencia y consistencia del cemento ocasionando canales de comunicación a través del cuerpo sólido del cemento.

#### **4.4.5 Fuerza compresiva del cemento.**

El fraguado del cemento deberá generar una resistencia a la compresión para asegurar el revestimiento de la tubería y evitar un posible colapso ocasionado por la presión ejercida de la formación hacia el cemento y la tubería. La resistencia a la compresión usualmente se incrementa con la densidad de la lechada, a mayor densidad mayor resistencia a la compresión.



La temperatura es un parámetro que afecta la resistencia del cemento a la compresión. Altas temperaturas reducen el tiempo que necesita una lechada para alcanzar los niveles de compresibilidad adecuada y así poder continuar con las operaciones de perforación.

En el pozo, el cemento está sujeto a fuerzas triaxiales por lo que el esfuerzo de falla puede llegar a ser diferente de aquellos observados en las pruebas de laboratorio, en las cuales solo se usa una fuerza axial (uniaxial) para determinar el esfuerzo compresivo y así tener como base los requerimientos mínimos que deben cumplir los materiales empleados en las operaciones de cementación. Una mínima resistencia a la compresión puede ser de 500[psi].

#### **4.4.6 Propiedades tixotrópicas.**

La tixotropía es la propiedad de algunos fluidos no newtonianos que muestran un cambio en su viscosidad con el tiempo. Además, es un término empleado para describir la propiedad de un fluido sometido a un esfuerzo de corte, el cual desarrolla una estructura de gel y es capaz de auto-soportarse cuando está en reposo.

Un fluido tixotrópico es un fluido que tarda un tiempo finito en alcanzar una viscosidad de equilibrio cuando hay un cambio instantáneo en el ritmo de cizalla.

Las propiedades reológicas de las lechadas de cemento no pueden ser consideradas dependientes únicamente de la velocidad de cizallamiento, sino también del tiempo debido a la tixotropía, viscoelasticidad y envejecimiento. La tixotropía proporciona resistencia al flujo, capaz de evitar o reducir las pérdidas o el flujo hacia una formación débil.

La bentonita posee propiedades tixotrópicas que son muy útiles en las operaciones de cementación, pues en condiciones adecuadas el cemento se convierte en un fluido más estable y viscoso, evitando la sedimentación de las partículas, dando y manteniendo el peso específico de un fluido que permite el establecimiento de un mecanismo de control y evitar la pérdida de fluido.

La utilización de una lechada de cementación tixotrópica es otra alternativa para minimizar la pérdida de la circulación en el proceso de cementación, esto debido a que la lechada es sensible al esfuerzo de corte (cizalla), como se ha estado mencionando; estos cementos desarrollan gran resistencia de gel evitando fluir hacia la formación y a la vez taponando dicha zona.

#### **4.4.7 Reología de la lechada.**

La reología se encarga del estudio del flujo y deformación de los fluidos cuando son sometidos a un esfuerzo.

La reología de las lechadas se encarga del estudio del flujo y deformación de la lechada, así como la capacidad de bobearla y evaluar la mezcla de la lechada, de igual forma se encarga de determinar las tasas de desplazamiento adecuadas para una remoción de lodo efectiva y colocación de la misma lechada, por otro lado, la reología se encarga de estimar las pérdidas de presión por fricción y la potencia requerida para bombear la lechada evitando éstas (perdidas por fricción).

Las ecuaciones para describir cualquier flujo de fluido son ecuaciones de conservación de masa, momento y energía, que no se pueden resolver sin suponer una o más ecuaciones constitutivas, que relacionan la deformación de un fluido con las fuerzas impuestas (esfuerzo). La mayoría de estas ecuaciones relacionan al esfuerzo cortante y a la tasa de corte.

Las lechadas de cemento se comportan como fluidos no newtonianos, y por lo tanto no es posible definir sus propiedades reológicas por medio del factor de la viscosidad, ya que la relación de velocidad esfuerzo/corte no es constante. Para la lechada de cemento, el tamaño y la distribución de las partículas afectan de manera directa, pues la velocidad de deshidratación depende de qué tan fino está el cemento. Como ya se mencionó, las lechadas de cemento se comportan como un fluido no newtoniano y normalmente son fluidos pseudoplásticos con punto de cedencia, para el cual la viscosidad disminuye con la velocidad de corte.

Las propiedades reológicas de una lechada no solo son dependientes de la velocidad de corte, sino también del tiempo, ya que las reacciones químicas ocasionadas por los aditivos presentes en las lechadas cambian las propiedades con forma transcurre un tiempo determinado (tiempo de fraguado).

A pesar de la gran cantidad de estudios realizados en los últimos años, no se ha podido alcanzar una valoración reológica completa de las lechadas de cemento debido a su complejidad de su comportamiento, el cual depende de muchos factores, algunos ya mencionados con anterioridad, faltando por mencionar los siguientes: relación agua-cemento, presencia de aditivos, composición química del cemento, procedimientos de pruebas y mezclados, así como el tamaño y forma de los granos de cemento.

#### **4.4.8 Pérdida de circulación.**

Como se mencionó en el Capítulo 3, la pérdida de circulación se define como la ausencia o reducción total del flujo que retorna a la superficie a través del espacio anular, dicha pérdida ocurre durante la etapa de bombeo del cemento en forma ascendente a la superficie.

La pérdida de la circulación puede ocurrir en presencia de formaciones permeables, cavernosas o cuando la formación cuenta con fracturas naturales y en su defecto hasta en las formaciones donde las fracturas son inducidas, principalmente cuando la presión hidrostática generada por la columna del lodo supera los valores de la presión de fractura de la formación.

Para la selección y uso de los materiales capaces de controlar o mitigar la pérdida de fluido se debe de tener en cuenta dos principales factores:

- ✓ Que el material seleccionado sea de un tamaño capaz de ser manejado por el equipo de bombeo, y
- ✓ Que la porosidad de la formación o fracturas presentes no superen el tamaño de las partículas del cemento y así permitir que el material seleccionado logre obturar y sellar.

Además de una buena selección de materiales para evitar la pérdida de cemento en la circulación de la lechada, también se debe tener en cuenta una adecuada selección de los aditivos en el diseño de la lechada. Algunos de estos aditivos serán mencionados más adelante, así como su principal función, no solo para evitar la pérdida de fluido sino también para aligerar la carga generada por la columna de cemento y así disminuir la presión hidrostática, dando como resultado una presión por debajo de la presión de fractura y evitando la creación de fracturas y por ende una pérdida de fluido.

#### **4.4.9 Control de filtrado.**

Otro factor importante para una buena cementación de un pozo y que además juega un papel importante en el desarrollo de la resistencia a la compresión y en el control del tiempo de espaciamiento es el control de la pérdida del filtrado.

Un mal control de la pérdida de filtrado ocasiona una prematura deshidratación de la lechada de cemento provocando que existe comunicación de gas. Mediante un buen control de filtrado se evita que existe una resistencia al flujo, ya que la pérdida de filtrado en una formación permeable ocasiona un aumento en la viscosidad de la lechada y un rápido depósito del enjarre del filtrado.

El problema de una deshidratación prematura de la lechada de cemento es más evidente cuando se cruza una zona permeable de la formación, esto ocurre por la diferencia de presión que existe entre la presión de formación y la presión hidrostática del lodo, ya que por lo general, la presión generada por la columna de cemento siempre será mayor que la presión de la formación.

En el diseño de una lechada de cemento se deben considerar los factores que intervienen en las causas de pérdida de filtrado, estos factores son la permeabilidad, el tiempo, presión y temperatura. Para poder medir la cantidad de filtrado que se pierde, se lleva a cabo una prueba de laboratorio en donde se observa cuánto existe de pérdida en minutos. Ver Tabla 13.

Tabla 13. Relación entre el gasto de pérdida y su interpretación.<sup>12</sup>

GASTO DE PÉRDIDA DE FILTRADO. INTERPRESTACIÓN.	
$\left[\frac{cm^3}{30min}\right]$	
<b>0-200</b>	Buen control
<b>200-500</b>	Control moderado
<b>500-1000</b>	Control regular
<b>Arriba de 1000</b>	Sin control

El cemento puro (sin aditivos), presenta un gasto de pérdida de filtrado del orden de 1000  $\left[\frac{cm^3}{30min}\right]$ . Variando la concentración de los aditivos para pérdida de filtrado se pueden controlar los gastos de pérdida.

El filtrado es forzado a salir del cemento (por la diferencia de presión), aumentando la viscosidad de la lechada y por lo tanto reduce el tiempo de bombeo e incrementa la fricción. Sin embargo, la pérdida de filtrado se puede controlar con el uso de aditivos.

#### 4.5 Aditivos para la lechada.

Las condiciones a las que se expone el cemento Portland en un pozo son totalmente diferentes a las condiciones ambientales presentes en la superficie asociada con los edificios, caminos y puentes. Los cementos de los pozos petroleros deben enfrentar un amplio rango de temperaturas, desde temperaturas inferiores al punto de congelación hasta temperaturas superiores a 400°C (752°F) en los pozos geotérmicos. Además de manejar presiones que van desde la atmosférica hasta más de 3000 [psi] en pozos profundo.

Además de considerar temperaturas y presiones, los cementos que serán utilizados en las operaciones de cementación de pozos deben ser diseñados para adherirse y sostener la tubería a las formaciones débiles o porosas, evitar corroer la tubería y soportar las presiones anormales; todo lo anterior se logra mediante el uso y desarrollo de aditivos para

cemento. En consecuencia, los fabricantes de cemento producen versiones especiales de cemento Portland para ser utilizadas en pozos.

Se dispone de más de 100 aditivos de cemento para ajustar el rendimiento del cemento, lo que permite que los ingenieros diseñen de manera adecuada la lechada de cemento para un ambiente de pozo en particular. El objetivo principal es formular un cemento capaz de ser bombeado durante un tiempo suficiente para la colocación en el espacio anular, que desarrolle resistencia a las pocas horas de la colocación y que mantenga su rigidez a lo largo de toda la vida productiva del pozo.

Los aditivos para cementar pozos están clasificados de acuerdo a las funciones que cumplen, muchos de ellos pueden ser suministrados en forma sólida o líquida.

#### **4.5.1 Aditivos para una lechada ligera.**

Los aditivos especiales que son utilizados en el diseño de una lechada ligera y flexible son aquellos que reducen la densidad y mejoran la flexibilidad así como la ductilidad de la mezcla, debido a su menor gravedad específica y menor tamaño con respecto a las partículas de cemento, sin afectar en mayor medida la resistencia a la compresión. Algunos de estos aditivos son:

- Perlita expandida.
- Microesferas.
- Gilsonita.
- Finos de carbón.
- Microfibras minerales.

##### **4.5.1.1 Perlita expandida.**

La perlita expandida recibe el nombre gracias a la capacidad que posee el mineral perlita, el cual es de origen volcánico con una gran cantidad de agua molecular. Es un mineral (vidrio volcánico amorfo) que aparece en la naturaleza, y tiene la propiedad poco común de

expandirse, hasta 20 veces su volumen original cuando se calienta lo suficiente, adquiriendo gran ligereza y capacidad aislante.

Cuando alcanza temperaturas de 850 – 900 °C, la perlita se ablanda (dado que es un vidrio). El agua atrapada en la estructura del material escapa y se vaporiza, esto causa la expansión del material de hasta 20 veces su volumen original. El material expandido es de un color blanco brillante debido a la capacidad de reflectancia de las burbujas atrapadas.

La perlita no expandida ("cruda") tiene una densidad cercana a  $1.1 \left[ \frac{gr}{cm^3} \right]$ . Mientras que la perlita expandida tiene típicamente una densidad que va de  $0.030 - 0.150 \left[ \frac{gr}{cm^3} \right]$ .

Al ser agregado este aditivo a la lechada de cemento se logra aligerar la presión hidrostática generada por la columna del cemento debido a que los granos de perlita se encuentran en su mayoría huecos debido a las burbujas atrapadas dentro de las partículas, lo cual resulta de gran ayuda en pozos profundos.

#### **4.5.1.2 Gilsonita.**

La Gilsonita o Asfaltita es una resina negra carbonosa y lustrosa, clasificada como una asfaltina. Su nombre correcto es Uintaíta y se encuentra en Utah, EUA. Contiene de 10 a 20% de carbón en su composición y se quema fácilmente con una pequeña llama de fuego.

La gilsonita es un aditivo que se utiliza para la estabilización de los lodos de perforación, se puede mezclar en lodos base aceite y lodos base agua. En los lodos base aceite se utiliza como agente controlador de pérdida de fluido. Por otro lado, en los lodos base agua la gilsonita se utiliza como aditivo estabilizador de lutitas. Por ser un hidrocarburo (la gilsonita) es naturalmente mojada por aceite (petróleo).

Gracias a su capacidad de ser mezclada con lodos base aceite o base agua, la gilsonita es un aditivo fácil de introducir en una lechada de cemento puesto que puede cumplir las mismas funciones que al estar mezclada en los lodos de perforación, como son el poder controlar las pérdidas de la lechada (en una lechada de cemento base diésel) así como un estabilizador de las lutitas presentes en la pared de la formación a cementar.

#### **4.5.1.3 Microesferas de cristal.**

Las microesferas de cristal son una especie de polvo inorgánico ultraligero y de alto rendimiento con microesferas huecas desarrollado en los últimos años. Las microesferas poseen una densidad que va de 0.15 - 0.60 [ $\frac{gr}{cm^3}$ ].

Las principales características que poseen las microesferas son: peso ligero, baja conductividad térmica, alta resistencia a la compresión y fácil de mezclarse. Debido a sus altas propiedades de compresión, las microesferas pueden ser usadas para diseñar una lechada de cemento de baja densidad y alta resistencia, también pueden ser utilizadas en los lodos de perforación.

Las microesferas de cristal huecas tienen buena capacidad de rodamiento, lo que las hace fácil de mezclar con las demás partículas de cemento, además de proporcionar una buena capacidad de flujo en el espacio anular durante la etapa de bombeo. La utilización de las microesferas de vidrio huecas en las lechadas de cemento ayuda a reducir la densidad de suspensión (densidad necesaria para mantener en suspensión las partículas, tanto del cemento como las de los aditivos, y evitar así que se depositen). Con lo anterior se evita el uso de varias etapas que comúnmente se utilizan en pozos que requieren de una extensa columna de cemento, y donde las formaciones débiles no soportan la carga hidrostática durante la cementación. Estos resultados hacen posible cementar pozos profundos en una sola etapa, lo que ayuda a reducir el tiempo y costos de operación y a la vez se disminuye el daño a la formación.

#### **4.5.1.4 Finos de carbón.**

Los finos de carbón ayudan a una lechada de cemento proporcionándole dureza, buena aglomeración, resistencia a la compresión y gran rendimiento térmico. Los finos de carbón son el resultado de la molienda del carbón natural.



#### **4.5.1.5 Microfibras naturales.**

Para la fabricación de cemento ligero, se utilizan las esferas de poliestileno expandido y que además mejoran la adherencia del cemento. Estas esferas de poliestileno tienen la capacidad de distribuirse de manera homogénea.

Las microfibras naturales son el resultado de experimentar con las esferas de poliestileno. Tienen forma de multifilamentos (fibras individuales) que actúan como un refuerzo tridimensional en el cemento para dispersar los esfuerzos dentro de su masa, logrando reducir los agrietamientos por contracción plástica en estado fresco y los agrietamientos por temperatura en estado sólido, por otro lado, las microfibras reducen la segregación de los materiales y la filtración de agua.

Las microfibras actúan dentro de las lechadas de cemento transmitiendo todas las fuerzas de carga y de flexión hacia todas las direcciones, evitando que se generen microgrietas por esfuerzos internos y cambios de temperatura. Las microfibras son más fáciles de mezclar, en comparación con las esferas de poliestileno expandible, y poseen un mayor refuerzo, su distribución es uniforme y no dejan las superficies peludas, gracias a la capacidad de adherencia del poliestileno. Es muy importante que durante el diseño de la lechada se tome en cuenta el número de fibras por unidad de volumen de cemento.

#### **4.5.2 Aditivos para el control de pérdida de circulación.**

Como se ha mencionado, los aditivos se clasifican de acuerdo a su uso y propiedades que poseen. Por lo que dependiendo el problema al que se enfrentará será el tipo de aditivo empleado en el diseño de la lechada.

La pérdida de circulación en las operaciones de cementación es uno de los problemas más comunes si se está cementando formaciones capaces de permitir este tipo fenómeno, por lo que la elección de un adecuado aditivo ayuda a prevenir o mitigar las pérdidas de circulación y de filtrado, a este tipo de aditivos se les llama controladores.

#### **4.5.2.1 Controladores de pérdida de circulación.**

Si la circulación se pierde durante una operación de cementación primaria, posiblemente será necesario llevar a cabo una operación de cementación correctiva. Por lo general una pérdida de circulación ocurre cuando se tiene que cementar formaciones con alta permeabilidad, vugulares o cavernosas, fisuradas o débiles.

Generalmente, los trabajos de perforación indican al operador cuándo esperar problemas de pérdidas de circulación, lo cual ayuda en las operaciones de cementación futuras, ya que el tener bien caracterizada la formación y presentes los parámetros o problemas ocurridos durante la perforación ayudan a evitar este tipo de fenómenos de pérdida. Entonces, una buena caracterización de la formación ayuda en el diseño de la lechada de cemento.

Es común emplear dos pasos para combatir la pérdida de circulación:

- El primero es reducir la densidad de la lechada, y
- El segundo es añadir un material de refuerzo o de sello.

Normalmente la pérdida de circulación se impide mediante la adición de materiales capaces de taponar o bloquear las fracturas y zonas débiles de las formaciones.

Algunos de estos materiales son granulares como la gilsonita y carbón granular, los cuales son excelentes agentes sellantes. También es común usar bentonita gruesa, fibras y microfibras de poliéster o en ocasiones escamas de celofán. Las escamas de celofán es un aditivo que sella la cara de la fractura evitando que el cemento entre en la formación.

Si los poros o cavernas presentes en la formación son más grandes que los agentes sellantes y estos no pueden cumplir con su función, se puede hacer uso de cementos tixotrópicos. Cuando el cemento tixotrópico entra a la formación y relentiza el flujo a través de las fracturas experimenta menos fuerza de corte y comienza a gelificarse, llegando a autosoportarse y finalmente a taponar o sellar los poros y fisuras de la formación.

#### **4.5.2.2 Controladores de pérdida de filtrado.**

Cuando el cemento es bobeado a través del espacio anular y puesto en contacto con la formación existe un cambio de presión (entre la existente en el flujo de la lechada y la presente en la formación), ocurriendo el fenómeno de filtración. Cuando el agua de la lechada de cemento se escapa a través de la formación se le llama pérdida de filtrado. Si esta pérdida de fluido no se controla, la reología, el tiempo de espaciamento y la densidad de suspensión cambiarían ocasionando que la operación de cementación pueda fallar.

Los aditivos para el control de filtración en las lechadas tienen la misma función que los aditivos usados para el control del filtrado en los lodos de perforación. Sin embargo, las lechadas de cemento que no contienen estos aditivos presentan altos gastos de filtración en comparación con los lodos arcillosos. Los agentes para las pérdidas de filtrado son usados en las lechadas por las siguientes razones:

- ✓ Minimizar la deshidratación del cemento en el espacio anular
- ✓ Reducir la migración del gas
- ✓ Mejorar la adherencia, tanto del cemento a la formación como a la tubería.
- ✓ Minimizar el daño a la formación.

Los aditivos más comunes para controlar la pérdida de filtrado son los polímeros orgánicos, la bentonita con un dispersante y partículas de látex que actúan de la misma manera que las partículas de bentonita. Estos materiales se encuentran finamente molidos, lo cual facilita su capacidad de ser mezclados y son capaces de ser solubles en agua.

El llamado cemento de látex tiene excelentes características para evitar la pérdida de filtrado, y es capaz de usarse a temperaturas elevadas. Este cemento contiene polímeros solubles en agua y operan mediante el aumento de la viscosidad de la fase acuosa reduciendo la capacidad del filtrado del agua contenida en las lechadas de cemento.

Un problema común que se presenta con el uso de estos tipos de aditivos es el incremento de la viscosidad presentando dificultad para el mezclado en superficie y el bombeo de la misma lechada durante la operación. Es de suma importancia tener bien calculado la cantidad de aditivo a usar y así tratar de evitar algún problema con el incremento de viscosidad.

#### **4.5.3 Otros aditivos.**

Además de los aditivos antes mencionados, controladores de pérdida de circulación y de filtrado, también se encuentran otros 6 grupos más, ya que hasta la actualidad se tiene conocimiento de más de 100 distintos aditivos.

Como se ha mencionado anteriormente, los aditivos se clasifican de acuerdo a la función que brindan para tener una lechada de cemento lo más adecuada a la situación. Los aditivos se pueden clasificar de la siguiente manera:

- Aceleradores
- Retardadores
- Extendedores
- Dispersantes

- Espesantes
- Aditivos especiales

Enseguida se hace una mención de las principales características de cada uno de ellos:

- ✓ Aceleradores.- los aceleradores reducen el tiempo de fraguado de la lechada de cemento e incrementan la velocidad de desarrollo de resistencia a la compresión. Este tipo de aditivos son comunes en pozos marinos (por la baja temperatura) y por supuesto en pozos con un bajo gradiente de temperatura; de igual forma es usado en cementos utilizados en superficie.
- ✓ Retardadores.- estos aditivos demoran el tiempo de fraguado y extienden el tiempo durante el cual una lechada será bombeada. Comúnmente usados en pozos profundos y con gran temperatura. El más común de los retardadores es quizá el lignosulfonato de calcio.
- ✓ Extendedores.- los extendedores disminuyen la densidad de la lechada de cemento, reducen la cantidad de cemento por unidad de volumen del producto fraguado, o ambas cosas.  
Un problema en el uso de los extendedores es que estos aditivos reducen la resistencia a la compresión inmediatamente.
- ✓ Dispersantes.- los dispersantes reducen la viscosidad de la lechada de cemento, lo que hace posible una presión de bombeo más baja durante el periodo de desplazamiento, lo que da como resultado una disminución en la fricción de los granos contra la tubería, formación y entre ellos. Además, este tipo de aditivos hacen más fácil lograr un flujo turbulento durante el bombeo de la lechada.
- ✓ Espesantes.- los espesantes incrementan la densidad de la lechada y son usados para mantener estable y bajo control el pozo en el caso de que existan altos valores de presión de formación. Son materiales de alto peso específico y manejan poca agua, los espesantes comúnmente usados son la arena y la limadura de hierro (hermatita).
- ✓ Aditivos especiales.- dentro de los aditivos espaciales se encuentran los antiespumantes, las fibras, las partículas flexibles y agentes expandidores del cemento fraguado.  
Dentro de los aditivos antiespumantes se encuentran las sales orgánicas, las que eliminan la mayor parte de las burbujas.  
Los aditivos usados para expandir al cemento fraguado comúnmente son el cloruro de sodio y el cloruro de potasio.

## CAPÍTULO 5

### CASO DE CAMPO

En el presente trabajo se muestra el ejemplo de un pozo cementado con una lechada de cemento ultraligero, dicho cemento genera una lechada con densidad de  $1.1 \left[ \frac{gr}{cm^3} \right]$  pues posee un tamaño de partícula menor a  $2 \left[ \mu m \right]$  y un peso específico de  $0.42 \left[ \frac{gr}{cm^3} \right]$ . Al pozo presentado en el trabajo se le asigna el nombre de Pozo M, de tal forma que no se maneje una información con medios lucrativos, dicho pozo forma parte de lo que se conoce como la Región Marina del Golfo de México.

Como una introducción al caso de campo presentado, es importante mencionar que el gigantesco Campo Cantarell se encuentra ubicado en las costas de México, en la Bahía de Campeche, clasificado como el campo petrolero con mayor aporte de hidrocarburos del país. Descubierta en el año de 1979, aportando arriba del 42% de la producción total del país y que en la actualidad la producción diaria de petróleo no alcanza los 200 mil barriles diarios.

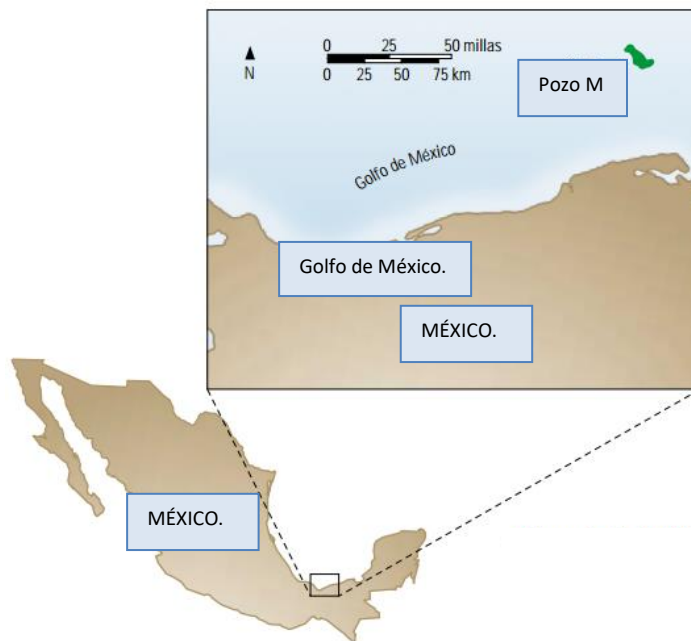


Figura 20. Ubicación Pozo M.<sup>1</sup>

El aporte de hidrocarburo de Cantarell proviene principalmente de formaciones fracturadas y/o cavernosas con presencia de carbonatos del Paleoceno y del Cretácico Superior. En la Figura 20 se muestra a gran escala la localización del campo al que pertenece el Pozo M.

La Brecha Paleoceno-Cretácico Superior es una formación naturalmente fracturada y por consecuencia posee una alta permeabilidad, y que por lo tanto, al haber sido explotado desde su descubrimiento la presión de la formación haya declinado considerablemente debido a las altas tasas de producción que se manejaron. Además, al ser una formación fracturada y/o cavernosa es susceptible a presentar problemas de pérdida de circulación, tanto en las operaciones de perforación como en las operaciones de cementación de los pozos, por lo que dichas operaciones constituyen un gran desafío para el operador.

Como contexto histórico, en las operaciones de cementación realizadas en el campo de Cantarell, es importante mencionar que dichas operaciones utilizaron una única lechada convencional de aproximadamente  $1.35 \frac{gr}{cm^3}$  y que tuvieron como resultado un aislamiento inadecuado de la formación expuesta y una modesta mejora en la altura de la columna de cemento en el espacio anular.

La Brecha presenta un gradiente de fractura de la formación de  $5.88 \frac{KPa}{m}$  y la permeabilidad puede llegar a 5 [Darcys]. Por lo tanto, en las operaciones de perforación se utiliza un fluido con 65% de emulsión diésel y una densidad de  $0.89 \frac{gr}{cm^3}$ , las pérdidas de circulación son tan grandes que ningún fluido retorna a la superficie durante la perforación.

La cementación de los pozos en esta área se realizó con lechadas de  $1.35 \frac{gr}{cm^3}$ , tratando de que la densidad no se separe demasiado a la ocupada en los lodos de perforación y así evitar un posible fracturamiento de la formación y una posible pérdida en la circulación.

De igual forma, no es recomendado el uso de un cemento energizado, debido a que este tipo de cemento presenta bajas propiedades físicas (una baja densidad da como resultado una baja resistencia a la compresión). Por otro lado, las lechadas de cemento ultraligero se endurecen en un tiempo relativamente corto en comparación con las lechadas convencionales, alcanzando una alta resistencia a la compresión, de 13.8 [MPa] en 16

horas, sin dejar de mencionar que tiene una pérdida de fluido de aproximadamente 26  $[\frac{cm^3}{30min}]$  y poseen densidades relativamente bajas.

Las lechadas de cemento ultraligero han sido utilizadas con éxito en algunos pozos en la región del campo que comprende el pozo en estudio (Pozo M), del cual se presenta de forma cualitativa los resultados obtenidos de una cementación ultraligera con densidad mucho menor a la ocupada en otros pozos vecinos.

Cabe mencionar que la mayor parte de la información que se logró reunir con respecto a todo lo que engloba el proceso del Pozo M, desde las características de las formaciones presentes en el área, hasta la operación de cementación de dicho pozo en estudio, fue localizada en artículos relacionados a la pérdida de circulación, tanto en las operaciones de perforación como de cementación. Así como el aporte de información de algunos trabajos realizados en otras partes del mundo a través de informes, los cuales lo único que pretenden es dar a conocer una nueva tecnología de cementación, y por lo tanto solo se muestran de forma imitada y someramente los resultados que se han obtenido.

## **Pozo M**

- **Resumen de las operaciones de perforación y cementación del pozo.**

La operación de cementación fue realizada el día 25 de marzo del 2001, se perforo el agujero con una barrena de 10 5/8 [pg], para dejar cementada una TR de 9 5/8 [pg]. Como se mencionó, la tubería cementada se encuentra en La Brecha Paleoceno-Cretácico Superior.

Por otro lado, con la planeación del programa de perforación realizada en septiembre del 2000 a una profundidad máxima de 2700 [MVBMR] se esperaba encontrar una producción comercial de hidrocarburos sobre una plataforma fija y un tirante de agua de 47 [m], la cual se encuentra ubicada en la plataforma continental del Golfo de México. Además de esperar una buena producción con base en la columna geológica y a los registros geofísicos de los pozos ya perforados y cementados con anterioridad, también se esperaba encontrar una

zona de presión anormalmente baja durante toda la profundidad del pozo, y por consecuencia pérdida de circulación.

Durante la perforación del Pozo M las pérdidas totales y parciales de fluido terminaron siendo de 7100 [bls], resultando una operación costosa debido a que los aditivos utilizados para generar un lechada lo suficientemente ligera y capaz de cementar en una sola etapa la tubería de revestimiento son especiales y costosos, pero a la vez de gran experiencia para la planeación de la cementación de cada una de las tuberías de revestimiento. Se cemento con éxito una TR de 9 5/8 pulgadas a través de varias zonas con presencia de pérdidas de circulación, lo anterior utilizando una lechada ultraligera de  $1.1 \left[ \frac{gr}{cm^3} \right]$ .

Como se mencionó, la última tubería de revestimiento será de 9 5/8 [pg] de diámetro que será asentada a 2868 [m], como se observa en la Figura 21, aproximadamente 20 metros dentro de la formación Cretácico Superior, dicha tubería deberá tener el grado de acero apropiado para el manejo de ácido sulfhídrico y dióxido de carbono.



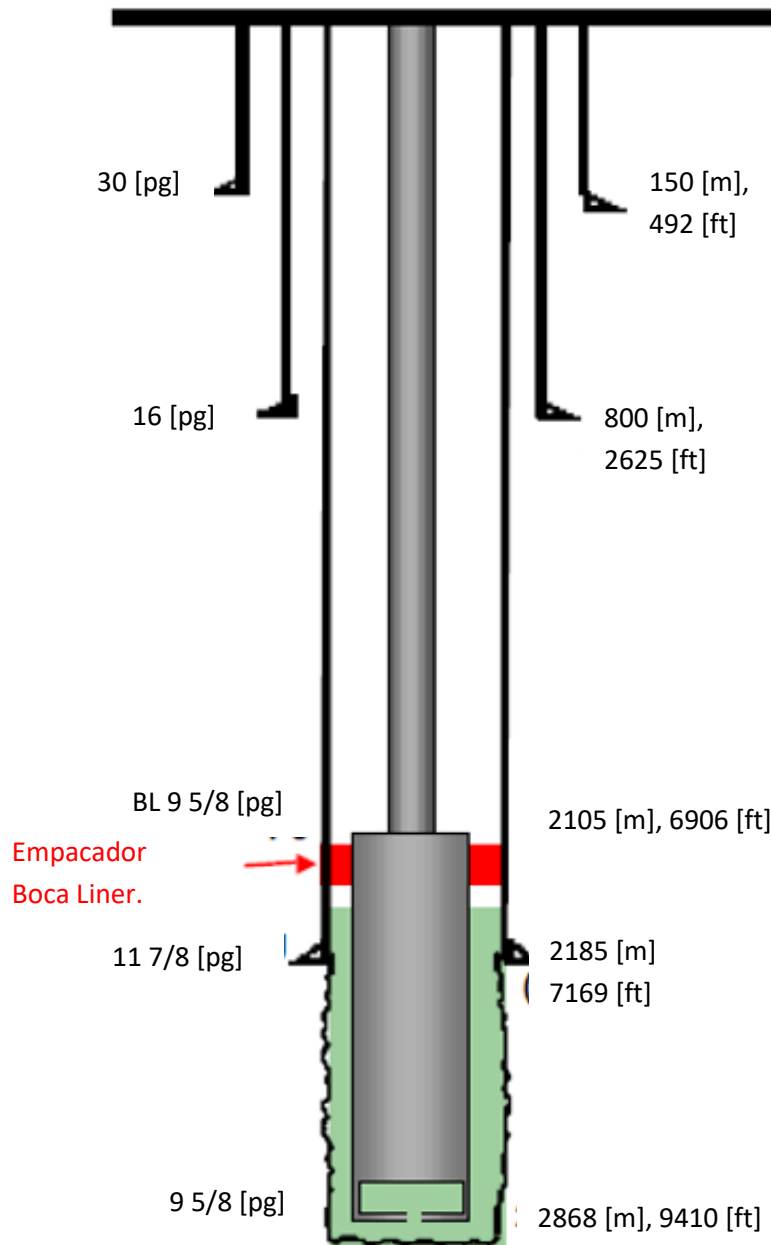


Figura 21. Estado mecánico del Pozo M.<sup>1</sup>

- **Cementación.**

Por la presencia de pérdida de circulación durante la operación de perforación se tomó la decisión de cementar el pozo con un cemento ultraligero, con densidad de  $1.1 \left[ \frac{gr}{cm^3} \right]$ .

- **Programa de cementación.**

**Enseguida se enlistan los volúmenes utilizados en la operación:**

- 30 [bls] de espaciador Mud push XLO de  $1.0 \left[ \frac{gr}{cm^3} \right]$ .
- 13 toneladas de cemento ultraligero de  $1.1 \left[ \frac{gr}{cm^3} \right]$ , con un punto cedente de 13.9 [lb/100pie<sup>2</sup>], una viscosidad plástica de 100.5 [cp], filtrado de  $27 \left[ \frac{cm^3}{30min} \right]$ , agua libre de 0 [%/2hrs] y un tiempo de bombeo de 3 horas con 35 minutos.

**Tabla 14. Composición de la lechada con cemento ultraligero.<sup>1</sup>**

<b>Código.</b>	<b>Descripción.</b>	<b>Concentración [lt/s].</b>
<b>D175</b>	Antiespumante	0.45
<b>D162</b>	Antisedimentante	0.14
<b>D600</b>	Controlador de gas	4.50
<b>D135</b>	Estabilizador de gas	0.4
<b>D080</b>	Dispersante	0.70
<b>D075</b>	Extendedor	0.35
<b>D150</b>	Retardador	0.36

- 277 [bls] de bache desplazante de  $0.89 \left[ \frac{gr}{cm^3} \right]$ , con un punto cedente de  $21 \left[ \frac{lb}{100pie^2} \right]$  y una viscosidad plástica de 23 [cp].

La operación fue realizada de la siguiente forma:

- 1) Se instaló el cabezal de cementación y las líneas superficiales.
- 2) Se probó la línea de cementación @ 4000 [psi].
- 3) Se bombearon 30 [bls] de bache espaciador @ 2 [bpm] y 383 [psi].
- 4) Se bombearon 137 [bls] @ 3.5 [bpm] y 300 [psi].

- 5) Se liberó el dardo de desplazamiento.
- 6) Se bombearon 277 [bls] de bache para desplazar, el gasto inicial fue de 4 [bpm], el cual se fue disminuyendo hasta llegar a 0.8 [bpm], la presión inicial de bombeo fue de 200 [psi], la presión se fue incrementando hasta alcanzar 1800 [psi]. Se observó el acoplamiento de los tapones con 107 [bls] y 550 [psi].
- 7) Se revisó la presión final estabilizada (1600 [psi]) y el equipo de flotación.
- 8) Se liberó el conjunto colgador y se levantó la TP, se cerró el pozo y se esperó fraguado.
- 9) Se activó el empacador de boca de liner.

Nota: durante la operación se observó pérdida parcial de circulación, se contabilizaron 12 [ $m^3$ ] de lodo perdido durante las 2.5 horas que duro dicha operación.

- **Evaluación de la cementación.**

Una vez finalizada la operación de cementación se probó la zapata con 1000 [psi] durante 15 minutos, la prueba fue satisfactoria, no se encontró cemento en la boca del liner. Posteriormente, se corrieron los registros de CBL/VDL/USI.

Gracias a la información recabada por los registros se pudo concluir que la cima del cemento cubrió por completo el espacio anular, lo cual era el objetivo de la operación, sin embargo, la adherencia del cemento es del 85 al 90% hasta los 2580 [mD], mientras que de esta profundidad en adelante la adherencia fue de un 90%.

De acuerdo a lo planeado, el intervalo a disparar se encuentra por debajo de los 2700 [mD], por lo que se puede concluir que hay un buen sello por encima y por debajo de la zona productora.

Durante la operación se observó una variación en la concentración de solidos de 10 puntos, de 48 a 58%, sin embargo, al pesar la lechada en una balanza se pudo verificar que el peso no variaba en más de dos puntos, lo cual no afecta de manera grave la densidad de la

lechada, permitiendo que sea bombeada al gasto deseado y sin que la presencia de sólidos afecte el mezclado uniforme de la lechada.

## CONCLUSIONES

La aplicación de lechadas ligeras para evitar y mitigar la pérdida de circulación en los pozos petroleros es una solución recurrente para tratar dicho problema, ya que comúnmente ocurre en aquellos pozos en donde se mostró pérdida de fluido durante las operaciones de perforación.

El tipo de cemento, ya sea cemento ligero o cemento espumoso, han ayudado a diseñar lechadas de cemento con una densidad lo suficientemente baja para poder hacer una cementación primaria en una sola etapa, pues al poseer una baja densidad es posible realizar la operación de cementación a gran profundidad sin generar un carga hidrostática que supere el gradiente de fractura de la formación y ocasionar así una pérdida de circulación.

La decisión de realizar una operación de cementación con lechada ligera deber ser tomada en cuenta desde que se llega a presentar un tipo de pérdida fluido durante la etapa de perforación, pues así se tendrá el suficiente tiempo para determinar no sólo la densidad con la que se trabajará en la lechada de cemento sino también en el tipo de aditivo que se agregara a dicha lechada.

La adecuada elección de los aditivos depende principalmente de los problemas y condiciones en que el pozo se encuentre, teniendo en cuenta que el aditivo seleccionado también debe de poseer la capacidad de poder ser mezclado en forma uniforme con los anos del cemento ultrafino, ya que al no tener una lechada uniforme se incrementaría presión por fricción generando que la densidad equivalente de circulación aumente al grado de superar presión de fractura de la formación, ocasionando fracturas a la formación y una posible pérdida de la lechada de cemento.

Como conclusión final, el contar con una caracterización detallada y confiable de la formación en la que se va a construir el pozo ayuda a prevenir el problema de una pérdida de filtrado en las operaciones de perforación así como el adecuado sentamiento de las distintas tuberías de revestimiento y su colocación de cemento en el espacio anular, evitando que la densidad de éste afecte a la formación y provoque una pérdida de fluido, lo cual dará como resultado una mala protección de la tubería de revestimiento y un posible problema a futuro.

## **RECOMENDACIONES**

Es importante que los ingenieros encargados de realizar la operación de cementación del pozo tengan bien localizadas las áreas donde se presentaron pérdidas de fluido en la etapa de perforación o las posibles áreas en donde se espera que ocurra esto, de tal forma que se pueda diseñar una lechada capaz de minimizar o evitar el fenómeno de pérdida.

Al tener localizadas las zonas en donde se presentaron pérdidas de fluido en las etapas de perforación se cuenta con la información necesaria para determinar qué tipo de pérdida es, y así poder diseñar la densidad adecuada de la lechada de cemento, de tal forma que se logre disminuir el grado de pérdida presentado durante la perforación.

Con anterioridad, la forma más fácil de reducir la densidad de una lechada de cemento era agregando agua, lo cual disminuía las principales funciones de una lechada de cemento (resistencia a la compresión, baja permeabilidad, buena adherencia interfacial, flexibilidad, y protección a las tuberías de revestimiento). En la actualidad, es recomendable el uso de aditivos especiales, no solo para aumentar o retardar el tiempo de fraguado de la lechada, sino para poder lograr disminuir la densidad sin afectar la capacidad de resistencia a la compresión o afectar la permeabilidad.

Si se planea realizar un pozo en formaciones con fracturas naturales, fracturas con vórgulos y alta permeabilidad y/o en fracturas con un bajo gradiente de fractura, se recomienda que en la operaciones de cementación se utilice una densidad de la lechada de cemento lo más

cercana a la densidad que fue ocupada para el lodo de perforación, ya que así se evitaría dañar a la formación a causa de una densidad que supera el bajo gradiente de fractura.

En el caso de hacer uso de una lechada con cemento espumosa, se recomienda tener estricto control en la cantidad de gas suministrado a la lechada, pues un exceso gas ocasionara que la lechada baje su densidad pero pierda gran resistencia a la compresión y una alta permeabilidad. Por otro lado, el uso de cementos ultraligeros ha sido la mejor recomendación para aplicar una lechada de baja densidad, las cuales han demostrado tener éxito en comparación con lechadas convencionales.

## BIBLIOGRAFÍA

1. Abduh Al-Swaidi, Christian hun, José Luis Bustillos, ique Guillot, (Otoño del 2001), “Ligero como una pluma, duro una roca”, Oil Field Review.
2. Adam T. Bourgoyne Jr. ( 1991) “Applied Drilling Engineering SPE Textbook Series”, Vol.2
3. Antonio Bolaños Monter, (1998) “Cementación de pozos petroleros”, Facultad de ingeniería UNAM.
4. Bourgoyne Jr., A. T., Milheim, K. K., Chenevert, M. E. & Young Jur., F. S. (1991). Applied Drilling Engineering. USA: SPE Richardson TX.
5. Denis J.H. and Guillot D.J., (1987) "Prediction of Cement Slurry Laminar Pressure Drops by Rotational Viscometry", SPE 16137
6. Grupo CEDIP, (2009) “Ingeniería de cementaciones”.
7. H.A. Bergeron, (1989) "Cement Quality Control Program Shows Substantial Savings", SPE/IADC 18621.
8. Ignacio Alonso Cárdenas, (2006) "Apuntes de Terminación de Pozos", Facultad de Ingeniería UNAM.
9. Jabal Tejeda Arias, "Ingeniería de Cementaciones", Subdirección de Perforación y Mantenimiento a Pozos, Petróleos Mexicanos.
10. Jabal Tejeda Arias, "Registros Geofísicos", Subdirección de Perforación y Mantenimiento a Pozos, Petróleos Mexicanos.
11. Kris Ravi, Mark Savery, B.R. Reddy, and Don Whitfill, (2006.) “Cementing Technology for low Fracture Gradient and Controlling Loss Circulation”, Halliburton, SPE/IADC 102074.
12. Modesto Mercado, Juan Acuna, Ramon Hernandez, et. el. 2010. Successful High-Temperatue, Water-Control Case Histories in Highly Naturally Fractured Carbonate Reservoirs. Artículo SPE 135101 presentado en SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Florencia, Italia, 19-22 September.
13. Mueller, D.T., Franklin Jr., V.L. y Dalton, D.J. 1990. The Determination of the Static and Dynamic Properties of Nitrified Cements. Artículo SPE 20116

presentado en Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas, E.U.A., 8-9 March. doi: 10.2118/20116-MS

14. Nelson E.B. (1991) "Well Cementing", Dowelt Schlumberger Educational Services.
15. Oilfield Review, Primavera de 2004 "Una red de seguridad para controlar las pérdidas de circulación".
16. Oilfield (2004), "CemCRETE, High-performance cement systems".
17. Paul E. Pilkington, (1992) "Cement Evaluation Past, Present and Future", JPT.
18. Tejeda, A. J.1999. Ingeniería de Cementaciones. México: Subdirección de Perforación y Mantenimiento a Pozos e Instituto Mexicano del Petróleo.