



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 1

Neiva, 25 de octubre de 2018

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

Neiva

El (Los) suscrito(s):

DEINER FERNANDO PABÓN BARRIOS, con C.C. No. 1084256075,

CARLOS ANDRÉS SANTOS SÁNCHEZ, con C.C. No. 1075288437,

autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado ANALISIS DE PROCEDIMIENTOS Y PARAMETROS PARA EL DISEÑO DE OPERACIONES EN CEMENTACION REMEDIAL

Presentado y aprobado en el año 2018 del día 19 del mes de octubre como requisito para optar al título de Ingeniero de Petróleos;

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores”, los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: Deiner Fernando Pabón

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: Carlos Santos



**TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO:** Análisis de procedimientos y parámetros para el diseño de operaciones en cementación remedial

**AUTOR O AUTORES:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Pabón Barrios	Deiner Fernando
Santos Sánchez	Carlos Andrés

**DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Rubiano Quiroga	Gilberto

**ASESOR (ES):**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre

**PARA OPTAR AL TÍTULO DE:** Ingeniero de Petróleos

**FACULTAD:** Ingeniería

**PROGRAMA O POSGRADO:** Petróleos

**CIUDAD:** Neiva, Huila **AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2018 del 19 de octubre **NÚMERO DE PÁGINAS:** 90

**TIPO DE ILUSTRACIONES** (Marcar con una X):

Diagramas  Fotografías  Grabaciones en discos \_\_\_ Ilustraciones en general  Grabados \_\_\_ Láminas \_\_\_  
Litografías \_\_\_ Mapas \_\_\_ Música impresa \_\_\_ Planos \_\_\_ Retratos \_\_\_ Sin ilustraciones \_\_\_ Tablas o Cuadros



<b>CÓDIGO</b>	<b>AP-BIB-FO-07</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>1</b>	<b>VIGENCIA</b>	<b>2014</b>	<b>PÁGINA</b>	<b>2 de 3</b>
---------------	---------------------	----------------	----------	-----------------	-------------	---------------	---------------

**SOFTWARE** requerido y/o especializado para la lectura del documento:

**MATERIAL ANEXO:** Diagrama de flujo

**PREMIO O DISTINCIÓN** (*En caso de ser LAUREADAS o Meritoria*):

**PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:**

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. Cementación remedial	Remedial cementation	6. Análisis	Analysis
2. Alta presión	High pressure	7. _____	_____
3. Baja presión	Low pressure	8. _____	_____
4. Cementación	Cementation	9. _____	_____
5. Diseño	Design	10. _____	_____

**RESUMEN DEL CONTENIDO:** (Máximo 250 palabras)

En la industria del petróleo es muy común ver procedimientos que no son llevados a cabo de la manera correcta, como es el caso de la cementación primaria. La calidad de la cementación es evaluada por medio de un registro eléctrico, y los resultados no son los esperados, es porque el cemento quedo con un bajo aislamiento hidráulico en la zona de interés y es necesario realizar una cementación remedial (squeeze), la cual consiste en inyectar una lechada de cemento a alta presión a través de perforados o ranuras en el revestimiento, esto con el fin de rellenar los espacios vacíos y corregir la cementación primaria. Por lo anterior y considerando dichos trabajos son eventos no planeados, con este proyecto de grado se quiere realizar un análisis de procedimientos y evaluación de parámetros para la realización del diseño de una cementación remedial, revisando todo el proceso a ejecutar desde herramientas, tuberías, fluidos y análisis de presiones que se emplean en la ejecución del proyecto a realizar, la cual sería de gran ayuda y guía práctica en la industria.



**ABSTRACT:** (Máximo 250 palabras)

In the oil industry, it is very common to see procedures that are not carried out in the correct way, as is the case with primary cementation. The quality of the cementation is evaluated by means of an electrical record, and the results are not as expected, it is because the cement is with a low hydraulic isolation in the area of interest and it is necessary to do a remedial cementation (squeeze), which consists of injecting high-pressure cement through perforations or slots in the coating, this in order to fill the empty spaces and correct primary cementation. For the above and considering that these jobs are unplanned events, with this degree project you want to perform an analysis of procedures and evaluation of parameters for the design in a remedial cementation, reviewing the entire process to be executed from tools, pipes, fluids and analysis of the pressures that are used in the execution of the project to be carried out, the quality of great help and practical guidance in the industry.

#### APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado: Luis Humberto Orduz Pérez

Firma:

Nombre Jurado: Constanza Vargas Castellanos

Firma: Constanza Vargas Castellanos

Nombre Jurado:

Firma:

**ANALISIS DE PROCEDIMIENTOS Y PARAMETROS PARA EL DISEÑO DE  
OPERACIONES EN CEMENTACION REMEDIAL**

**Presentado por:**

**CARLOS ANDRES SANTOS SANCHEZ  
DEINER FERNANDO PABON BARRIOS**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**Neiva – Huila  
Noviembre de 2018**

**ANALISIS DE PROCEDIMIENTOS Y PARAMETROS PARA EL DISEÑO DE  
OPERACIONES EN CEMENTACION REMEDIAL**

**DIRECTOR DE TESIS  
GILBERTO RUBIANO QUIROGA**

**ESTUDIANTE  
CARLOS ANDRES SANTOS SANCHEZ  
DEINER FERNANDO PABON BARRIOS**

**TRABAJO DE GRADO PRESENTADO COMO REQUISITO PARA OPTAR AL  
TÍTULO DE INGENIERO DE PETRÓLEOS**

**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
FACULTAD DE INGENIERÍA  
PROGRAMA DE INGENIERÍA DE PETRÓLEOS**

**Neiva – Huila  
Noviembre de 2018**

Nota de aceptación

---

---

---

---

---

---

---

---

---

Director del proyecto

---

Firma del jurado

---

Firma de jurado

Neiva, Huila - \_\_\_\_\_ de 2018

## **DEDICATORIAS**

*A mi Madre, quien no solo se limitó a su labor como tal, sino que a través de innumerables sacrificios me ha convertido en lo que soy hoy en día.*

*A mi Hermana, quien con su inteligencia ha sido una fuente de inspiración y me motiva a ser cada vez mejor. A mi Tía quien siempre ha estado pendiente de mi ante cualquier circunstancia. A Sofía que me ha aguantado y ha sabido llevar mi forma de ser.*

*A Luna, por acompañarme en las largas noches siempre con la mejor actitud.*

*A esas personas especiales que me he encontrado a través de mi vida y me han dado felicidad y conocimientos. A el ingeniero Gilberto Rubiano Quiroga, quien fue el encargado de apoyarnos en la realización de este proyecto de grado, mil gracias.*

### **CARLOS ANDRES SANTOS SANCHEZ**

*A Dios, por permitirme vivir en este mundo rodeado de personas tan maravillosas, que me hacen crecer como persona cada día de mi vida.*

*A mi Madre, que me brindo todo su amor, cariño, afecto y su apoyo incondicional para que se realizara este proyecto de vida. Te amo mami.*

*A mi Hermano, que ha sido la persona que me inspira a ser cada día mejor, que me motiva a salir adelante sin importar por las circunstancias por las que tengamos que pasar. Siempre para adelante. Gracias.*

*A mi Tío Wilson, por estar siempre ahí cuando necesitaba de alguien quien me apoyara en momentos difíciles que han pasado en mi vida. Gracias por hacerme entender que siempre debemos hacer lo correcto.*

*A mi Tío Maximo, que ha sido la persona en el cual he depositado toda mi confianza en momentos de tomar decisiones que han sido muy importantes en mi vida. Gracias tío por ser ese consejero fiel.*

*A mi Padre, que en paz descanse y que Dios te tenga en su santa gloria. Gracias padre porque sé que tú siempre me has estado acompañando y siempre me vas a acompañar en el caminar de la vida, para a hacer las cosas correctas. Te amo papá.*

*A todas esas personas que he tenido el placer de conocer en mi vida, que me han brindado su cariño, aprecio, amor y miles de consejos para crecer como persona. Gracias.*

*A el ingeniero Gilberto Rubiano Quiroga, quien fue el encargado de dirigir este proyecto de grado, mil gracias. **DEINER FERNANDO PABÓN BARRIOS***



## **RESUMEN**

En la industria del petróleo es muy común ver procedimientos que no son llevados a cabo de la manera correcta, como es el caso de la cementación primaria. La calidad de la cementación es evaluada por medio de un registro eléctrico, y los resultados no son los esperados, es porque el cemento quedo con un bajo aislamiento hidráulico en la zona de interés y es necesario realizar una cementación remedial (squeeze), la cual consiste en inyectar una lechada de cemento a alta presión a través de perforados o ranuras en el revestimiento, esto con el fin de rellenar los espacios vacíos y corregir la cementación primaria. Por lo anterior y considerando dichos trabajos son eventos no planeados, con este proyecto de grado se quiere realizar un análisis de procedimientos y evaluación de parámetros para la realización del diseño de una cementación remedial, revisando todo el proceso a ejecutar desde herramientas, tuberías, fluidos y análisis de presiones que se emplean en la ejecución del proyecto a realizar, la cual sería de gran ayuda y guía práctica en la industria.

## TABLA DE CONTENIDO

<b>TABLA DE CONTENIDO</b>	<b>6</b>
<b>LISTA DE ILUSTRACIONES</b>	<b>7</b>
<b>LISTA DE TABLA S</b>	<b>9</b>
<b>LISTA DE ECUACIONES</b>	<b>10</b>
<b>INTRODUCCION</b>	<b>11</b>
<b>1. EL CEMENTO Y LA LECHADA DE CEMENTO</b>	<b>12</b>
<b>1.1 CARACTERÍSTICAS DEL CEMENTO</b>	<b>12</b>
1.1.1 Composición	12
1.1.2 Tipos y clasificación API y ASTM de los cementos	12
<b>1.2 DISEÑO DE LA LECHADA DE CEMENTO</b>	<b>13</b>
<b>1.3 FACTORES QUE AFECTAN EL DISEÑO DE UNA LECHADA</b>	<b>14</b>
<b>1.4 CEMENTACIÓN</b>	<b>16</b>
1.4.1 Cementación Remedial	17
1.4.2 Taponés de cementación	19
<b>1.5 EVALUACIÓN DEL TRABAJO DE CEMENTACIÓN</b>	<b>23</b>
<b>1.6 PRUEBA DE LABORATORIO DE CEMENTACIÓN REMEDIAL</b>	<b>30</b>
<b>2. CEMENTACIÓN REMEDIAL</b>	<b>44</b>
<b>2.1 APLICACIONES DE CEMENTACIÓN REMEDIAL</b>	<b>44</b>
<b>2.2 DISEÑO DE LA LECHADA DE CEMENTACIÓN FORZADA</b>	<b>44</b>
<b>3 TÉCNICAS Y HERRAMIENTAS DE CEMENTACIÓN FORZADA</b>	<b>49</b>
<b>3.1 TÉCNICAS DE CEMENTACIÓN REMEDIAL</b>	<b>49</b>
<b>3.2 HERRAMIENTAS UTILIZADAS DURANTE LA CEMENTACION     REMEDIAL</b>	<b>55</b>
<b>4. PROCEDIMIENTO Y PRESIONES OPERACIONALES</b>	<b>64</b>
<b>4.1 PROCEDIMIENTO DE LA CEMENTACION FORZADA</b>	<b>64</b>
<b>4.2 PRESIONES OPERACIONALES DURANTE LA CEMENTACION FORZADA</b>	<b>78</b>
<b>CONCLUSIONES</b>	<b>82</b>
<b>RECOMENDACIONES</b>	<b>83</b>
<b>REFERENCIAS BIBLOGRAFICAS</b>	<b>86</b>
<b>Referencias</b>	<b>86</b>

## LISTA DE ILUSTRACIONES

<b>ILUSTRACIÓN 1</b> Cementación Primara Completada para un Pozo de petróleos. ....	16
<b>ILUSTRACIÓN 2</b> La permeabilidad del revoque y la velocidad de deshidratación está en función de la concentración del aditivo de control de filtrado. ....	18
<b>ILUSTRACIÓN 3</b> Crecimiento de los nodos a unos 45 min de forzamiento usando lechadas con diferente perdida de filtrado. ....	18
<b>ILUSTRACIÓN 4</b> Deshidratación de cemento. ....	19
<b>ILUSTRACIÓN 5</b> aislamiento de zonas productivas antes de completar el pozo ....	19
<b>ILUSTRACIÓN 6</b> Tapon de cemento ....	20
<b>ILUSTRACIÓN 7</b> Sidetrack. ....	20
<b>ILUSTRACIÓN 8</b> Tapón de Cementación. ....	21
<b>ILUSTRACIÓN 9</b> Tapón en Zona Agotada ....	21
<b>ILUSTRACIÓN 10</b> Perdida de circulación ....	22
<b>ILUSTRACIÓN 11</b> Abandono de Pozo. ....	22
<b>ILUSTRACIÓN 12</b> Anclaje de prueba para fondo de pozo ....	23
<b>ILUSTRACIÓN 13</b> Registro de Temperatura ....	24
<b>ILUSTRACIÓN 14</b> Registro CBL. ....	25
<b>ILUSTRACIÓN 15</b> Tipos de materiales. ....	26
<b>ILUSTRACIÓN 16</b> Registro de CBL. ....	27
<b>ILUSTRACIÓN 17</b> Características de Registros. ....	29
<b>ILUSTRACIÓN 18</b> Dispositivo de Mezcla tipo hélice Utilizado para la Preparación de lechadas de Cemento. ....	30
<b>ILUSTRACIÓN 19</b> Contenedor de mezcla multi-hojas para la preparación de Cementos Espumados a Presión Atmosférica. ....	31
<b>ILUSTRACIÓN 20</b> Balanza de Lodo Presurizada. ....	31
<b>ILUSTRACIÓN 21</b> Consistómetros presurizados. ....	31
<b>ILUSTRACIÓN 22</b> Los consistómetros portátiles presurizados. ....	32
<b>ILUSTRACIÓN 23</b> Los consistómetros atmosféricos. ....	32
<b>ILUSTRACIÓN 24</b> Filtro - prensa y montaje para pruebas de pérdida de fluido API / ISO. ....	34
<b>ILUSTRACIÓN 25</b> Equipos de agitación para las pruebas de perdida de filtrado. ....	34
<b>ILUSTRACIÓN 26</b> Conjunto de filtro y prensa para pruebas de pérdida de fluido a alta temperatura. ....	34
<b>ILUSTRACIÓN 27</b> Modelo de cuadra de 2-in para la prueba de la resistencia a la compresión. ....	35
<b>ILUSTRACIÓN 28</b> Prensa hidráulica para medir la resistencia a la compresión. ....	35
<b>ILUSTRACIÓN 29</b> UCA ....	36
<b>ILUSTRACIÓN 30</b> Equipo de ensayo para la sedimentación de la lechada. ....	37
<b>ILUSTRACIÓN 31</b> Viscosímetro rotacional de tipo Couette. ....	37
<b>ILUSTRACIÓN 32</b> Viscosímetro rotacional de tipo Searl. ....	38
<b>ILUSTRACIÓN 33</b> Analizador de fuerza de gel estático. ....	38
<b>ILUSTRACIÓN 34</b> Modelo de Expansión Anular. ....	39

<b>ILUSTRACIÓN 35</b>	Cilindro para medir la Expansión del Cemento. ....	40
<b>ILUSTRACIÓN 36</b>	Diagrama del Equipo CHA. ....	41
<b>ILUSTRACIÓN 37</b>	Equipo para medir la permeabilidad del agua. ....	42
<b>ILUSTRACIÓN 38</b>	Equipo para medir la permeabilidad del gas. ....	42
<b>ILUSTRACIÓN 39</b>	Ejemplo de desglose de costos de la operación de cementación forzada para un caso hipotético. ....	48
<b>ILUSTRACIÓN 40</b>	Técnicas de cementación forzada.....	49
<b>ILUSTRACIÓN 41</b>	Efecto de la profundidad del pozo y tensiones de formación vertical- horizontal sobre el tipo de fractura hidráulica inducida por el fluido inyectado.....	49
<b>ILUSTRACIÓN 42</b>	Forzamiento Continuo.....	51
<b>ILUSTRACIÓN 43</b>	Comportamiento de la presión de la hesitación, Forzamiento intermitente.....	52
<b>ILUSTRACIÓN 44</b>	Técnica de compresión de cabeza de revestimiento.....	53
<b>ILUSTRACIÓN 45</b>	Bridge plug y retenedor de cemento. ....	54
<b>ILUSTRACIÓN 46</b>	Squeeze con retenedor de cemento. ....	54
<b>ILUSTRACIÓN 47</b>	Empaques de servicio de conjuntos de compresión.....	55
<b>ILUSTRACIÓN 48</b>	Empaquetadores de servicio con ajuste de tensión ( Dibujos cortesía de Baker oil Tools).....	56
<b>ILUSTRACIÓN 49</b>	Retenedores de cemento perforable (dibujos cortesía de Baker Oil Tools). ....	56
<b>ILUSTRACIÓN 50</b>	Conjunto de cable (Wireline)-(CR).....	57
<b>ILUSTRACIÓN 51</b>	Conjunto Perforable-Tubería de Perforación (CR) .....	58
<b>ILUSTRACIÓN 52</b>	Conjunto de Tubería Flexible (Coiled tubing) .....	58
<b>ILUSTRACIÓN 53</b>	Tapones de puente recuperables (Bridge Plug).....	59
<b>ILUSTRACIÓN 54</b>	Tapones de puente recuperable (BP).....	60
<b>ILUSTRACIÓN 55</b>	Tapones de Puente Perforables (BP).....	60
<b>ILUSTRACIÓN 56</b>	Probador y Descargador de Tubería.....	61
<b>ILUSTRACIÓN 57</b>	Empaques de Servicio Inflable.....	62
<b>ILUSTRACIÓN 58</b>	Válvula de Circulación.....	62
<b>ILUSTRACIÓN 59</b>	Tapones de Puente (BP) y sus Conectores on-of .....	63
<b>ILUSTRACIÓN 60</b>	Retenedor de Cemento Inflable.....	63
<b>ILUSTRACIÓN 61</b>	Especificaciones Lechada Squeeze Cem.....	68
<b>ILUSTRACIÓN 62</b>	Ejemplo Estado Mecánico.....	71

## LISTA DE TABLA S

<b>Tabla 1</b> Composición del cemento portland .....	12
<b>Tabla 2</b> Composición típica y propiedades de las clases de norma API de cemento portland .....	12
<b>Tabla 3</b> Aplicaciones de clases de norma API de cemento .....	13
<b>Tabla 4.</b> Pautas de selección de fluidos según el tamaño de partícula. "Well Cementing, 2006" .....	47
<b>Tabla 5</b> Programa de Bombeo .....	67
<b>Tabla 6</b> Ejemplo Programa de Bombeo.....	75

## LISTA DE ECUACIONES

<b>Ecuación 1)</b> Presion de fractura.....	78
<b>Ecuación 2)</b> Presión hidrostática del agua.....	78
<b>Ecuación 3)</b> Maxima presión en superficie durante la prueba de inyección .....	78
<b>Ecuación 4)</b> Altura del cemento dentro del Drill Pipe.....	79
<b>Ecuación 5)</b> Capacidad de la tubería .....	79
<b>Ecuación 6)</b> Altura del agua dentro del Drill Pipe.....	79
<b>Ecuación 7)</b> Presion hidrostática del cemento dentro del Drill Pipe .....	79
<b>Ecuación 8)</b> Presion hidrostática del agua dentro del Drill Pipe .....	79
<b>Ecuación 9)</b> Máxima presión en superficie durante el forzamiento .....	80
<b>Ecuación 10)</b> Resistencia la colapso.....	80
<b>Ecuación 11)</b> Presión Hidrostática csg-Drill Pipe .....	80
<b>Ecuación 12)</b> Total de resistencia al colapso.....	80
<b>Ecuación 13)</b> Presion hidrostática Tubing con cemento .....	81
<b>Ecuación 14)</b> Maxima presión por colapso .....	81
<b>Ecuación 15)</b> Altura que tiene 1 bbl .....	81
<b>Ecuación 16)</b> Presión Diferencial con 1 bbl .....	81

## INTRODUCCION

Las operaciones de cementación se llevan a cabo para proporcionar un aislamiento entre la formación y la tubería de revestimiento, ayudando así a soportar su propio peso, además de reducir el proceso corrosivo que se lleva a cabo con los fluidos del pozo y con los fluidos inyectados de estimulación, por otra parte, también ayuda a evitar derrumbes de la pared de formaciones no consolidadas.

La calidad de la cementación es evaluada por medio de un registro eléctrico, y si los resultados no son los esperados, es porque el cemento quedó con un bajo aislamiento hidráulico en la zona de interés y es necesario realizar una cementación remedial (squeeze), la cual consiste en inyectar cemento a alta presión a través de perforados o ranuras en el revestimiento, reparando el trabajo hecho durante la cementación primaria, o por otras causas tales como abandonar una zona no productora, reparar una zona de la tubería de la zona de revestimiento que ha sido dañada por la corrosión de la misma, reducir la relación gas-aceite aislando algún intervalo, entre otros, o simplemente mejorando el sello entre las dos zonas que manejan los fluidos evitando así los problemas anteriormente mencionados. Pero para esto es necesario colocar el cemento específicamente en el punto deseado siguiendo ciertas pautas.

Con este trabajo plasmaremos una guía de una manera más gráfica y didáctica proporcionando también un documento de fácil acceso para encontrar una buena orientación en las distintas partes del procedimiento, agilizando la ejecución del proyecto.

# 1. EL CEMENTO Y LA LECHADA DE CEMENTO

## 1.1 CARACTERÍSTICAS DEL CEMENTO

Existen tres tipos básicos de materiales cementantes y estos son: los cementos naturales, cementos de puzolanas y cementos portland; los cementos naturales son cementos hidráulicos y tienen mucho en común con los cementos de cal; ambos tienen compuestos de silicio, aluminio y calcio y sólo requieren materias primas para cada producto, son generalmente usados para concretos.

El cemento portland es un cemento hidráulico que fragua y desarrolla resistencia por la hidratación que involucra reacciones químicas entre el agua y los compuestos minerales del cemento; el proceso ocurre si la lechada agua/cemento se expone al aire o en el agua.

Estos se forman en un horno mediante una serie de reacciones en caliza, sílice, alúmina y óxidos de hierro, a temperaturas de 1500 °C.

### 1.1.1 Composición

**Tabla 1** Composición del cemento portland

Nombre	Formula	Abreviatura
Silicato tricálcico	3CaO Si O <sub>2</sub>	C3 S
Silicato di-cálcico	2CaO Si O <sub>2</sub>	C2 S
Aluminio tricálcico	3CaO Al <sub>2</sub> O	C3 A
Tetra-cálcico de aluminita ferrita	4CaO Al <sub>2</sub> O Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	C4 A F

### 1.1.2 Tipos y clasificación API y ASTM de los cementos

Los tipos de cemento están clasificados por el instituto API (American Petroleum Institute), institución que se encarga de dictar normas y especificaciones de los cementos utilizados solamente en pozos petrolíferos y gasíferos, clasifica los cementos, según la profundidad y las condiciones de presión y temperatura; con 3 grados de resistencias a los sulfatos, ordinario (O), moderadamente a los sulfatos (MSR) y altamente resistentes a los sulfatos, (HRS).

**Tabla 2** Composición típica y propiedades de las clases de norma API de cemento portland

API CLASE	Composición (%)				Finura Wagner (cm <sup>2</sup> /g)
	C <sub>3</sub> S	C <sub>2</sub> S	C <sub>3</sub> A	C <sub>4</sub> AF	
A	53	24	8+	8	1500 a 1900
B	47	32	5-	12	1500 a 1900
C	58	16	8	8	2000 a 2800
D & E	26	54	2	12	1200 a 1600
G & H	50	30	5	12	1400 a 1700



**Tabla 3** Aplicaciones de clases de norma API de cemento

<b>Clasificación API</b>	<b>Mezclado de agua (gal/saco) *</b>	<b>Peso de la lechada (lbm/gal)</b>	<b>Profundidad del pozo (ft)</b>	<b>Temperatura estática (°F)</b>
A (portland)	5.2	15.6	0 a 6000	80 a 170
B (portland)	5.2	15.6	0 a 6000	80 a 170
C (high early)	6.3	14.8	0 a 6000	80 a 170
D (retarded)	4.3	16.4	6000 a 12000	170 a 260
E (retarded)	4.3	16.4	6000 a 14000	170 a 290
F (retarded)	4.3	16.2	10000 a 16000	230 a 320
G (basic)**	5.0	15.8	0 a 8000	80 a 200
H (basic)**	4.3	16.4	0 a 8000	80 a 200

Existen otros materiales que son utilizados muy eficientemente en la cementación de pozos petroleros, llamados cementos especiales, que no están incluidos en las especificaciones de API o la clasificación del ASTM. Este grupo de materiales cementantes está formado por:

- Cementos de yeso
- Cementos base diesel
- Cemento látex
- Cementos plásticos
- Cementos para ambientes fríos
- Cementos espumosos
- Cementos tixotrópicos
- Cementos antiácidos
- Cemento expansivo
- Cementos portland-puzolánicos
- Cementos compresibles
- Cementos fibrosos
- Cementos epóxicos
- Cementos extrafinos
- Cementos escoria

## 1.2 DISEÑO DE LA LECHADA DE CEMENTO

Para el diseño de una cementación, es fundamental la obtención de información y aplicar una metodología de forma adecuada; los datos requeridos para el diseño son:

### Características del pozo

- Tipo de operación.
- D = diámetro promedio del agujero (pg).
- H = profundidad del agujero (m).
- Te = temperatura estática de fondo (°C).
- Angulo de rotación, en grados con respecto a la vertical.

- Punto de desviación (m).
- Manifestación de fluido de agua dulce, salada, sulfurosa, gas, aceite a la profundidad (m).
- Perdida de circulación, moderada, parcial, total, a la profundidad de (m).
- $\rho_{fc}$  = densidad de control ( $\text{g/cm}^3$ )
- $\rho_r$  = densidad equivalente de fractura ( $\text{g/cm}^3$ ).

### **Características de la tubería a cementar**

- D = diámetro (pg)
- Gr = grado
- W = peso
- Zapata tipo a la profundidad (m)
- Cople tipo a la profundidad (m)
- Centralizadores: cantidad, marca, disposición en la zona de interés.
- Cople de cementación múltiple. A la profundidad. (m)
- Colgador T.R corta. A la profundidad. (m)
- Conector complemento de T.R corta, tamaño, a profundidad. (m)
- DPT = diámetro de tubería de perforación (pg), peso (lb/pie).

### **Tubería anterior**

- D = diámetro (pg).
- Gr = grado.
- W = peso (lb/pie).
- H = profundidad (m).

### **Características del fluido de perforación**

- Base del fluido.
- $\rho$  = densidad ( $\text{g/cm}^3$ ).
- Viscosidad (cp).
- Punto de cedencia ( $\text{lb}/100 \text{ pies}^2$ ).

### **Información adicional**

- Cima del cemento (m).
- Zonas de interés localizadas (m).
- Características de las bombas para efectuar el desplazamiento (las del equipo de perforación o las de completamiento).

## **1.3 FACTORES QUE AFECTAN EL DISEÑO DE UNA LECHADA**

### Características de una lechada

- Rendimiento
- Densidad
- Tiempo de bombeo

- Control de filtrado
- Agua libre
- Aditivos
- Propiedades mecánicas

**El rendimiento:** se refiere al volumen total que rinde un saco de cemento al mezclarlo con agua y sus aditivos y es función directa de la clase de cemento a utilizar, la densidad y cantidad de aditivos que se vayan a agregar.

**Tabla 4** Rendimiento según la clase de cemento

Clase	Agua para mezcla (L/saco)	Densidad de lechada (gr/cm <sup>3</sup> )	Rendimiento (L/saco)
A	23.03	1.88	39
B	23.03	1.88	39
C	27.09	1.8	43
D	19.04	1.98	34.86
E	19.04	1.98	34.86
F	19.04	1.98	34.86
G – H	22.14	1.9	38

Nota: para saco de 50 Kilos

**La densidad:** Para determinar la densidad en una lechada se deben tener en cuenta dos propiedades importantes de las formaciones perforadas: la presión de poro y la presión de fractura. Siempre es necesario diseñar con la máxima densidad permisible por la presión de fractura, por ende, nos proporcionara una mayor resistencia compresiva al cemento.

**Tiempo de bombeabilidad:** Es el tiempo en que la lechada de cemento puede ser bombeada utilizando presiones razonables y es el factor más importante que interviene en el desplazamiento del cemento y su colocación en el espacio anular. Se considera la siguiente ecuación para obtener el tiempo de bombeo:

$$t_b = t_m + S + t_d + t_s$$

Donde:

- $t_b$  = tiempo de bombeo (minutos)
- $t_m$  = tiempo de mezcla (minutos)
- $S$  = soltar tapones (minutos)
- $t_d$  = tiempo de desplazamiento (minutos)
- $t_s$  = tiempo de seguridad (minutos)

**Temperatura:** Esta juega un papel muy importante y decisivo en el diseño de una cementación, ya que una diferencia de uno o más grados pueden ser suficientes para que el tiempo de bombeo se reduzca de forma considerable o este no fragüe por completo.

- Temperatura estática: es la temperatura debida al gradiente geotérmico.
- Temperatura circulante: esta temperatura depende de la velocidad de circulación.

**La resistencia a la compresión:** El cemento fraguado deberá desarrollar una resistencia a la compresión para sostener la TR (tubería de revestimiento) y soportar las presiones diferenciales que se ejecutan. Generalmente se recomienda una resistencia a la compresión de 105 a 175 (kg/cm<sup>2</sup>) en 24 horas. En la industria de hidrocarburos siempre se innova en cementos con alta resistencia compresiva debido a la complejidad que involucra cada día extraer estos mismos.

**El agua para mezclar:** Las características del agua usada para preparar la mezcla o lechada de cemento, contiene sales minerales cuya influencia sobre el tiempo de bombeo y la resistencia a la compresión del cemento es directa, razón por la cual se recomienda que las pruebas de tiempo de bombeo se realicen con el agua que se utilizara para mezclar el cemento evitando con esto fraguados prematuros.

**El filtrado:** El filtrado es la pérdida de agua de la lechada de cemento hacia la formación, debido a esta pérdida de agua la densidad y la viscosidad se incrementan disminuyendo el tiempo de bombeo. El cemento sin aditivos pierde agua en exceso razón por la cual es necesario el uso de controladores de filtrados para asegurar una excelente cementación.

- El cemento sin aditivos pierde 1000 (cm<sup>3</sup>/30min).
- Para evitar zonas ladronas o canalizaciones de gas 20 (cm<sup>3</sup>/30min)
- En TR'S superficiales o intermedias se recomiendan filtrados de 200 (cm<sup>3</sup>/30min)
- En liner de 50 (cm<sup>3</sup>/30min).

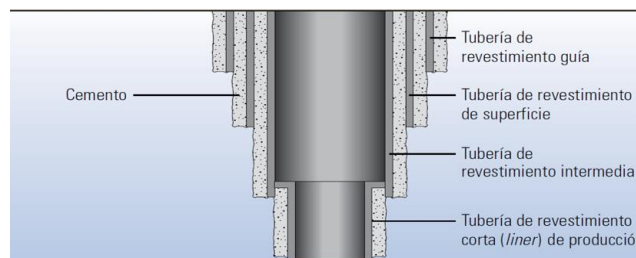
**El lodo de perforación:** Las propiedades del fluido de control utilizado para la cementación son importantes para evitar la contaminación del cemento, es necesario determinar el régimen de flujo para el desplazamiento y determinar la densidad optima del cemento.

- Tipo de lodo (base agua o base aceite)
- Densidad
- Viscosidad y punto de cedencia (Vp/Yp)
- Filtrado

## 1.4 CEMENTACIÓN

La cementación de un pozo petrolífero o gasífero es el procedimiento que consiste en mezclar cemento seco con agua por medio de equipos especiales de mezclado y bombearlo a través de la tubería de revestimiento (casing, tubing o drill-pipe) hacia el espacio anular en una sección preestablecida.

**ILUSTRACIÓN 1** Cementación Primaria Completada para un Pozo de petróleos.



**FUENTE 1** Schlumberger

### 1.4.1 Cementación Remedial

La cementación remedial ha sido por mucho tiempo una operación común; numerosos trabajos de compresión se realizan diariamente una amplia variedad de condiciones de fondo de pozo, y se ha acumulado una experiencia considerable durante cinco décadas de prácticas de campo. Aunque se ha publicado una excelente literatura que describe esta tecnología y esta fácilmente disponible, aún existen conceptos erróneos y las fallas operativas no son infrecuentes, lo que resulta en un aumento de los costos de perforación y terminación.

La cementación remedial se define como el proceso de forzar una lechada de cemento, bajo presión, a través de orificios o hendiduras en el espacio anular del revestimiento/pozo. Cuando la lechada de cemento se ve forzada contra una formación permeable, las partículas sólidas se filtran en la cara de la formación cuando la fase acuosa (filtrado de cemento) entra en la matriz de la formación. Un trabajo de compresión correctamente diseñado hace que la torta del filtro de cemento resultante llene la (s) abertura (s) entre la formación y el revestimiento. Al curar, la torta forma un sólido casi impenetrable (Suman & Ellis, 1997). En los casos en que la lechada se coloca en un intervalo fracturado, los sólidos de cemento deben desarrollar una torta de filtración en la cara de la fractura y/o unir la fractura.

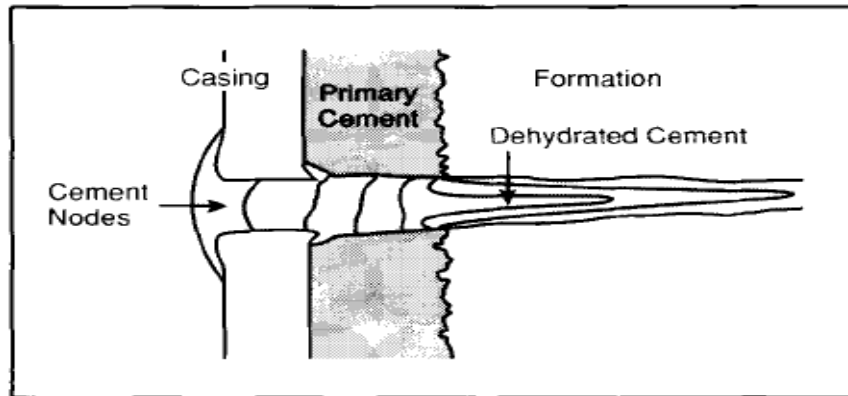
La cementación remedial tiene muchas aplicaciones durante las fases de perforación y terminación del pozo. Las aplicaciones más comúnmente citadas se enumeran a continuación.

- Reparación de un trabajo de cementación primario que falló debido al cemento que se canalizo y fue insuficiente llenado en el espacio anular.
- Promover un sello en lugares que fueron intencionalmente dejados sin cemento durante la cementación primaria.
- Eliminación de intrusión de agua.
- Reparación de fugas en la tubería de revestimiento.
- Reducir la relación Gas/Petróleo (GOR) sellando perforaciones ubicadas en las zonas productoras de gas (aislar las zonas gas/petróleo).
- Mejorar la relación Agua/Petróleo (WOR) sellando perforaciones ubicadas en las zonas productoras de agua.
- Reparar agujeros en el revestimiento causados por la corrosión y otros.

El revoque del cemento formado es inicialmente muy permeable; sin embargo, a medida que las partículas sólidas se acumulan, el espesor del revoque y la resistencia hidráulica incrementan. Como resultado la tasa de filtración disminuye, y la presión requerida para deshidratar la lechada de cemento aumenta aún más. La velocidad de formación del revoque es una función de cuatro parámetros:

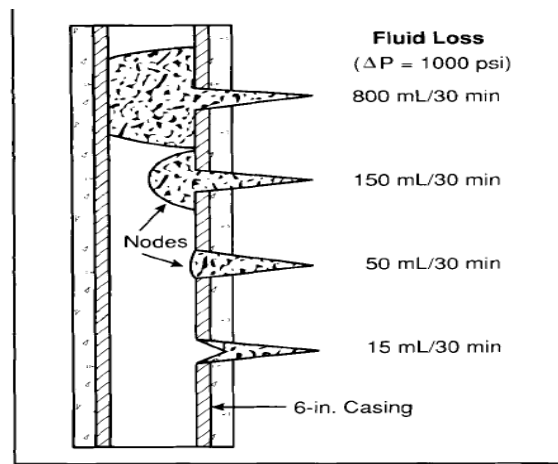
- Permeabilidad de la formación.
- Diferencial de presión aplicado.
- Tiempo y
- Capacidad de la lechada para perder fluidos a condiciones de fondo de pozo.

**ILUSTRACIÓN 2** La permeabilidad del revoque y la velocidad de deshidratación está en función de la concentración del aditivo de control de filtrado.



**FUENTE 2** SPE Series Cementing, Dwight K. Smith

**ILUSTRACIÓN 3** Crecimiento de los nodos a unos 45 min de forzamiento usando lechadas con diferente pérdida de filtrado.



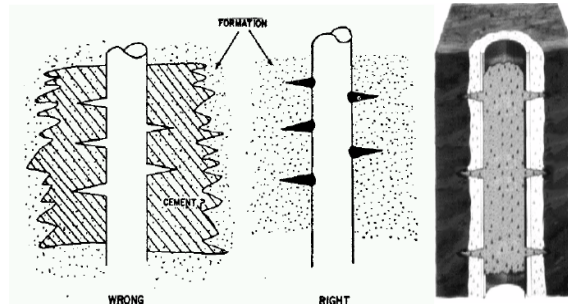
**FUENTE 3** SPE Series Cementing, Dwight K. Smith.

Durante el forzamiento de cemento sobre una formación de una permeabilidad baja, las lechadas con bajas tasas de pérdida de fluidos se deshidratan lentamente, y la duración de la operación puede ser excesiva; contra una formación de alta permeabilidad. Una lechada con una alta tasa de pérdida de fluido se deshidrata rápidamente; en consecuencia, el pozo puede quedar bloqueado por el revoque formado, y los canales que de otra forma podrían haber aceptado el cemento se cerrarían. Por lo tanto, la lechada de cemento debe ser adaptada para controlar la velocidad del crecimiento del revoque y permitir un desarrollo uniforme de éste mismo a lo largo de toda la superficie permeable. A fin de entender los diferentes métodos usados en las cementaciones remediales, es necesario familiarizarse con diferentes términos:

- Deshidratación del cemento
- Presión de bombeo
- Caudal de inyección
- “Block Squeezing”

La **deshidratación de cemento** es el proceso por el cual el cemento forma un revoque, el cual endurecerá sobre la cara de la formación.

#### ILUSTRACIÓN 4 Deshidratación de cemento.



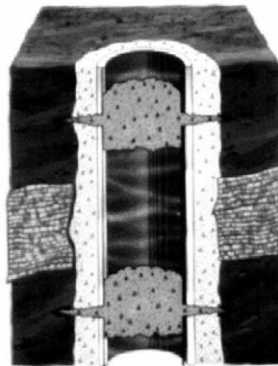
FUENTE 4 SPE Series Cementing, Dwight K. Smith.

En los trabajos de remediación, el forzamiento de la formación para fracturarla no es el objetivo. Si la presión de bombeo supera la presión de fractura, la formación se fracturará y toda la lechada de cemento será desplazada dentro de la formación. Por ende, se debe tener un cuidado especial a fin de que la presión de bombeo y la presión ejercida por el peso del fluido no lleguen a fracturar la formación. La presión requerida para forzar el filtrado dentro de la formación, sin fracturar, es llamado **presión de bombeo**.

La tasa de volumen que será bombeado durante el trabajo de remediación es llamado caudal de inyección. Tanto la presión como el **caudal de inyección** deberán ser establecidos mediante una prueba de inyección.

**Block Squeezing**, requiere que perforaciones sean hechas en el intervalo a ser remediado; luego el cemento es forzado en dicho intervalo. Block Squeezing es generalmente usado para aislar zonas productivas antes de completar un pozo.

#### ILUSTRACIÓN 5 aislamiento de zonas productivas antes de completar el pozo



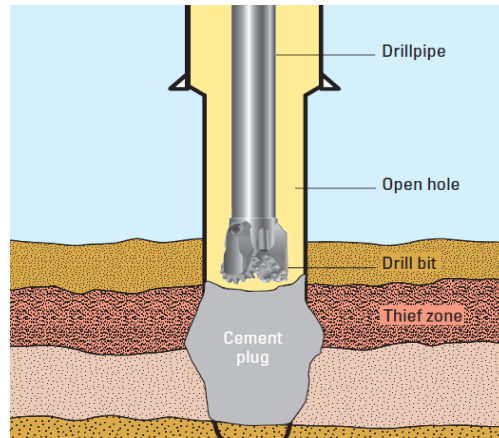
FUENTE 5 SPE Series Cementing, Dwight K. Smith

#### 1.4.2 Tapones de cementación

En algún momento de la vida de un pozo de petróleo, gas o agua, puede llegar a ser necesario un tapón de cementación. Un tapón de cementación es un volumen relativamente pequeño de lechada de cementación que se coloca en el agujero con diferentes fines, entre ellos:

- Desviar el agujero del pozo por encima de un proceso (por ejemplo, una herramienta perdida en el agujero) o realizar una perforación direccional (tapón desviador)
- Taponar una zona o un pozo agotado (abandono)
- Resolver un problema de pérdida de circulación durante la fase de perforación.
- Probar le anclaje.

### ILUSTRACIÓN 6 Tapón de cemento



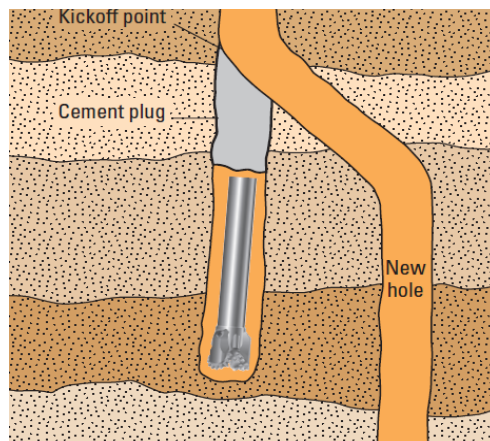
FUENTE 6 Well Cementing Second Edition, Schlumberger, 2006.

### Desviación y perforación direccional “sidetrack”

En los trabajos de perforación direccional en formaciones blandas, puede resultar difícil maniobrar el taladro y conseguir el ángulo y dirección correcta, por lo tanto, es muy común utilizar un tapón de cemento para lograr la desviación que se desea en dicha zona.

Asimismo, durante los trabajos de perforación, cuando se han perdido herramientas, sarta de perforación u otras piezas en el pozo, a veces la única solución es desviar el agujero para rodear esta pieza irrecuperable.

### ILUSTRACIÓN 7 Sidetrack



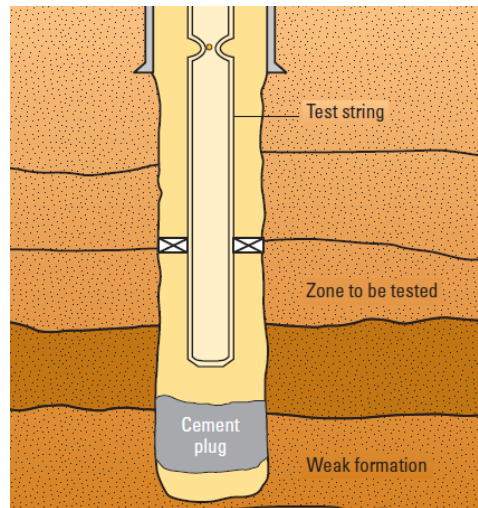
FUENTE 7 Well Cementing Second Edition. Schlumberger. 2006.



### Tapón de protección

Es utilizado cuando se realizan operaciones de prueba de alta presión en zonas superiores a una zona débil que se quiera proteger en el fondo del pozo. Son tapones temporales y se conocen como tapones “test anchor” o ancla de prueba. Lo anterior se puede observar en la siguiente imagen.

**ILUSTRACIÓN 8** Tapón de Cementación.

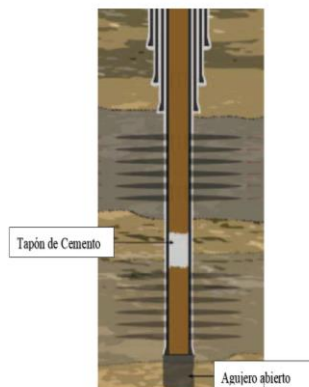


**FUENTE 8** Well Cementing Second Edition. Schlumberger. 2006

### Taponamiento en una zona agotada

Es necesario aislar zonas ya no productoras con el fin de evitar una pasible migración de fluido o gas en tramos productivos. Este aislamiento también puede ser necesario para proteger una zona de baja presión en el agujero abierto, antes de la terminación de un tramo superior.

**ILUSTRACIÓN 9** Tapón en Zona Agotada



**FUENTE 9** Manual de cementación, BJ.

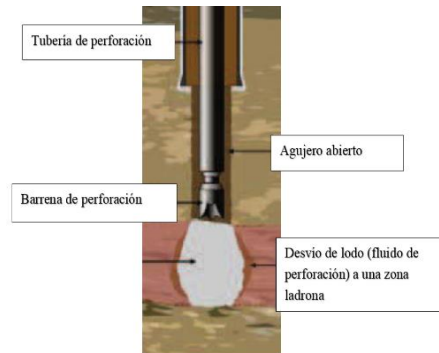
## Pérdida de circulación

La colocación de una lechada de cemento bien formulada en la zona ladrona puede detener las pérdidas de lodo de perforación. Aunque la lechada de cementación puede perderse en la zona ladrona y generar inconvenientes con la realización del trabajo.

Para evitar estas pérdidas de circulación podemos inyectar un tapón de cemento en la parte superior de una zona afectada con el fin de aislar y evitar que fracture por la presión hidrostática que se genera durante la cementación de revestimientos.

Estos taponos de cementación se les añade aditivos contra la pérdida de circulación (por ejemplo, la tecnología de fibras avanzada CemNET para controlar perdidas), con el fin de garantizar la eficacia del trabajo.

### ILUSTRACIÓN 10 Perdida de circulación



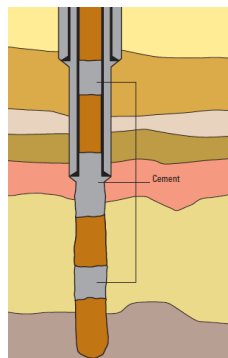
FUENTE 3 Manual de Cementación, BJ.

## Abandono de pozo

La técnica más usual para abandonar un pozo seco es inyectar taponos de cementación a diversa profundidad, con el fin de evitar la comunicación zonal o las migraciones de fluidos o gas, que podrían contaminar los acuíferos superficiales de agua dulce.

La mayoría de los países obligan a los operadores de pozos de gas y petróleo y las compañías de servicios a seguir escrupulosamente ciertos procedimientos de abandono, establecidos por las autoridades gubernamentales.

### ILUSTRACIÓN 11 Abandono de Pozo.

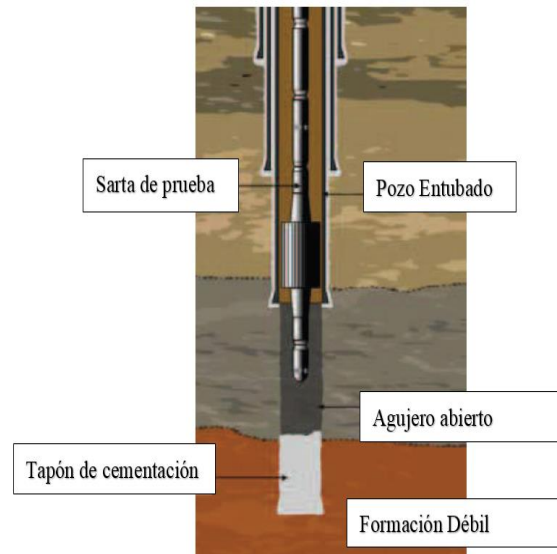


FUENTE 11 Well Cementing Second Edition. Schlumberger. 2006.

## Anclaje para prueba

Cuando, debajo de una zona de prueba existe una formación débil en el agujero abierto, y es difícil o imposible asentar un anclaje lateral o un tapón mecánico, se utiliza un tapón de cementación, o anclaje de prueba. Para ofrecer el soporte necesario.

**ILUSTRACIÓN 12** Anclaje de prueba para fondo de pozo



**FUENTE 12** Manual de Cementación, BJ.

## 1.5 EVALUACIÓN DEL TRABAJO DE CEMENTACIÓN

Este proceso determina si los objetivos han sido cumplidos después de hacer la cementación del pozo o una sección de éste. Los propósitos de la cementación, varían según el revestimiento que se esté soportando. Para un revestimiento conductor, el propósito principal es prevenir la erosión de la formación debida a la circulación de los fluidos de perforación fuera de la tubería.

El revestimiento de superficie se debe cementar para sellar y proteger los niveles freáticos en el subsuelo, y para que éste pueda soportar el peso de la sarta de tubería más profunda. El revestimiento intermedio se centra para sellar zonas o formaciones sobre presionadas, aislar formaciones que no son de interés en la operación y zonas de pérdida de circulación. Y finalmente el revestimiento de producción se cementa para prevenir la migración de fluidos al anular y para garantizar el aislamiento zonal.

Adicional a esto, el cemento provee protección contra la corrosión a toda la tubería. En la cementación remedial, como ya se ha explicado, los objetivos principales son mejorar la calidad de un trabajo de cementación primaria, sellar los perforados en un pozo, reparar fugas en el revestimiento y aislar capas productivas.

Es por esto que es tan importante evaluar la calidad de un trabajo de cementación. Según Schlumberger (2006), existen diferentes técnicas disponibles para realizar esta evaluación: pruebas hidráulicas; métodos no destructivos como registros de temperatura, ruido y nucleares; y registro de cemento acústico, sónicos y ultrasónicos. Los principales utilizados en la industria petrolera son:

## Pruebas de presión

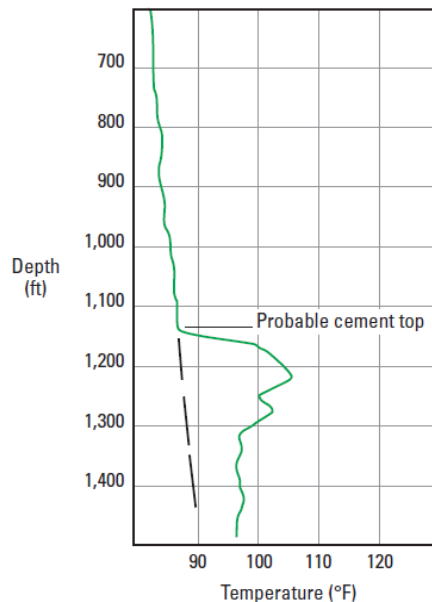
Es el método de prueba hidráulica más utilizado. Normalmente se ejecuta posterior a la cementación de los revestimientos de superficie o intermedio. Para realizar esta prueba, previamente se debe haber verificado la integridad mecánica de la tubería por medio de una prueba de presión a la misma, la cual debe realizarse después de bombear el tapón de superficie para evitar afectar el set de cemento a la adherencia entre este y la tubería. Después de que el cemento ha adquirido el esfuerzo compresivo para el cual fue diseñado, se re-perfora el zapato y se aumenta la presión del revestimiento hasta que exceda la presión que será aplicada en este mismo punto durante la siguiente fase de perforación. Si el zapato no aguanta la presión suministrada durante la prueba, significa que hay una cementación ineficiente y se requerirá de una operación de cementación remedial.

## Registro de temperatura

Es comúnmente utilizada para detectar la ubicación del tope de la columna de cemento en el anular, también son útiles para detectar fugas o canales. Para este fin se usan fibras ópticas localizándolas en el anular a través de una línea de control o dentro de la tubería; la temperatura se registra contra tiempo y profundidad. Estas medias proveen información importante relacionada con el desplazamiento del cemento.

Estos registros pueden utilizarse también para detectar cemento en el anular después de un tiempo prolongado de haberlo bombeado; la reacción exotérmica que ocurre mediante la hidratación del cemento incrementa la temperatura, provocando una desviación del gradiente de temperatura normal; en la siguiente figura se muestra una curva típica de temperatura registrada después de un trabajo de cementación primaria. Cuando estas dos medidas se combinan el tamaño del hueco, los cálculos volumétricos pueden determinar la eficiencia del desplazamiento del cemento.

**ILUSTRACIÓN 13** Registro de Temperatura



**FUENTE 13** Well Cementing Second Edition. Schlumberger. 2006.

## Registro de ruido

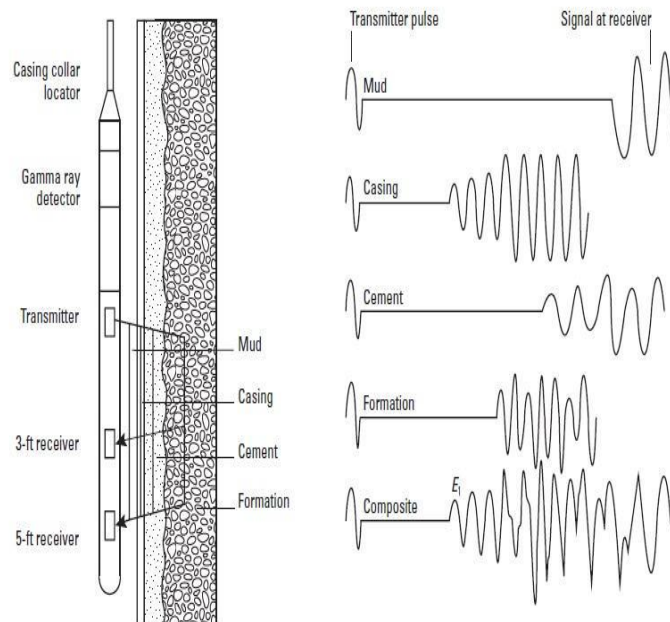
Eventos como el flujo de fluidos (agua, gas, o aceite) detrás de la tubería, la entrada de fluidos al pozo, o la comunicación entre dos zonas con diferentes presiones de poro producen un sonido característico que puede ser detectado por una herramienta que analiza el espectro de frecuencia y la amplitud del ruido y permite localizar e identificar de que fluido se trata. También este registro aporta información concerniente a la magnitud del problema de comunicación de zonas más precisas que un registro de temperatura.

## Registro de adherencia del cemento “CBL”

Según Smolen (1996), la herramienta para la toma de este registro está compuesta por un transmisor acústico omnidireccional y dos receptores ubicados uno a tres pies y el otro a cinco pies de transmisor; esta herramienta debe ser precisamente centralizada y no funciona correctamente si hay presencia de gas o burbujas de gas en el anular. El transmisor funciona en el rango de 15.000 a 30.000 hertz y 15 a 60 pulsos por segundo.

En la siguiente figura se muestra la herramienta CBL en el agujero y como la señal acústica del transmisor puede llegar al receptor por diferentes caminos; el primero es a través de la herramienta, por lo cual esta cuenta con accesorias que evitan que esta señal sea detectada durante periodos de tiempo de interés; para los cuatro caminos restantes, la señal se propaga a través del fluido del anular, el revestimiento, el cemento y la formación; la señal observada en el receptor es la base para la interpretación del registro, cada camino representa un material diferente que tiene una velocidad acústica única, estas se presentan en la siguiente tabla.

**ILUSTRACIÓN 14** Registro CBL



**FUENTE 14** Well Cementing Second Edition. Schlumberger. 2006.

## ILUSTRACIÓN 15 Tipos de materiales.

Nonporous Solids	
Material Type	$\Delta t$ ( $\mu\text{s ft}^{-1}$ )
Steel (compression wave)	51.4
Plate wave in casing (CBL)	57.0
Dolomite	43.5
Anhydrite	50.0
Limestone	47.6
Calcite	49.7
Quartz	52.9
Gypsum	52.6
Halite	66.6

**FUENTE 15** Well Cementing Second Edition. Schlumberger. 2006.

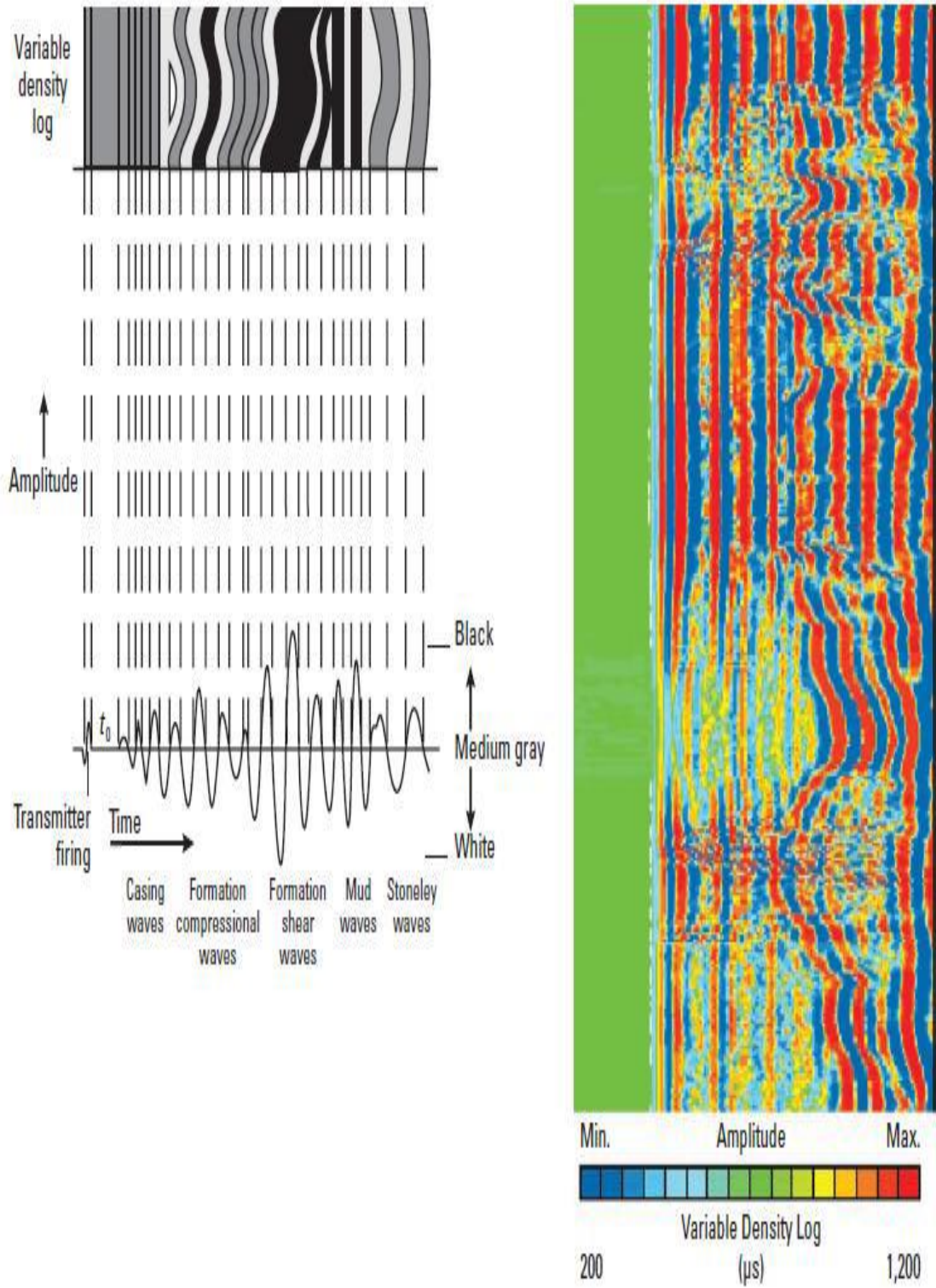
El efecto que genera una variedad de condiciones en el pozo se puede ver reflejado en el tren de ondas ilustrando en la siguiente figura; cuando la tubería está libre de cemento vibra en una magnitud mayor, generando una señal dominante y arribos de formaciones inexistentes; esto se debe a la gran impedancia acústica (producto de la densidad por la velocidad acústica). En contraste, una zona con una adherencia buena tiene una señal baja los arribos de formaciones son fuertes y claros. Si la tubería esta adherida parcialmente, las dos señales podrían verse.

La herramienta CBL consta de tres componentes principales que, en conjunto brindan lo necesario para realizar una interpretación adecuada de un trabajo de cementación. Estos componentes son explicados a continuación.

- **Curva de Amplitud**

Es una medida de la amplitud de la señal de tubería en el receptor de tres pies; cuando el registro de adherencia se corre, el camino acústico desde el transmisor hasta el receptor no debería cambiar; si el fluido en el pozo, el tamaño, peso y material de la tubería no cambian y si la tubería esta centralizada; la señal de tubería debería llegar el mismo tiempo con solamente la amplitud afectada por la presencia de cemento.

## ILUSTRACIÓN 16 Registro de CBL



FUENTE 16 Well Cementing Second Edition. Schlumberger. 2006.

Generalmente, las amplitudes más altas están relacionadas con áreas de cemento o de tubería libre; las amplitudes más bajas están asociadas a la mejor adherencia. Se expresa en milivoltios está en una escala de cero a 100 por ciento.

- **Registro de Densidad Variable o “VDL”**

Se deriva directamente del tren de curvas; es un mapa de contornos que presentan los valores positivos en color negro y los negativos en color blanco; la señal de tubería forma líneas rectas. La señal de formación, por el contrario, debe pasar a través de espesores variables de cemento y formaciones cuyas propiedades acústicas varían según la profundidad; Como resultado, esta señal forma líneas curvas en el mapa.

- **Curva de Tiempo de Transito.**

Es el tiempo que le toma a la señal para viajar desde el transmisor hasta el receptor. Se mide utilizando un nivel de detección de amplitud pre establecida; cuando el transmisor se pulsa, un reloj empieza a contar y cuando la amplitud es detectada, el reloj se detiene; el tiempo de transito es medido en microsegundos; esta curva provee una herramienta para monitorear la calidad calibración del registro de integridad de cemento ya que, en la zona de tubería libre, el microsegundo/pie que es la medida de calibración.

## **Registro Ultrasónico**

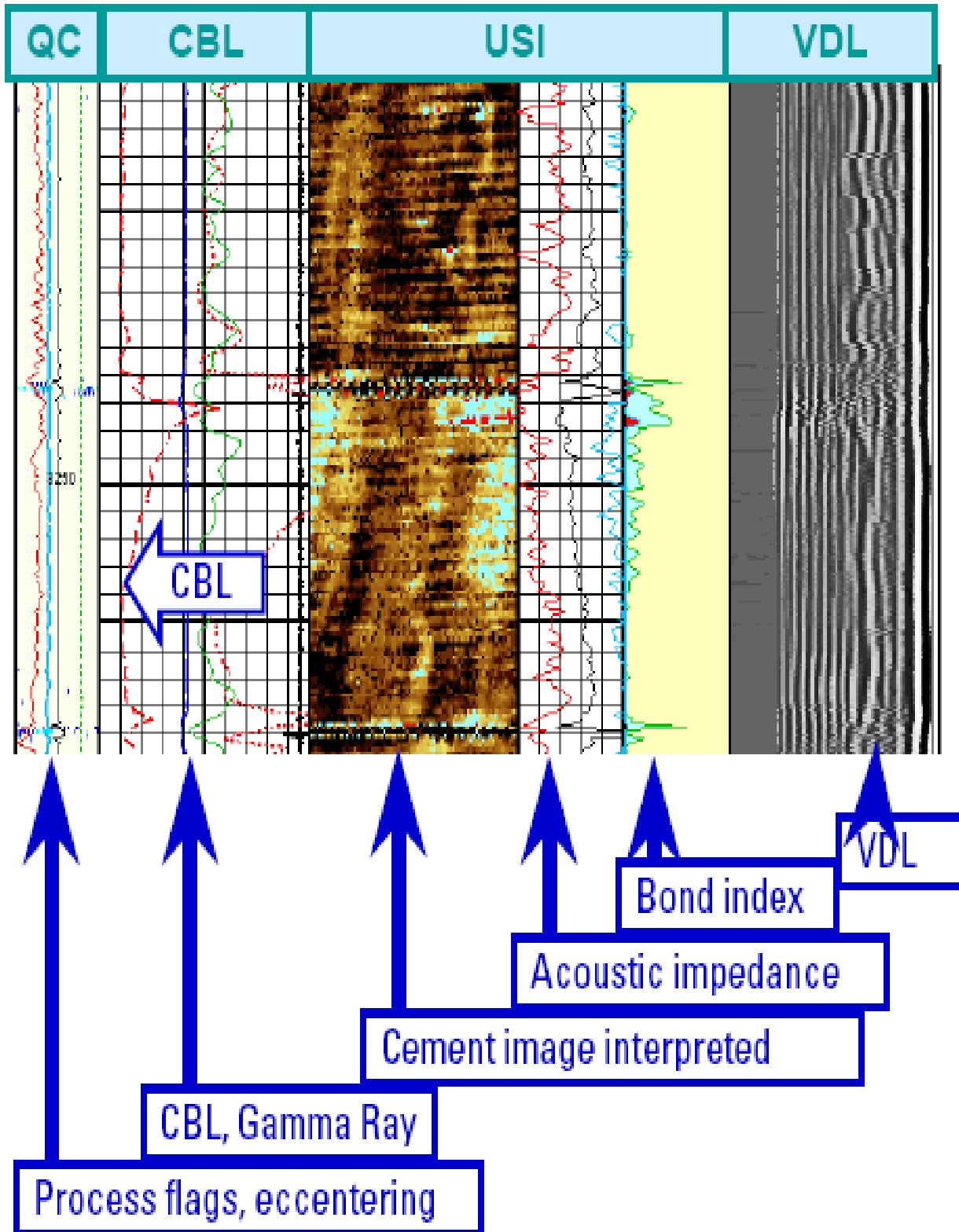
En esta categoría se identifica la herramienta de adherencia segmentada o STB, la cual está basada en una medida de adherencia por medio de soporte; se diseñan con seis soportes dotados de almohadillas, las cuales se cargan en un brazo centralizado y se retienen contra la pared del pozo durante las operaciones de riesgo, cada soporte contiene un transmisor y un receptor acústico, los soportes se numeran de una a seis.

El mecanismo de acción de esta herramienta consiste en generar un mapa del interior del revestimiento, desenvolviéndolo y sombreando los segmentos cubiertos de cemento en color negro; el mapa muestra como quedo distribuido el cemento alrededor de la tubería; este mapa arroja una gama de colores que permiten identificar los fluidos detrás del revestimiento y la adherencia del cemento al mismo.

En la siguiente figura, se puede observar un resumen de las curvas arrojadas por los registros explicados anteriormente; se encuentra una curva de CBL acompañada por un registro de rayos gama. Después se presenta el mapa de un registro ultrasónico, seguido por las curvas de impedancia acústica e índice de adherencia. Por último, se presenta un mapa de impedancias o registro VDL; estas medidas, en conjunto, permiten evaluar de manera integral el estado del pozo después de una operación de cementación.



ILUSTRACIÓN 17 Características de Registros.



FUENTE 17 Crain's Petrophysical Handbook. 2009.

## 1.6 PRUEBA DE LABORATORIO DE CEMENTACIÓN REMEDIAL

### Cementación Remedial-(Squeeze)

La práctica recomendada para la prueba de cementación de pozos, API RP 10B e ISO 10426-2, proporciona prácticas recomendadas generales para la prueba de lechada de cemento y materiales relacionados simulados a condiciones de pozo, de complemento para un análisis mucho más profundo tenemos las siguientes normas ISO.

- ISO 10426-3 “Pruebas de formulaciones en cementación de pozos en aguas profundas”.
- ISO 10426-4 “Métodos para la preparación y ensayo de mezclas de cemento con espuma a presión atmosférica”.
- ISO 10426-5 “Método de prueba para la determinación de contracción y expansión de formulaciones de cementación de pozos a presión atmosférica”.

### Preparación de la Lechada de Cemento

El dispositivo de mezcla es un mezclador de tipo hélice de dos velocidades, que se muestra en la (figura 18), las especificaciones se dan para las velocidades de la hélice, el deterioro de la cuchilla mezcladora, el tamaño del lote y el tiempo de mezclado; se preparan casi siempre 600 ml de lechada de cemento, el mezclador funciona a 4000 rpm durante 15 segundos donde se debe agregar todos los aditivos que se agregan al cemento en la mezcla de agua, después de 35 segundos a 12000 rpm. Es de vital importancia supervisar cuidadosamente la condición de la cuchilla de la mezcladora, ya que las lechadas de cemento son bastantes abrasivas lo que conllevaría a la pérdida de la cuchilla; este procedimiento no es adecuado para sistemas de densidades ultra-bajas que contienen microesferas o nitrógenos como extensores; las microesferas huecas se rompen fácilmente bajo alto cizallamiento, en consecuencia, el mezclador normalmente funciona a 4000 rpm o por debajo de este.

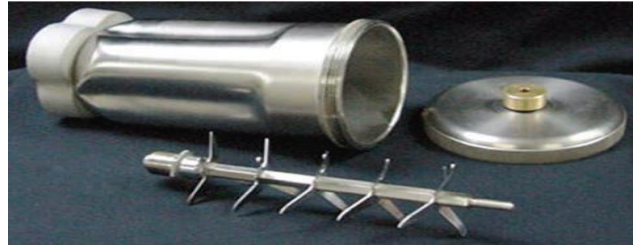
**ILUSTRACIÓN 18** Dispositivo de Mezcla tipo hélice Utilizado para la Preparación de lechadas de Cemento.



**FUENTE 18** Foto cortesía Chandler Engineering, LLC y OFI Testing Equipment.

También se puede emplear un conjunto de cuchillas (figura 19), en el recipiente de mezcla donde se tapa el recipiente y se sella, para operar el dispositivo a altas velocidades en la hélice para la formación del cemento espumado; la desventaja de este procedimiento es que la espuma no se prepara en condiciones simuladas en campo a alta presión.

**ILUSTRACIÓN 19** Contenedor de mezcla multi-hojas para la preparación de Cementos Espumados a Presión Atmosférica.



**FUENTE 19** Foto cortesía de Organización Internacional de Normalización.

**Densidad de la Lechada de Cemento**

Este procedimiento utiliza una balanza presurizada de densidad, que se muestra en la (figura 20), la lechada de cemento se vierte en la taza y se enrosca una tapa de presión; un émbolo de presurización llena de lechada (similar al funcionamiento que una jeringa) está unido a la tapa, y se aplica presión para colapsar las burbujas de aire formadas en la lechada; el dispositivo se coloca en un punto de apoyo, y un peso de deslizamiento se ajusta hasta que ambos lados estén equilibrados, la barra corrediza está ajustada en unidades de densidad para su respectiva medida.

**ILUSTRACIÓN 20** Balanza de Lodo Presurizada.



**FUENTE 20** Foto cortesía de Chandler Engineering, LLC.

**Tiempo de Bombeabilidad**

Estas pruebas están diseñadas para determinar el período de tiempo que una lechada de cemento; permanece en un estado fluido bombeable bajo condiciones simuladas de temperatura y presión en el pozo, los procedimientos operacionales para determinar este tiempo de bombeabilidad los encuentran en la norma API RP 10B.

**ILUSTRACIÓN 21** Consistómetros presurizados.



**FUENTE 21** (fotos cortesía de Chandler Engineering, LLC y Cement Test Equipment, Inc.)

La prueba de la lechada de cemento se evalúa en un consistómetro presurizado, que se muestra en la (figura 21), que mide las condiciones de la lechada de cemento de la prueba contenida en una copa giratoria simuladas a condiciones de pozo; en gran mayoría los equipos exponen lechadas de cemento a una temperatura y presión máximas de 400 °F y 25,000 psi respectivamente (204°C y 175MPa); sin embargo, hay equipos especiales que son capaces de llegar a 700 °F y 40,000 psi (371°C y 280MPa) respectivamente, para simular aplicaciones de muy alta temperatura y presión; también se cuenta con consistómetros portátiles más pequeños que utiliza una paleta giratoria en una copa estacionaria (figura 22). Con un consistómetro no presurizado o “atmosférico” (figura 23), para obtener un tiempo de bombeabilidad para sistemas de cemento a baja temperatura.

**ILUSTRACIÓN 22** Los consistómetros portátiles presurizados.



**FUENTE 22** (fotos cortesía de Chandler Engineering, LLC y OFI Testing Equipment, Inc.)

La consistencia de la lechada se mide en unidades Bearden (Bc), cantidad adimensional sin factor de conversión directa a poises; se finaliza una prueba de bombeabilidad cuando la lechada de cemento alcanza una consistencia de 100 Bc; sin embargo, 70 Bc se considera que es una consistencia máxima bombeable.

**ILUSTRACIÓN 23** Los consistómetros atmosféricos.



**FUENTE 23** (fotos cortesía de Cement Test Equipment, Inc., Chandler Engineering, LLC y OFI Testing Equipment, Inc.)

Es de trascendental importancia tener en cuenta a qué velocidad se llega la temperatura y presión final de bombeabilidad; se deben tener en cuenta algunas variables comunes que incluyen la profundidad del pozo, el gradiente geotérmico, la duración anticipada del trabajo y los efectos de las operaciones en el pozo realizadas antes del trabajo de cementación, en la norma API RP 10B contiene las pautas para la prueba de diferentes tipos de cementación, en nuestro caso la cementación remedial tenemos bombeo continuo y hesitación.

Los tiempos de bombeabilidad de simulación de pozos para los tratamientos de bombeo continuo y hesitación, las ecuaciones predictivas para estimar las temperaturas de contracción y cementación las podemos encontrar en la norma API RP 10B.

### Perdida de fluidos

Puede ser medida de dos maneras posibles:

- **Filtrado de baja presión:** Se aplican 100 psi y se va leyendo la cantidad de líquido que cae en el cilindro graduado a los ¼, ½, 1, 2, y 5 minutos de iniciada la prueba, y luego a intervalos de 5 minutos cada uno. Si la muestra se deshidrata totalmente antes de media hora, se registra el tiempo que tardó en hacerlo. El filtrado se reporta en cc/30 minutos a 100 psi.
- **Filtrado de alta presión:** la presión aplicada ahora será de 1000 Psi y las lecturas se efectuarán de la misma manera; si la muestra se deshidrata antes de los 3 minutos se extrapola para reportar el cc/30 minutos; así durante el ensayo para la determinación del filtrado se asume que hay más lechada presente que lo que realmente tenemos en el recipiente que por otro lado es lo que sucede en el pozo.

El filtrado de alta presión, incorpora también un baño a una temperatura controlable a fin de simular las condiciones reales; la temperatura a la cual se hizo la prueba, deberá estar registrada en el reporte. Es debido que esta ventaja que el filtro de alta presión se utiliza más que el de baja, y los resultados obtenidos son expresados como cc de filtrado cada 30 minutos a 1000 psi.

En la norma API RP 10B ofrece procedimientos operacionales de prueba para determinar la tasa de pérdida de fluido. La pérdida de fluido se mide a través de un medio de filtración estándar (45-µm [malla 325]), (250 µm [malla 60]). El área de filtración es de 3.5 in<sup>2</sup> [22.6 cm<sup>2</sup>]. Pasados los 30 minutos, podemos obtener el filtrado recogido; si todo el filtrado llegase a pasar a través de la malla en menos de 30 minutos, se utiliza la siguiente ecuación API para calcular la pérdida de fluido.

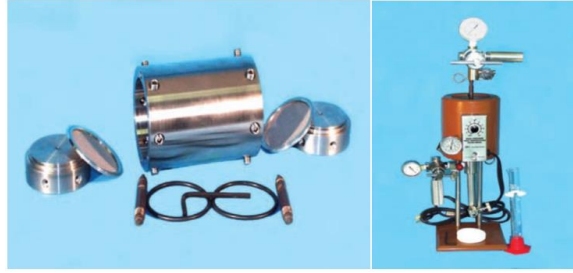
$$(q_{API}) = 2V_t \left( \frac{5.477}{\sqrt{t}} \right)$$

Donde  $V_t$  = volumen del filtrado (ml)

t = tiempo en que sea recogido

la prueba se realiza en una celda de presión con filtro estático y calentada, que se puede observar en la (figura 24), o en una celda de pérdida de fluido agitada, que se puede observar en la (figura 25); sin importar que equipo se desea utilizar, la prueba de filtración se realiza con una suspensión en estado estático utilizando un consistómetro presurizado.

**ILUSTRACIÓN 24** Filtro - prensa y montaje para pruebas de pérdida de fluido API / ISO.



**FUENTE 24** (fotografías cortesía de OFI Testing Equipment, Inc.)

**ILUSTRACIÓN 25** Equipos de agitación para las pruebas de perdida de filtrado.



**FUENTE 25** (fotografías cortesía de Chandler Engineering, LLC y OFI Testing Equipment, Inc.)

Esta prueba evalúa la Perdida de fluido de la lechada a condiciones estáticas inmediatamente después de la colocación, independientemente de si la lechada es acondicionada en uno de estos equipos los procedimientos de estos equipos no contemplan la medición de la perdida de fluido en el momento de la colocación. (Bannister, October 1-3 1978)

Las prensas estáticas de filtro de alta presión y alta temperatura están disponibles a ser utilizadas a suspensiones de hasta 350 °F (177 °C), para lechadas de prueba pequeñas de (175 ml), para pruebas más grandes (500 ml) hasta 500 ° F (260 ° C), podemos mirar la (figura 26). Todas las unidades deben de tener un receptor de contrapresión cuando la lechada supera los 200 ° F (93 °C), para evitar la evaporización del filtrado.

**ILUSTRACIÓN 26** Conjunto de filtro y prensa para pruebas de pérdida de fluido a alta temperatura.



**FUENTE 26** (fotografía cortesía de OFI Testing Equipment, Inc.)

## Fuerzas

Para determinar las resistencias del cemento fraguado se encuentran en la norma API RP 10B, se encuentran dos formas para determinar la medición de las resistencias:

- Resistencia a la compresión (medida por una prueba destructiva de desplazamiento)
- Resistencia no destructiva (calculada a partir de mediciones de velocidad sónica a través del cemento fraguado)
- **Resistencia destructiva**

Las pruebas de la lechada de cemento se preparan de acuerdo a la norma API/ISO vertidas en dos modelos cúbicos de dos pulgadas (figura 27), donde se controla su dureza y se mantiene la temperatura y presiones especificadas. Estos cubos de cemento se retiran del molde y pasan por una prensa hidráulica, donde se ejerce una fuerza axial hasta llegar a la ruptura de éstos. Para calcular la resistencia a la compresión se divide la carga a la que se produjo el fallo por el área de la sección transversal.

**ILUSTRACIÓN 27** Modelo de cuadra de 2-in para la prueba de la resistencia a la compresión.



**FUENTE 27** (Well Cementing 2ed, Schlumberger 2006)

Para cementos del ártico hay métodos especiales de fraguado que se encuentran en la norma API RP 10B, además se tiene un método para evaluar la resistencia de un sistema de cemento al punto de congelación y descongelación; cuando se coloca una muestra de cemento fraguado en una prensa hidráulica para la medición de la resistencia (figura 28), la velocidad de descarga se regula de acuerdo con la resistencia anticipada de la muestra, para muestras con una resistencia a la compresión mayor o igual a 500 psi (3.5 MPa), la velocidad de carga es de 4000 psi (28 MPa/min), para muestras con una resistencia a la compresión menor a los 500 psi la velocidad de carga es de 1000 psi (6.9 MPa/min).

**ILUSTRACIÓN 28** Prensa hidráulica para medir la resistencia a la compresión.



**FUENTE 28** (fotografía cortesía de Chandler Engineering, LLC)

- **Resistencia no destructiva**

El analizador de cemento ultrasónico (UAC), que se muestra en la (figura 29), mide el tiempo de viaje de la energía ultrasónica a través de una muestra de cemento, ya que se efectúa bajo condiciones simuladas de temperatura y presión. Esta prueba no es destructiva y se puede utilizar continuamente a medida que la muestra de cemento se está fraguando a condiciones de temperatura elevada y a altas presiones. Para estimar la resistencia se puede enviar directamente a través de un microprocesador preprogramado en el equipo. La norma API RP 10B incluye procedimientos de pruebas sónicas no destructivas mediante la utilización de UAC.

### ILUSTRACIÓN 29 UCA



**FUENTE 29** (fotos cortesía de Chandler Engineering, LLC, Cement Test Equipment, Inc., y Fann Instrument Company).

En el pozo, el cemento se encuentra sometido a una carga triaxial compleja, y las tensiones de falla pueden ser sustancialmente distintas a las observadas en la prueba de resistencia a la compresión.

### **Sedimentación de la lechada y fluido libre**

Cuando se deja reposar una lechada durante un periodo de tiempo antes del fraguado, el agua puede separarse de la lechada, migrar y acumularse en la parte superior de la columna de cemento, provocando así un problema para el aislamiento zonal, particularmente me afecte un pozo altamente desviado, en el laboratorio se simula mediante un cilindro graduado haciendo semejanza al pozo.

El procedimiento de esta prueba ésta documentado en la norma API RP 10B, permite el acondicionamiento de la lechada a temperaturas elevadas y altas presiones, no se toman medidas de pérdida de fluido, la prueba dura dos horas, medidas apenas se vierta en el cilindro de prueba, para temperaturas menores a 176 ° F (80°C), es necesario poner el cilindro en una cámara precalentada, para temperaturas más altas se coloca el cilindro en una cámara de aceite precalentada con una presión lo suficientemente alta para que no haya ebullición; para pozos desviados se simula con el cilindro con un ángulo de desviación igual al que tiene el mismo pozo.

Pasado un periodo de tiempo para el acondicionamiento óptimo, la lechada se vierte en un tubo de sedimentación (figura 30), este tubo se coloca en agua precalentada a la temperatura prevista del pozo, se aplica una cantidad mínima de presión para que no haya ebullición de la lechada, o si se desea puede simularse la presión de fondo de pozo; después de un periodo de fraguado (típicamente 24 horas, o hasta que se establezca), posteriormente se cortan segmentos de este cemento para



medir y diferenciar las densidades en porcentaje de la muestra de líquido y la muestra establecida mediante la siguiente ecuación.

$$\Delta\rho = \left( \frac{\rho_{cen} - \rho_{lec}}{\rho_{lec}} \right) \times 100$$

Donde,

$\rho_{cen}$  = densidad del segmento de cemento.

$\rho_{lec}$  = densidad de la lechada de cemento.

El procedimiento de la prueba se encuentra en la norma API RP 10B.

**ILUSTRACIÓN 30** Equipo de ensayo para la sedimentación de la lechada.



**FUENTE 30** (Well Cementing 2ed, Schlumberger 2006)

### Medidas Reológicas

Los viscosímetros comúnmente más usados para realizar medidas reológicas con lechadas de cemento son: viscosímetros rotativos de cilindro coaxial modelo fan 35 A como se muestran en las (figuras 31, 32), estos viscosímetros están diseñados con un cilindro exterior giratorio o un cilindro interior giratorio.

**ILUSTRACIÓN 31** Viscosímetro rotacional de tipo Couette.



**FUENTE 31** (fotografías cortesía de Chandler Engineering, LLC y Fann Instrument Company)

### ILUSTRACIÓN 32 Viscosímetro rotacional de tipo Searl.



**FUENTE 32** (Well Cementing 2ed, Schlumberger 2006)

En la norma API RP 10B, proporciona detalladamente sobre la preparación y el acondicionamiento de la lechada antes de medir la reología de ésta; es de suma importancia tener una lechada bien acondicionada para que no tenga inconvenientes significativos al momento de medir su reología.

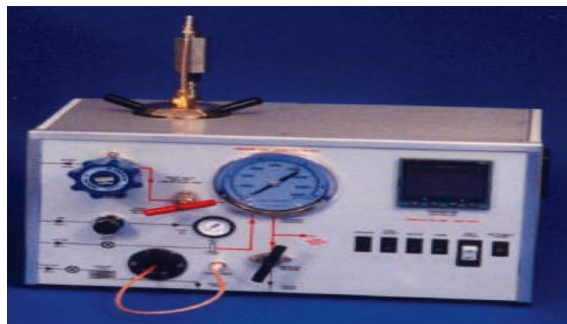
Además de los cálculos de presión de fricción y régimen de flujo, la medición de laboratorio me proporciona información de otras características de la lechada; una disminución de en los valores de esfuerzo cortante cuando se mide a velocidades decrecientes de cizallamiento, en comparación con los medios a velocidades de cizallamiento creciente, pueden identificar que la lechada es tixotrópica.

#### **Fuerza Estática del Gel**

La resistencia del gel estático de una lechada de cemento se mide de forma rutinaria inmediatamente después de determinar las propiedades reológicas de la lechada; para la medición se utiliza un viscosímetro rotacional de tipo couette; la resistencia del gel se mide después de que la lechada se ha dejado sin perturbar durante 10 segundos y después de reposar durante 10 minutos norma (API RP 10B).

Existen nuevas técnicas de medición que se basan en el análisis de la forma de onda acústica transmitida a través del cemento (figura 33), estas permiten la evaluación de la resistencia del gel en condiciones de fondo de pozo (presión y temperatura).

### ILUSTRACIÓN 33 Analizador de fuerza de gel estático.



**FUENTE 33** (fotografía cortesía de Chandler Engineering, LLC).

La resistencia estática del gel es una variable importante relacionada con la migración de fluido en el anular.

## Expansión y Contracción

El procedimiento para determinar la expansión del cemento fraguado se encuentra en la norma ASTM C151, método estándar para probar la expansión del cemento portland; en este procedimiento consiste en colocar la lechada de cemento en un molde tipo barra y dejarla en agua bajo presión atmosférica. Cuando la barra haya estado el suficiente tiempo para tener una buena consistencia se retira del molde para hacer unas mediciones y luego pasar de nuevo al baño de agua para su posterior fraguado; el método de las normas ASTM tiene dos inconvenientes principales: (1) El cemento debe desarrollar ciertas resistencias antes de medir la longitud, es posible tener una lectura cero confiable, y (2) no hay ninguna disposición para estudiar el efecto de la presión.

La norma API propuso un grupo de trabajo sobre la contracción y expansión de cemento, 10TR2 (1ª edición), julio de 1997, “Contracción y Expansión en cementos Oilwell”; El informe describe cuatro piezas de equipo para medir los cambios de volumen de cemento bajo diferentes condiciones de contorno: el modelo de expansión anular, camisa cilíndrica, la prueba de membrana y el analizador de hidratación de cemento. (CHA).

La prueba de expansión anular mide la expansión lineal en condiciones de libre acceso al agua, este proceso se define como un sistema abierto; el modelo de expansión anular (figura 34), simula el anular de un pozo, donde la lechada de cemento se vierte en el espacio anular del molde, colocando éste en un baño de agua en un recipiente cerrado y presurizado.

**ILUSTRACIÓN 34** Modelo de Expansión Anular.



**FUENTE 34** (Well Cementing 2ed, Schlumberger 2006)

Debido a que la lechada está en contacto con el agua durante toda la prueba, la entrada de agua compensará la contracción interna siempre que la matriz del cemento sea permeable; si el cemento se expande durante el periodo de hidratación, el diámetro del anular aumentará, por el contrario, si el cemento se contrae, el diámetro del anular disminuirá; las mediciones se toman antes y después del fraguado, y se requiere especial cuidado para garantizar que ambas mediciones se tomen a la misma temperatura.

El porcentaje de cambio dimensional (contracción o expansión) se calcula con la siguiente ecuación:

$$\Delta V = 0.358(L_f - L_i)$$

$L_i$  = distancia inicial medida entre los pines (mm)

$L_f$  = distancia final medida entre clavijas (mm)

$\Delta V$  = cambio dimensional de la muestra de cemento (%)

Métodos de prueba para la determinación de contracción y expansión de formulaciones para pozos de cemento a presión atmosférica se describe en la norma ISO 10426-5.

La prueba de camisa cilíndrica es otra prueba de expansión en masa de sistema abierto con acceso de agua libre; como se muestra en la (figura 35), si el cemento fraguado se expande durante el periodo establecido, el diámetro del cilindro aumenta y se abre la ranura longitudinal; después de retirar el molde de la cámara de fraguado, se vuelve a medir las distancias entre los pasadores, y la cantidad de expansión se calcula de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$\Delta V = \left[ \frac{r_{i+L}}{r_i} \left( \frac{L_2}{L_1} - 1 \right) \right],$$

Dónde

L1=distancia promedio entre los pasadores cuando el cilindro está vacío

L2=distancia promedio entre las clavijas cuando el cilindro se expande

ri= radio interior del cilindro

ri= radio interior del cilindro más la longitud del pin.

### ILUSTRACIÓN 35 Cilindro para medir la Expansión del Cemento.

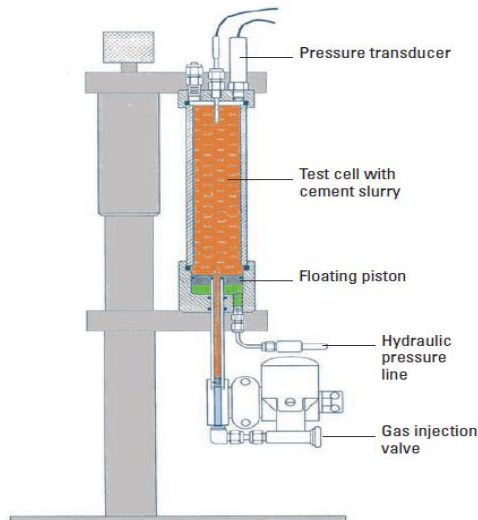


FUENTE 35 (Well Cementing 2ed, Schlumberger 2006)

La prueba de membrana es una medida de contracción o expansión bajo condiciones impermeables. Se define como un sistema cerrado, por la falta de agua libre que entra al sistema.

La prueba de CHA (figura 36), mide la contracción interna bajo libre acceso de gas, la lechada se pone en una celda cerrada con una entrada de gas; durante la prueba, se aplica una presión constante al gas en el contenedor, esta prueba también se puede realizar usando agua en lugar de gas; si se usa gas, este método es esencialmente una prueba cerrada, si se usa agua, este método es una prueba abierta. (Bosma, Cornelissen, & Schwing, October 16-18, 2000), desarrollaron un aparato con dos celdas para medir fenómenos de expansión y contracción en un sistema cerrado y abierto, como se define en la norma API 10TR2. Al mismo tiempo, el equipo puede medir la hidratación y el comportamiento de fraguado del sistema de cemento, y se puede adquirir información sobre las propiedades mecánicas del cemento fraguado. Además, el equipo es capaz de operar a temperaturas y presiones elevadas.

### ILUSTRACIÓN 36 Diagrama del Equipo CHA.



FUENTE 36 (Well Cementing 2ed, Schlumberger 2006)

#### Migración de gas

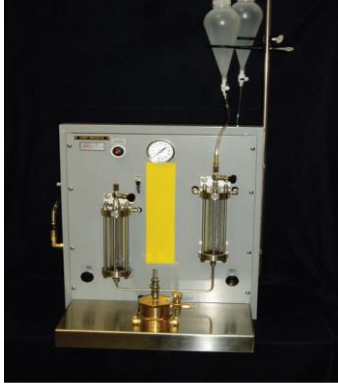
Ni la norma API ni la norma ISO tienen un método donde recomiende utilizar un procedimiento estándar para el control de la migración de gas en la lechada de cemento; por lo tanto, no hay un procedimiento de laboratorio estándar para prevenir la migración de gas.

Existen dos pruebas principales simuladas experimentalmente: dispositivo a gran escala, que intentan simular el proceso tal como ocurre en el pozo, y modelos de baja escala, que se pueden usar para derivar las leyes fundamentales de un proceso físico particular de investigación. Recientemente, muchos investigadores han comenzado a confiar en la medición que se le hace de manera individual a la lechada de cemento, como la resistencia del gel y la contracción. Donde estos resultados son la base de la entrada a simuladores matemáticos para comparar las diferencias de rendimiento de varias lechadas de cemento.

#### Permeabilidad

La norma API RP 10B contiene un procedimiento operativo para determinar la permeabilidad relativa del cemento fraguado en líquido o gas; el procedimiento determina las permeabilidades comparativas de las muestras de cemento en lugar de los valores de la permeabilidad absoluta; el fluido se inyecta a través de la muestra a un caudal constante y una presión diferencial constante, y se mide el caudal de fluido resultante. Hoy en día, muchos laboratorios usan equipos tipo cilindro Hassler (figuras 53, 54), donde se hacen mediciones de permeabilidad del aire, metano y otros gases con bastante frecuencia, norma (API, 1960).

**ILUSTRACIÓN 37** Equipo para medir la permeabilidad del agua.



**FUENTE 37** (fotografía cortesía de Chandler Engineering, LLC).

**ILUSTRACIÓN 38** Equipo para medir la permeabilidad del gas.



**FUENTE 38** (foto cortesía de OFI Testing Equipment, Inc.).

Para determinar la permeabilidad del agua existe la ecuación de Darcy que es bastante utilizada para el estudio de fluidos.

$$k = 14700 \left( \frac{q \times \mu_w \times L}{A \times \Delta p} \right)$$

Dónde

A= área de la sección transversal de la muestra (cm<sup>2</sup>)

K= permeabilidad (md)

$\Delta p$  = presión diferencial (psi)

q= tasa de flujo (ml/s)

$\mu_w$  = viscosidad del agua (cp)

Para medir la permeabilidad del gas, norma API, ISO no especifican como es el procedimiento del secado de la muestra de cemento, ya que es de vital importancia que la muestra de cemento se encuentre totalmente seca para no tener mediciones incorrectas.

Para calcular la permeabilidad del gas en la muestra de cemento se utiliza la ley de Darcy de acuerdo con la siguiente ecuación:

$$k = \frac{2000 \times \mu_g \times q_g \times p \times L}{A \times [(p_i)^2 - (p_o)^2]}$$

Dónde

A= área de la sección transversal de la muestra (cm<sup>2</sup>)

K= permeabilidad del gas (md)

L= longitud de la muestra (cm)

p= presión barométrica ajustada (atm)

p<sub>i</sub>= presión de entrada (atm)

p<sub>o</sub>= presión de salida (atm)

q<sub>g</sub>= caudal de gas (ml/s)

μ<sub>g</sub>= viscosidad del gas (cp)

## 2. CEMENTACIÓN REMEDIAL

### 2.1 APLICACIONES DE CEMENTACIÓN REMEDIAL

La cementación remedial es una de las cementaciones más utilizadas para corregir malas cementaciones primaria; este proceso involucra la aplicación de fuerzas hidráulicas para forzar la lechada de cemento dentro de la formación, ya sea en pozo abierto o a través de perforados en el revestimiento. Los casos más comunes de aplicación son:

- **Alta relación gas/petróleo:** cuando una zona petrolífera puede ser aislada de otra zona adyacente gasífera, se puede mejorar la relación gas/petróleo; ayudando así al incremento de la producción.
- **Agua excesiva:** las formaciones vecinas de arenas acuíferas a la zona petrolífera pueden ser eliminadas mediante una cementación a presión.
- **Reparación de pérdidas de fluidos en el revestimiento**
- **Canalizaciones:** canalizaciones o anillos deficientes detrás del revestimiento también pueden ser reparados mediante la cementación remedial.
- **Abandono de zonas no productivas o depletadas**

La aplicación de este proceso puede ser realizado también mientras se hace la perforación del pozo, tanto en pozos abiertos como pozos revestidos.

#### Pozo abierto

- Sellar el pozo, evitando que el agua de formación ingrese al pozo y contamine el lodo.
- Sellar una formación gasífera, evitando que se gasifique la columna de lodo y así evitar un posible reventón.
- Estabilizar una formación débil evitando desmoronamiento y posible aprisionamiento.

#### Pozo revestido

- Es posible aplicar la terminación, completación del pozo.
- Reparación de una cementación primaria, para que esté totalmente aislado.
- Completar el anillo de cemento; si es que no se obtuvo la altura de cemento deseada en el espacio anular.
- La lechada es forzada a través de los agujeros baleados y los espacios vacíos, más allá del casing de revestimiento.

### 2.2 DISEÑO DE LA LECHADA DE CEMENTACIÓN FORZADA

Para la cementación forzada, la selección de un fluido o secuencia fluidos debe adaptarse al tipo de tratamiento, la técnica que se utilizará y la naturaleza de los vacíos; no es raro que se prepare más de una lechada se realice en el sitio del pozo según la información de último minuto; con frecuencia, la decisión se basa en los resultados de la prueba de inyección.

#### Selección de la lechada

Las propiedades de una lechada de cemento comprimido deben adaptarse a las características de la formación y a la técnica de compresión. Las propiedades son importantes en tres aspectos:



- Para permitir una colocación adecuada desde la superficie hasta el fondo del pozo.
- Para permitir la colocación del fluido detrás del casing o en las perforaciones.
- Para obtener las propiedades deseadas del material establecido.

Se han utilizado muchos tipos de lechadas para cementaciones correctivas, desde sistemas de cemento portland estándar hasta sofisticados sistemas adaptados de ingeniería civil; en general, se acepta que una lechada de cemento comprimida debe diseñarse para tener los siguientes atributos generales.

- Baja viscosidad para permitir que la lechada penetre pequeñas grietas.
- Baja resistencia del gel durante la colocación, porque un sistema de gelificación restringe los movimientos de la lechada y causa aumentos en la presión de la superficie que son difíciles de interpretar.
- Tamaño de partículas de cemento apropiado.
- Sin agua libre.
- Control de pérdida de fluido apropiado para asegurar el llenado óptimo de las grietas o perforaciones.
- Tiempo de espesamiento o bombeo adecuado: para cumplir con seguridad el tiempo de trabajo previsto.

### **Control de pérdida de fluido y desarrollo de filtración**

Los requisitos para el control de la pérdida de fluido se definen de modo que se formen las capas de filtro deseadas, con propiedades que dependen de la formación y del tipo de vacíos que deben rellenarse; además, la relación entre el volumen de pérdida de fluido norma API/ISO y las propiedades de la torta de filtración depende de la composición de la suspensión.

- Un método es adaptar la tasa de pérdida de fluido norma API/ISO a la permeabilidad de la formación, con volúmenes de pérdida de fluidos bajos (menos de 100 ml/30 min) para formaciones con permeabilidades inferiores a 100 mD; esta regla permite que se formen filigranas competentes dentro de un periodo de tiempo razonable.
- Si existen huecos o fracturas grandes detrás del casing y no hay una restricción de flujo, se aplica inicialmente suspensiones de alta velocidad de pérdida de fluido (300 a 500 ml/30 min) para permitir la rápida formación de torta de filtración en los huecos, seguida de una lechada de cola con una menor tasa de pérdida de fluido para comprimir la hesitación; (Grant W. e., February 27- March 2, 1990). Los materiales de circulación de pérdida también se pueden agregar a las fracturas del puente; si la permeabilidad de la formación es suficientemente alta, una lechada de pérdida de fluido de media a alta (200 a 500 ml / 30 min) generalmente permitirá la formación de torta de filtración y la posterior desviación de la lechada en grietas más pequeñas.
- Si los huecos detrás del casing son canales angostos en los que se requiere una penetración profunda, como canales o microfracturas, entonces se requiere un control de pérdida de fluido (< 50 ml / 30 min) para evitar la deshidratación temprana de la lechada.
- Se requieren tasas de pérdida de fluidos apropiados para obtener filtraciones óptimas; por ejemplo, un sistema de cemento portland con una baja tasa de pérdida de fluido proporcionará una torta de filtración dura que llenará los perforados; por el contrario, los

nodos grandes resultantes de la lechada con una tasa de pérdida de fluido excesiva serán difíciles de limpiar y pueden inhibir la producción al reducir el tamaño del casing interna.

### **Reología y sedimentación**

- Los requisitos en términos de reología de lechada a menudo están en conflicto para los trabajos de compresión.
- La capacidad de la lechada para fluir en canales estrechos es una función directa de su fluidez; las lechadas gruesas, aunque son útiles cuando se cementan grandes vacíos, no fluirán en pequeñas restricciones a menos que estén sujetas a altas presiones diferenciales que pueden exceder la presión de fractura de la formación; por lo tanto, se usan comúnmente suspensiones de baja viscosidad que contienen dispersantes.
- Se requieren lechos finos cuando la colocación del cemento se realiza a través de un tubo flexible. (Nowak, , Buzarde,, & Patout, , 1996) menciona una viscosidad máxima de la suspensión de 60 cp.
- El alto esfuerzo de fluencia de la lechada o la gelificación pueden llevar a una mala interpretación de las lecturas de presión de superficie durante el periodo de bombeo; la gelificación evitará la aplicación de la presión total a través de la torta de filtración, y la acumulación de torta se verá afectada.
- Si la viscosidad de la lechada es demasiado baja, la lechada puede presentar agua libre y sedimentación, y sus propiedades de formación serán impredecibles.
- Cuando la lechada se coloca desde abajo sobre un fluido más ligero, y no hay una base mecánica disponible para evitar la caída, aumenta el límite de elasticidad del cemento es una buena forma de disminuir el riesgo de caída.

### **Densidad**

Las mejores propiedades de fraguado y cemento generalmente se correlacionan con una alta densidad de lodo, sin embargo, las lechadas de alta densidad tienden a ser viscosas; la densidad de la lechada también puede estar limitada para evitar presiones hidrostáticas excesivas durante la colocación.

Estos requisitos contradictorios se pueden cumplir mediante el uso de lodos de partículas de ingeniería (Boisnault , 1999) que permiten lo siguiente:

- Lechadas de cemento de baja densidad con buenas propiedades mecánicas (Elmoniem, Zaki, & Al-Arda, 2000)
- Lechadas de cemento de alta densidad con viscosidades relativamente bajas (Pokhriyal , Gaudlip , & Suter, March 24-27 2001).

### **Tamaño de partículas de la Lechada**

El tamaño de una abertura a través del cual puede fluir una lechda es una función directa del tamaño de las partículas más grandes; para las formaciones no consolidadas, hay algunas pautas generales.

- Para un paquete de arena, el tamaño de poro generalmente se estima que es un cuarto del tamaño del grano de arena; la permeabilidad del paquete de arena es proporcional al cuadrado del tamaño de poro.

- Las partículas fluirán a través de los poros sin formar puentes si son más pequeñas que aproximadamente un quinto del tamaño de poro.

Con estas dos pautas, se puede estimar el tamaño de partícula más grande permitido frente a la permeabilidad del medio poroso. Esto conduce a las pautas de selección de fluidos presentadas en la tabla siguiente.

**Tabla 4.** Pautas de selección de fluidos según el tamaño de partícula. "Well Cementing, 2006"

Gravel size		Gravel Properties		Possible Plugging Material	
Mesh	µm	Permeability (D)	Pore Size (µm)	Maximun Particle Size (µm)	Fluid Type
10	2000	234	500	100	Class G cement
60	250	4	62	13	Microcement
120	125	1	31	7	Solids-free treatment

Para taponar paquetes de grava, se han utilizado compuestos orgánicos o cementos sintéticos basados en química epoxi (Chan y Griffin, 1996; Ng y Adisa, 1997, Keese et al., 2000, Fleming et al., 2000, Johannessen et al., 2000).

Los cementos con espuma se han usado para tapar fracturas (Creel & Crook, January 1, 1998) y exprimir zonas de alta permeabilidad, (Chmilowski & Kondratoff, September 23-26, 1990) discutieron la selección del tipo de lechada basados en los resultados de una prueba de inyección; para yacimiento altamente permeables, el cemento espumoso proporcionara la mayor probabilidad de éxito.

Las fugas pequeñas del casing o los fluidos de ventilación de baja velocidad se han tapado con éxito en un intento utilizando el microcemento diseñado (Farkas , October 3-6, 1999) (Slater , Stiles, & Chmilowski, February 21- March 1, 2001); a veces, dos lechadas se utilizan en secuencia cuando no se pueden obtener todas las propiedades requeridas con un solo fluido.

- Un fluido de penetración profunda puede ser seguido por una lechada de cemento convencional que construye una torta de filtración para obtener una presión de compresión; el primer fluido debe ser una lechada de cemento de tamaño de partícula pequeña (Heathman , October 3-6, 1993), (Bailey, 2000, 12, 1) o una solución a base de silicato libre de sólidos (Nees & Gatti, may 14-17, 1995).
- (Grant W. e., February 27- March 2, 1990) informaron el éxito con un diseño de compresión de dos lechadas para zonas ladronas. Una lechada de plomo con un tiempo de bombeo corto y una tasa de fluidez de la norma API/ISO bastante alta (300 a 500 ml/30 min) va seguida de una lechada de cola con un tiempo de bombeo más largo y una taza de fluidez más baja; la lechada de cola se bombea usando la técnica de Hesitación a compresión.
- Se ha aplicado una lechada de fraguado rápido seguida de una con un mayor tiempo de bombeo (Nowak et al., 1995) para reparar un canal relativamente grande detrás de la tubería de revestimiento.

## Tiempo y Temperatura de bombeabilidad

Al igual que con la cementación primaria, la temperatura y la presión son factores muy importantes que influyen en el tiempo de bombeo de una lechada de cemento; para trabajos de compresión, el tiempo de bombeo está diseñado para permitir la colocación de la lechada, el tiempo de compresión y la limpieza. Las temperaturas encontradas durante el prensado pueden ser más altas que durante los trabajos primarios, debido a que se produce menos circulación de fluido y mejor enfriamiento antes del trabajo; por esta razón, existen pautas especiales para la prueba de la norma API RP 10B para el diseño de cementación forzada y se deben seguir para prevenir el engrosamiento prematuro.

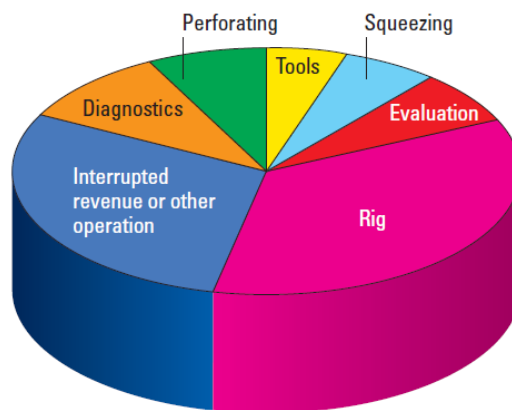
## Resistencia química

Al igual que los sistemas de cementación de tapones, los sistemas de cementación por compresión a menudo deben ser resistentes a los tratamientos posteriores de estimulación de pozos; el requisito generalmente se expresa en términos de solubilidad en sistemas ácidos HF-HCL. Las lechadas de cemento de látex y los cementos sintéticos de base epoxídica son especialmente resistentes a estas condiciones; lograr una baja permeabilidad al cemento combinado, cemento de tamaño de partícula pequeña y látex también proporciona una mayor resistencia a los ácidos (Heathman , October 3-6, 1993).

## Económico

Debido a que son operadores de reparación, las operaciones de compresión pueden ser costosas; como se muestra esquemáticamente en la figura siguiente, los diversos costos a considerar incluyen la pérdida de producción, el diagnóstico del problema, la implementación de la solución de reparación y la evaluación del éxito del trabajo. Por lo tanto, uno debe justificar cuidadosamente tales tratamientos económicos., la lechada de cemento generalmente representa menos del 10% del costo total del trabajo; además, uno debe elegir el sistema de fluidos que ofrezca las mejores posibilidades de éxito, incluso si es más costoso.

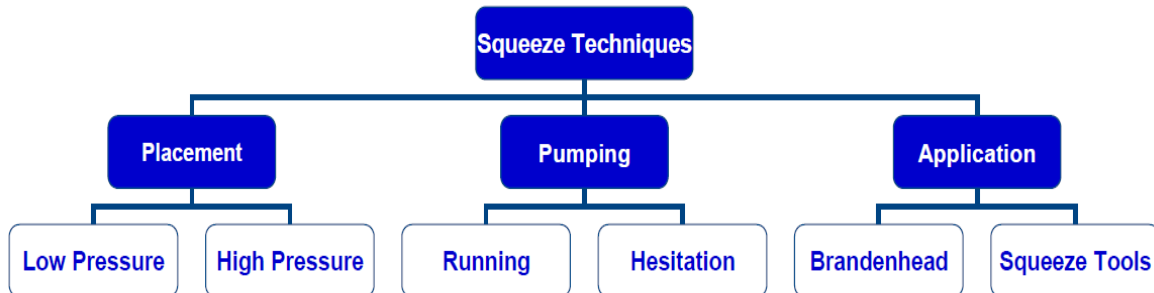
**ILUSTRACIÓN 39** Ejemplo de desglose de costos de la operación de cementación forzada para un caso hipotético.



**FUENTE 39** well cementing second edition. 2006.

### 3. TÉCNICAS Y HERRAMIENTAS DE CEMENTACIÓN FORZADA

ILUSTRACIÓN 40 Técnicas de cementación forzada



FUENTE 40 Estudiante

#### 3.1 TÉCNICAS DE CEMENTACIÓN REMEDIAL

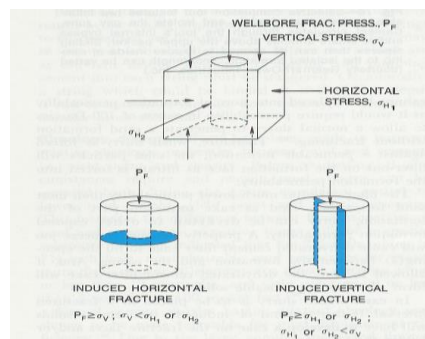
##### Bombeo de alta presión

La cementación por compresión de alta presión se define como un trabajo en el que la presión del fluido en el pozo excede la presión de fractura de la formación antes o durante el tiempo en que la lechada de cemento está en contacto con la formación. Los métodos de alta presión solo se recomiendan al comprimir zonas relativamente impermeables o con el lodo de perforación en el orificio.

La fracturación de la formación permite el desplazamiento del lodo o el trabajo sobre el fluido a través de los agujeros del casing. La lechada luego desplaza este fluido a las fracturas, lo que permite el desarrollo de la torta de filtración de cemento en la superficie de las fracturas.

Problemas potenciales con alta presión, no hay ninguna contribución ni a la ubicación ni a la orientación de la fractura generada; la fractura se orientará perpendicularmente a la menor tensión principal como se muestra en la figura. Tenga en cuenta que las fracturas horizontales no se crearan si la presión de fractura es menor que la presión de sobrecarga.

ILUSTRACIÓN 41 Efecto de la profundidad del pozo y tensiones de formación vertical-horizontales sobre el tipo de fractura hidráulica inducida por el fluido inyectado



FUENTE 41 Cementing Handbook, 1977

La fracturación de la formación durante la compresión a alta presión puede ser contraproducente, ya que las fracturas inducidas en formaciones de más de 3000 pies son casi siempre verticales. Por lo tanto, incluso en el anular del casing-pozo este sellado, se puede establecer una comunicación vertical entre zonas en la fractura.

Las fracturas horizontales que contienen “torta” de cemento no pueden generarse mediante cementación por compresión a alta presión en pozos profundos.

Una vez que se crea una fractura, debe sellarse con cemento, particularmente si es vertical y se extiende a una zona que se está aislando, sin embargo, el sellado de la fractura puede ser difícil porque la fractura generalmente se inicia con reboque, y los intentos de purgar las fracturas solo pueden extenderlas; por lo tanto, el volumen necesario de cemento puede ser grande; no es inusual usar 100-500 sacos en un trabajo de compresión a alta presión; dichos problemas con fracturas llenas de lodo se han minimizado al usar un fluido de alta pérdida de fluido (agua) para la descomposición. Cuando se necesita lodo para el control, dicho fluido se detecta antes de colocar el empaque; después de la descomposición, el cemento circula en su lugar para exprimir, otro problema en un intervalo es que las perforaciones llenas de lodo pueden soportar grandes diferencias de presión, especialmente hacia la formación; y, todas las perforaciones pueden no forzarse abiertas cuando la formación se fracturas por la alta presión; de hecho, la causa más común de fallas de cementación a presión se atribuye al desenchufar las perforaciones taponadas de lodo después del trabajo de compresión.

En general, se recomienda que se usen fluidos de reacondicionamiento sin sólidos siempre que haya que desplazar fluido a la formación por delante del cemento, también se pueden usar lavados ácidos o químicos antes de la lechada.

### **Bombeo de baja presión**

La cementación por compresión a baja presión se define como un trabajo en el que la presión del fluido en el pozo se mantiene por debajo de la presión de fractura de las formaciones expuestas antes y durante el tiempo en el que la lechada está en contacto con las formaciones, en la práctica, la presión de compresión “segura” generalmente se especifica como un valor por debajo de la presión de fractura establecida (300 psi se ha utilizado en algunas áreas).

La lechada de cemento de compresión a baja presión utiliza un pequeño volumen de fluido de baja pérdida de fluido colocado contra las formaciones permeables expuestas con una presión de compresión moderada; el filtrado de la suspensión se ve forzado a la permeabilidad de la formación permitiendo la acumulación de la torta del filtrado de cemento. La baja pérdida de fluido reduce la tasa de deshidratación y debilita el puenteo a medida que la lechada se ve forzada a lo largo de las aberturas o canales.

En compresiones a baja presión, las perforaciones y los canales deben estar limpios de lodo u otros sólidos, si el pozo ha estado en producción, tales aberturas pueden haber sido purgadas, si el trabajo se va a realizar a través de nuevas perforaciones, los resultados pueden mejorarse perforando en un fluido libre de sólidos y no dañino, como salmuera filtrada para evitar la hinchazón de la arcilla, con un bajo balance de presión para permitir la purga de las cavidades de perforación, en perforaciones existentes, se pueden considerar el lavado por presión/succión con o sin ácido.

## Método de Forzamiento continuo

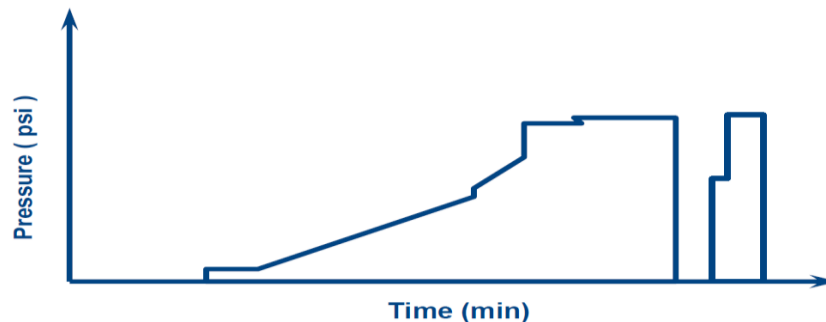
Un forzamiento continuo significa tener que mantener constante el bombeo del volumen de la lechada calculado, hasta alcanzar la presión final de forzamiento; si la región final permanece constante el trabajo es terminado y se vuelve a correr otro trabajo hasta lograr la presión final esperada.

Esta técnica se puede usar para forzamientos de baja y alta presión, considerando problemas que hay en la utilización de grandes volúmenes de lechada a ser bombeadas, algunas utilidades de esta técnica de forzamiento continuo son:

- Bombeo continuo hasta alcanzar la presión final de compresión.
- Limpiar el fluido en el agujero.
- Grandes volúmenes de lodo con menos control de pérdida de fluido.
- forzamiento de baja o alta presión.
- Aplicaciones comunes incluyen, pero no se limitan a:
  - Flujo de agua.
  - Abandonar la perforación.
  - Aumentar la parte superior del cemento.
  - Zapatos de cubierta.
  - Tapas del trazador de líneas.
  - Apretón de bloque.
  - Pérdida de circulación.

Generalmente se bombea un gran volumen de lechada con esta técnica.

### ILUSTRACIÓN 42 Forzamiento Continuo.



FUENTE 42 Schlumberger

## Método de forzamiento intermitente o hesitación

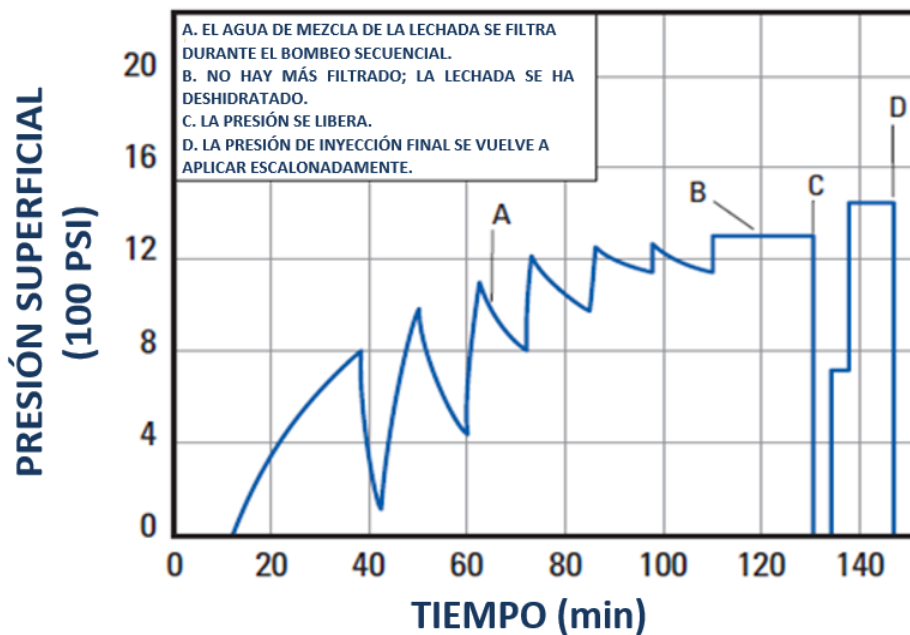
Durante un trabajo de cementación remedial, la velocidad a la que el filtrado de cemento se filtra en la formación es menor que la velocidad mínima de bombeo de la mayoría de los equipos de campos; por lo tanto, mantener una presión diferencial constante es casi imposible, especialmente cuando se intenta no exceder la presión de fractura de la formación.

Una solución a este problema es el método de bombeo de hesitación; este procedimiento implica la aplicación intermitente de presión mediante bombeo a una velocidad de  $\frac{1}{4}$  a  $\frac{1}{2}$  bbl /min, separada por un intervalo de 10 a 20 minutos para la caída de presión causado por la pérdida de filtrado a la

formación. La fuga inicial es normalmente rápida porque no hay filtración, a medida que la torta se acumula y la presión aplicada aumenta, los periodos de filtración se vuelven más largos y las diferencias entre las presiones iniciales y finales se vuelven más pequeñas; al final del trabajo, la caída de presión se vuelve insignificante (figura 43). Los volúmenes de lodo necesarios para esta técnica suelen ser mucho menores que los requeridos para una cementación remedial.

Una formación poco consolidada requiere un periodo largo de hesitación para comenzar a generar presión de compresión; un primer periodo de hesitación de 30 minutos o más no es irracional, un periodo inicial de hesitación mucho más corto (posiblemente 5 min) es normalmente suficiente para formaciones estrechas (Grant & White, 1987). En lugar de prescribir tiempos de bombeo, el mejor método es continuar bombeando mientras la presión forzada continúe creciendo.

**ILUSTRACIÓN 43** Comportamiento de la presión, Forzamiento intermitente.



**FUENTE 43** Well Cementing, 2ed, Schlumberger 2006.

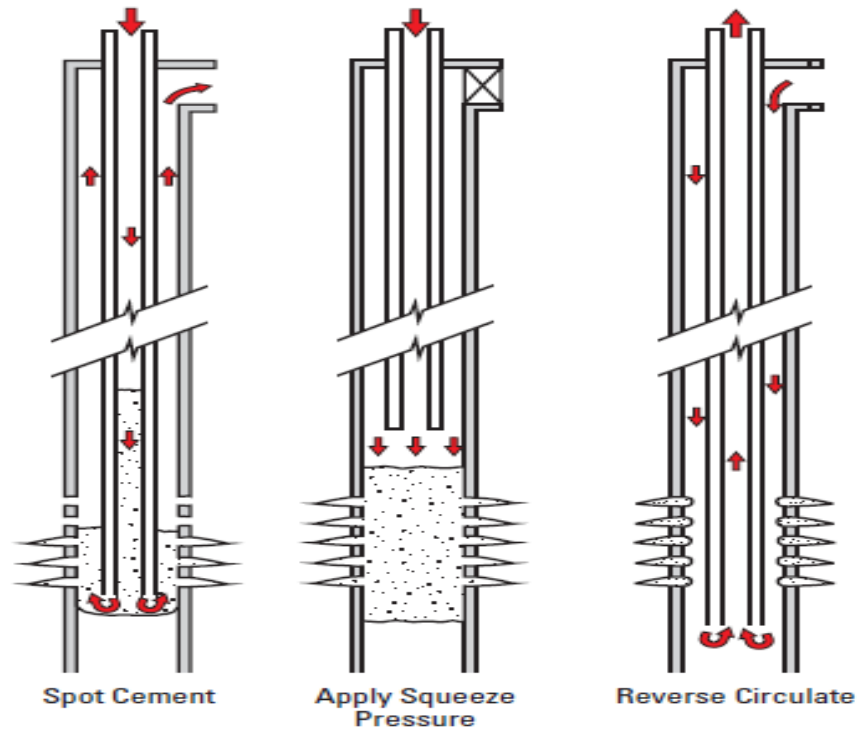
### Técnica de aplicación cabeza del revestimiento sin empaque

La técnica de compresión sin empaque (Bradenhead), ilustrada en la (figura 44), es una técnica de compresión a baja presión practicada cuando no haya dudas con respecto a la capacidad del casing para resistir la presión a compresión; no se requieren herramientas especiales, aunque pueden requerirse un tapón de puente para aislar el fondo del pozo.

La tubería de extremo abierto se extiende hasta el fondo de la zona que se va a cementar; los controles de seguridad de las (BOP) se cierran sobre el tubo y se realizan un a prueba de inyección, la lechada de cemento se observa posteriormente delante de las perforaciones; una vez que el cemento está en su lugar, el tubign se saca a un punto por encima de la parte superior del cemento, los BOP se cierran y se aplica presión a través del tubo; esta técnica de aplicación es popular debido a su simplicidad.



#### ILUSTRACIÓN 44 Técnica de compresión de cabeza de revestimiento.



FUENTE 44 Suman y Ellis, 1977.

#### Técnica de aplicación de la herramienta de cementación remedial

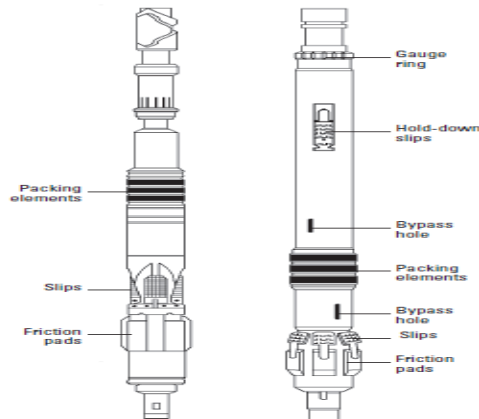
Esta técnica se puede dividir en dos partes: el método del packer a compresión recuperable y el método de retención del cemento perforable; el objetivo principal del uso de herramientas de compresión es aislar el casing y la cabeza de pozo mientras se aplica alta presión en el fondo del pozo.

- **Método de empaque recuperable a presión**

Los empaques recuperables con diferentes características de diseño están disponibles (Savage & Fowler, October 24-26, 1994.), los empaques de compresión o de ajustes de tensión se utilizan en la cementación forzada; como se muestra en la figura 45, tiene una válvula de derivación para permitir la circulación de fluidos mientras se ejecuta el orificio y después de que se establece el empaque. Esta característica permite la limpieza de la herramienta después del trabajo de cementación y la reversión del exceso de lodo sin una presión excesiva; la válvula de derivación también evita un pistón o un efecto de frotamiento al entrar o salir del orificio.

La principal ventaja del retenedor recuperable sobre el retenedor perforable es su capacidad para establecerse y soltarse muchas veces, lo que permite una mayor flexibilidad.

## ILUSTRACIÓN 45 Bridge plug y retenedor de cemento.

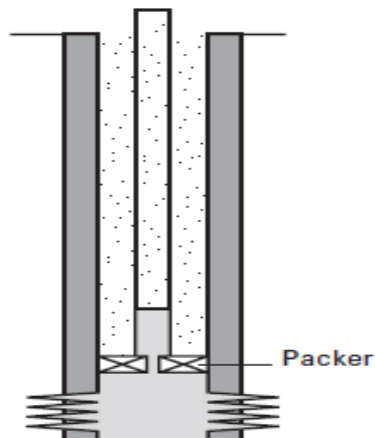


FUENTE 45 Well Cementing, 2ed Schlumberger, 2006.

- **Retenedor de Cemento Perforable**

Los retenedores de cemento son empaques perforables que tienen una válvula operada por un agujón en el extremo de la cuerda de trabajo (figura 46), los retenedores de cemento se utilizan para evitar el reflujos cuando no se espera la deshidratación del cemento o cuando una presión diferencial negativa alta puede alterar la torta de cemento. En ciertas situaciones, usar un empaque es arriesgado debido a la comunicación potencial con las perforaciones superiores; cuando se cementan zonas múltiples, el retenedor de cemento se aísla las perforaciones inferiores y se pueden realizar la compresión de la zona subsiguiente sin esperar a que se establezca la lechada.

## ILUSTRACIÓN 46 Squeeze con retenedor de cemento.



FUENTE 46 Well Cementing, 2ed Schlumberger, 2006.

Un empaque perforable le da al operador más confianza al colocar el retenedor más cerca de las perforaciones o perforados; otra ventaja es que un volumen menor de fluido debajo del empaque se desplaza a través de las perforaciones por delante de la lechada del cemento.

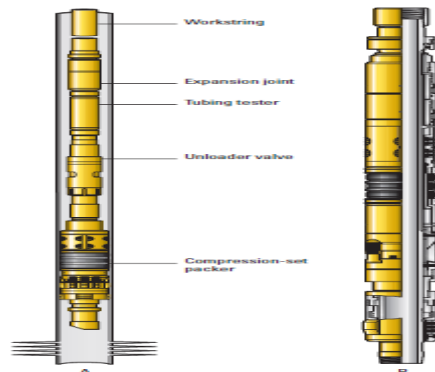
### 3.2 HERRAMIENTAS UTILIZADAS DURANTE LA CEMENTACION REMEDIAL

#### Herramientas perforables y recuperables

Por lo general, aíslan las áreas del casing donde se va a hacer el trabajo de cementación remedial; algunas de estas herramientas están disponibles en diseños recuperables o perforables, cada uno adecuado para un conjunto particular de condiciones de pozo; los detalles de la operación o limitaciones de una herramienta específica deben obtenerse de la compañía de servicio o del fabricante.

Los empaques de compresión se utilizan principalmente para aislar la parte superior del casing para mejorar la colocación de la lechada durante la cementación remedial; están disponibles en tipos perforables o recuperables y difieren considerablemente en diseño y operación. Los empaques comprimibles recuperables se pueden configurar y soltar repetidamente; son más útiles operaciones de ajustes múltiples, como pruebas selectivas y cementación de múltiples etapas; los empaques de compresión se utilizan en tubos y están disponibles en diferentes conjuntos de compresión como se observa en la siguiente (figura 57, A-B), o en diseños de tensión (figura 58, A-B).

**ILUSTRACIÓN 47** Empaques de servicio de conjuntos de compresión



**FUENTE 57** Dibujo de Baker Oil Tools

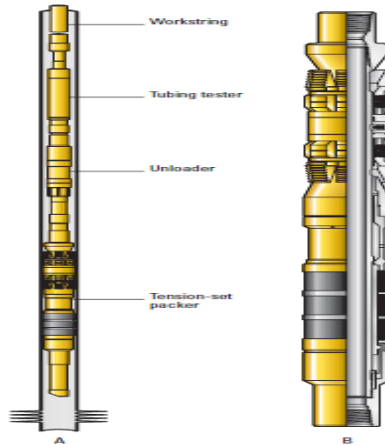
Los empaques de conjunto de compresión suelen ser más versátiles y, por lo tanto, son preferibles siempre que haya suficiente altura de tubería disponible; en general, 10,000 a 20,000 lbf (44.5 a 89 .0 N) es la fuerza necesaria para empaquetar los empaques de compresión y tensión. La mayoría de los empaques de compresión se configuran levantando la herramienta ligeramente, girando hacia la derecha de un cuarto de vuelta y aplicar la fuerza necesaria para enganchar hacia la pared del casing.

Los empaques de tensión generalmente se fijan a profundidades inferiores a 4000 pies (1219 m) y se fijan haciendo pasar el empacador 20 pies (6 m) más allá de la profundidad de ajuste y luego volviendo a levantar hasta la profundidad de ajuste, esto evita el pandeo causado por correr la tubería a compresión en el hoyo, para su configuración el operador se encarga de aplicar las libras necesarias para posicionar el empaque donde se desea realizar la operación, para desarmar el empaque de tensión el operador nuevamente aplica una fuerza para liberar y sacar del hoyo.

Los empaques recuperables generalmente incluyen muchas características de diseño para mejorar el rendimiento y la versatilidad; la mayoría de los empaques a compresión usan agarres hidráulicos

de sujeción para resistir las fuerzas ascendentes generadas por las presiones de tratamiento debajo del empaque, algunos empaques proporcionan una válvula de derivación que se puede abrir o cerrar en la posición establecida, esta característica proporciona una mayor precisión para la colocación de la lechada al permitir la circulación sin desarmar el empaque.

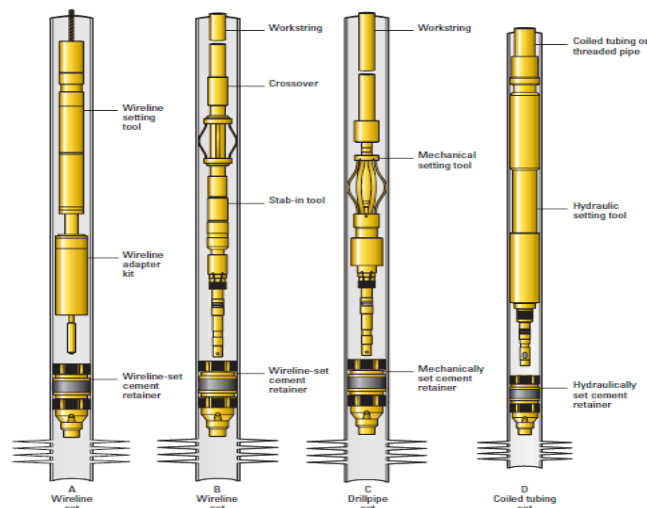
**ILUSTRACIÓN 48** Empaquetadores de servicio con ajuste de tensión (Dibujos cortesía de Baker oil Tools)



**FUENTE 58** Dibujo de Baker Oil Tools.

Los empaques de compresión perforables, o mejor retenedores de cemento (figura 59), pueden colocarse con cables o tuberías. Por lo general, están hechos de hierro fundido y se hacen compactos para minimizar el tiempo de perforación; se proporciona una camisa deslizante o válvula de asiento para controlar la lechada y preservar las condiciones de compresión final. Retenedores de cemento se utilizan a menudo en lugar de empaque recuperables para evitar el reflujó de cemento cuando no se espera la deshidratación, así como para aislar el área tratada de presiones debido a la inversión de exceso de cemento en la tubería.

**ILUSTRACIÓN 49** Retenedores de cemento perforable (dibujos cortesía de Baker Oil Tools).

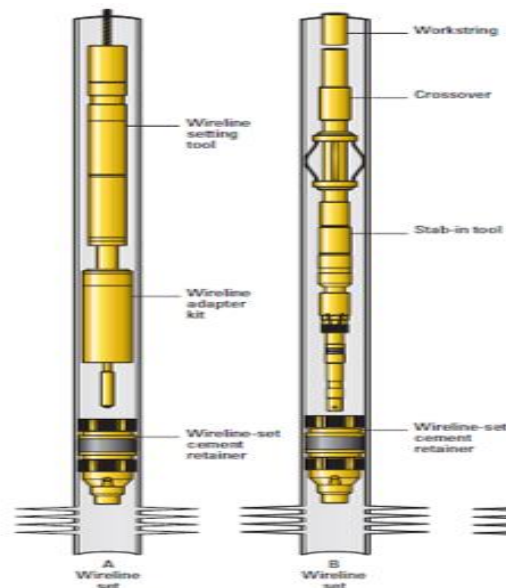


**FUENTE 59** Dibujo de Baker Oil Tools

Los retenedores de cemento se ajustan utilizando cualquiera de los siguientes métodos:

Cuando el control preciso de la profundidad es un problema, se instala un retenedor de cemento con fijador de cable (figura 60 A-B), con un adaptador para conectar el retenedor de cemento a la herramienta de ajuste de cable; el CR por sus siglas en inglés se baja a la posición correcta y se establece al encender eléctricamente una carga de combustión lenta en la herramienta de ajuste; cuando el CR está completamente empaquetado, la herramienta de ajuste se libera y se recupera con el cable. Para cementar a través del retenedor, se aplica un stinger en un tubo, tubería de perforación o tubería flexible y se inserta en el CR.

**ILUSTRACIÓN 50** Conjunto de cable (Wireline)-(CR)

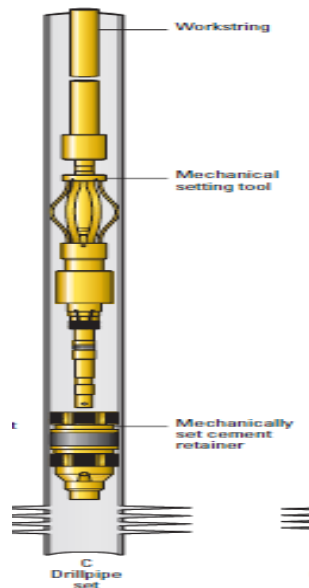


**FUENTE 60** Dibujo de Baker Oil Tools

El segundo método de configuración es en tubería de perforación o tubería roscada (figura 61-C), se usa tubería de perforación debido a la necesidad de rotar la tubería para colocar el CR.

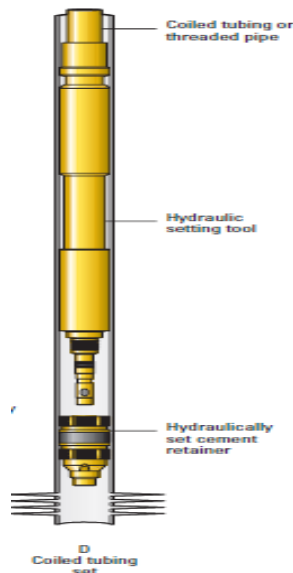
El tercer método de configuración es en tubería flexible (figura 62-D), el retenedor de cemento está conectado a una herramienta de ajuste de tubería, y se abre una válvula para permitir que la tubería se llene a medida que se baja el CR; la válvula se abre bajando tubería y se cierra subiendo tubería; los pistones hidráulicos empujan hacia afuera los resbalones o cuñas superiores, lo que permite que CR se ajuste tirando de la tubería flexible. Al girar la tubería hacia la derecha libera las cuñas superiores e inicia el empaquetamiento, cuando se alcanza la tensión de ajuste adecuada, la herramienta de ajuste se libera; la tensión de ajuste puede variar desde 18000 lbf (80 kN) para 4 ½ in, a 48000 lbf (214 kN) para 9 5/8 in.

### ILUSTRACIÓN 51 Conjunto Perforable-Tubería de Perforación (CR)



FUENTE 61 Dibujo de Baker Oil Tools

### ILUSTRACIÓN 52 Conjunto de Tubería Flexible (Coiled tubing)



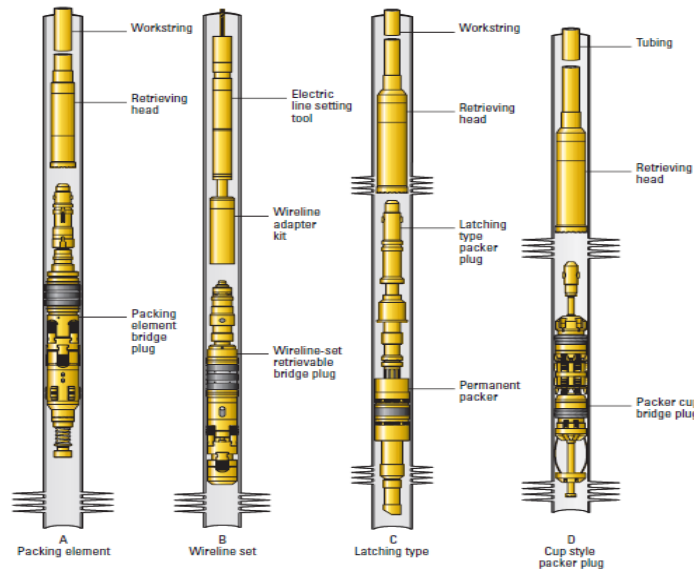
FUENTE 62 Dibujo de Baker Oil Tools

### Tapón de puente (Bridge Plugs) en hoyo revestido

Los tapones de puente o mejor conocido como Bridge Plugs (BP), se usan para aislar el casing debajo a la zona a tratar; cuando se configuran, los BP actúan como barreras sólidas para evitar el flujo y resistir la presión desde arriba o desde abajo; están disponibles en diseños perforables y recuperables para operaciones con cable o tubería, los BP recuperables a menudo se usan en

aplicaciones de múltiples zonas, ya que se pueden configurar y liberar con la frecuencia que sea necesaria.

### ILUSTRACIÓN 53 Tapones de puente recuperables (Bridge Plug)



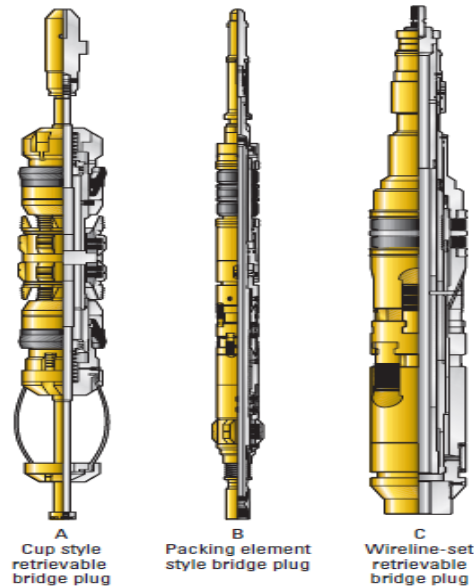
FUENTE 63 Dibujo de Baker Oil Tools

Los BP recuperables están disponibles en configuraciones de copa o empaque, los BP de copa (figura 63-D), se usan generalmente en aplicaciones superficiales de presión moderada, son más simples y más económicos; sin embargo, las copas están en contacto constante con el casing mientras se está utilizando el BP, lo que causa desgaste y aumenta los efectos de limpieza; los BP de copa se pueden configurar mediante tubería o cable y se utiliza lo mismo para su recuperación. Cuando se libera, los BP se ajustan automáticamente aplicando presión desde arriba o desde abajo, los BP de copa (figura 63-D), se pueden usar en conjunto con un empacador de tensión; los BP para aplicaciones de resistencia a altas presiones (figura 64-A, 64-B, 64-C), tienen diámetros externos más pequeños que permiten un funcionamiento más rápido y reducen los efectos de pistón.

Los BP recuperables se acoplan a la tubería mediante un manguito recuperador y se fijan típicamente girando hacia la derecha mientras se baja la tubería para aplicar la fuerza (generalmente al menos 10 000 lbf (44 kN)). Algunos modelos cuentan con un conjunto de rotación a la izquierda que no requiere peso adicional; estos pueden usarse en aplicaciones poco profundas o para permitir la remoción de equipos en superficie, se liberan de la tubería tirando ligeramente hacia arriba (1000 lbf (4kN) mientras gira hacia la izquierda (un cuarto de vuelta de la herramienta).

Los BP perforables se utilizan para crear un tapón temporal o permanentes para aplicaciones de compresión o de conexión (figuras 65-A, 65-B), a menudo se utilizan para sellar zonas no productivas o posos que se abandonan; están hechos de hierro fundido y están contruidos de manera muy similar a la retenedores de cemento, la diferencia básica es que los mandriles están enchufados y no contienen válvulas de retención; los BP perforables se pueden instalar con tubería roscada, con cable, tubería de perforación y tubería flexible.

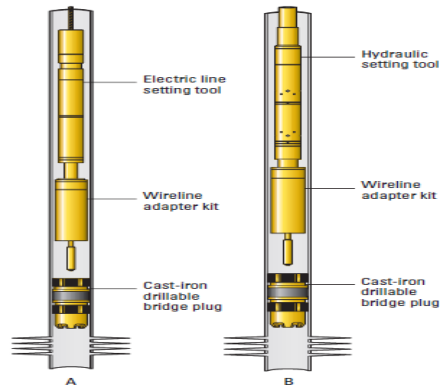
### ILUSTRACIÓN 54 Tapones de puente recuperable (BP)



FUENTE 64 Dibujo de Baker Oil Tools

Las herramientas y los procedimientos de configuración son los mismos que los utilizados para los retenedores de cemento; algunos BP perforables están diseñados para permitir que las presiones arriba y debajo del tapón se igualen antes de perforar a través de las cuñas superiores, esta característica es más importante cuando se esperan gases o altas presiones debajo de la herramienta.

### ILUSTRACIÓN 55 Tapones de Puente Perforables (BP)



FUENTE 65 Dibujos de Baker Oil Tools

### Probador y descargador de tubería

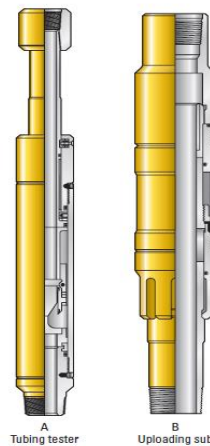
Los probadores de tubería (figura 66-A), son válvulas de fondo de pozo que se utilizan para verificar si hay fugas en el tubo, por lo general, se utilizan durante las operaciones de cementación forzada, debido a los posibles problemas que existen al bombear cemento bajo presiones diferenciales de moderadas a altas; una conexión con fugas puede permitir la deshidratación local del cemento, creando falsas indicaciones de compresión o taponando completamente la tubería.



Los probadores de tubería se colocan encima del empaque y se corren en la posición abierta para permitir el llenado de la lechada a los perforados; normalmente se cierran girando la tubería hacia la derecha y levantando, se vuelven a abrir simplemente bajando la tubería.

Los descargadores de tubería (figura 66-B), o las válvulas de derivación de los tubos se colocan en el cordón del tubo para proporcionar un paso alternativo para la circulación o para detectar fluidos, a menudo se utilizan con empaques que no están equipados con válvulas de derivación incorporadas y, por lo tanto, deben desarmarse para permitir la circulación; los descargadores de tubería se operan levantando o bajando el tubo, son adecuados para operaciones de compresión.

#### ILUSTRACIÓN 56 Probador y Descargador de Tubería



FUENTE 66 Dibujos de Baker Oil Tools

#### Servicio de cementación usando herramientas inflables

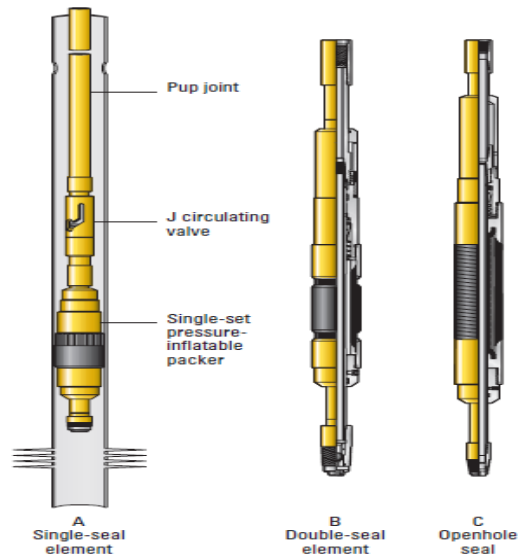
Las herramientas de servicio inflable se han utilizado en la industria de petróleo y el gas durante más de 50 años para realizar una variedad de reacondicionamientos correctivos, los empaques inflables, los BP y CR se utilizan en hoyo abierto, hoyo revestido, liner ranurados y empaque de grava, pero solo deben usarse cuando las herramientas convencionales no son adecuadas, los empaques inflables emplean un elemento de goma grande que se infla con un fluido para formar un sello en el casing o el hoyo abierto.

Las herramientas inflables son especialmente útiles en hoyo abiertos de tamaño incierto; su configuración puede emplearse en cualquier conjunto (es decir, en empaques recuperables y perforables tanto en BP como en CR); Lo que permite realizar las mismas operaciones que con el equipo convencional, estos empaques inflables pueden usarse en tubería roscada, tubería flexible, tubería de perforación y weriline.

#### Empaques de servicio inflables

Los empaques de compresión inflables (figura 67-A, 67-B Y 67-C), se usan principalmente para aislar la parte superior del casing y los perforados donde se va a tratar la zona; también se usan para mejorar la colocación de la lechada en cementación remedial; el empaque inflable es un dispositivo reusable que se puede utilizar en tubería de perforación, tubería roscada y tubería flexible.

## ILUSTRACIÓN 57 Empaques de Servicio Inflable



FUENTE 67 Dibujos de Baker Oil Tools

### Válvula de circulación

La válvula de circulación fue diseñada para abrir y cerrar el tubo inmediatamente arriba de un empaque inflable y para permitir la inversión, equalización y circulación de cemento u otros fluidos, este dispositivo es similar a los descargadores discutidos anteriormente; la válvula de circulación es un simple terminal y un mecanismo de ranura en J con una secuencia de apertura a la izquierda; los pasadores de corte previenen la apertura prematura mientras se ejecuta en el hoyo (figura 68).

## ILUSTRACIÓN 58 Válvula de Circulación



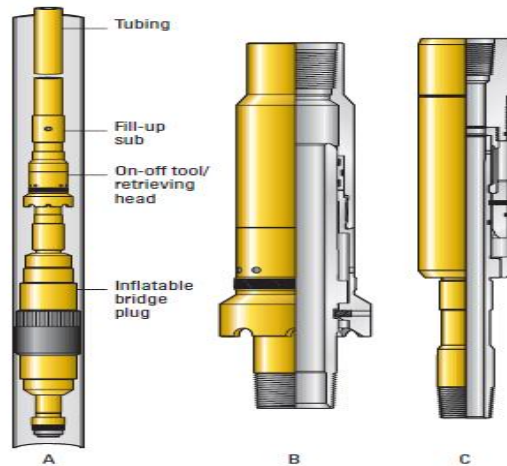
FUENTE 68 Dibujo de Baker Oil Tools

### Bridge plugs inflable

Los BP inflables se usan principalmente para establecer el aislamiento entre zonas; se pueden correr en tuberías de perforación, tubería roscada, tubería flexible y cable; debido a su alta capacidad de expansión puede pasar por las restricciones del pozo y establecer un ID más grande. Los BP (figura 69-A), se utiliza con un conector de encendido y apagado (figura 69-B), esto permite que el operador active y desactive mecánicamente el BP inflable con la herramienta de desplazamiento

de liberación hidráulica (HRRT) (figura 69.C), El HRRT se usa para aislar una zona inferior o para el abandono de zonas; este dispositivo puede ser corrido mediante tubería de flexible, roscada, de perforación y cable; una desconexión hidráulica es ideal para usar con la herramienta de ajuste de cable (figura 69) o con una tubería flexible si la rotación es un problema.

**ILUSTRACIÓN 59** Tapones de Puente (BP) y sus Conectores on-of

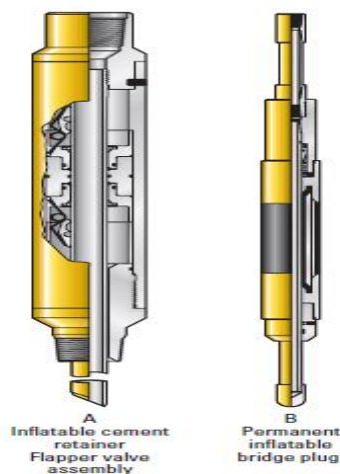


**FUENTE 69** Dibujos de Baker Oil Tools

**Retenedor de cemento inflable**

La combinación de un conjunto de válvula de aleta (figura 70.A), con un BP inflable permanente (figura 70-B), crea un retenedor de cemento CR; las CR se usan generalmente para exprimir los canales de producción o gas no deseados entre el hoyo abierto y el casing; un CR de cemento inflable permite que el cemento se bombee a los canales; una vez que el cemento está en su lugar, la presión hidrostática se alivia al sacar el retenedor, una vez fuera del retenedor, la válvula se cierra y no permite más forzamiento.

**ILUSTRACIÓN 60** Retenedor de Cemento Inflable



**FUENTE 70** Dibujo de Baker Oil Tools

## 4. PROCEDIMIENTO Y PRESIONES OPERACIONALES

### 4.1 PROCEDIMIENTO DE LA CEMENTACION FORZADA

#### Información suministrada para el diseño de la cementación

- Nombre del pozo y como se encuentra revestida, tipo de casing, grado y profundidad(zapato)
- La temperatura estática (BHST) usada para correr las pruebas de laboratorio.
- Gradiente de fractura de 0.7 psi/ft. (Confirmar Valor en Campo)
- Perfil direccional final del pozo.
- Estado mecánico del pozo.
- Tubería de trabajo.
- Intervalos a aislar.
- Fluido de Pozo.

#### Parámetros de diseño y sistemas de fluidos propuestos

Proposición de Lechada: Nombre de la lechada con su respectiva densidad y porcentaje de cemento, Además de las recomendaciones a usar con dicho cemento.

Las propiedades requeridas de la lechada son:

- Tiempo de bombeabilidad.
- Control de filtrado.
- Reología a asegurar jerarquía reológica con el fluido de completamiento del pozo.
- Resistencia a la compresión.
- Agua libre.

**Preflujo:** Proposición de las sustancias con el fin de evitar contaminación de la lechada.

**Desplazamiento:** Descripción y recomendaciones (tales como cálculos) de cómo será el desplazamiento de la lechada.

**Soporte:** Se describirán los soportes a usar.

**Prueba de inyección:** Se propone en que momentos se debe hacer la prueba de inyección para verificar los intervalos y respectivos volúmenes.

#### Intervalos del pozo

##### Tipo de casing

- Diámetro externo
- Diámetro interno
- Peso lineal
- Grado

##### Intervalo o etapa

- Intervalo a aislar
- Profundidad de los taponos.

##### Tipo de tubería

- Diámetro externo
- Diámetro interno

- Peso lineal
- Grado

### **Estado mecánico**

Respectiva grafica representando los intervalos a aislar junto con la información del Casing, profundidad de la zapata.

### **Cálculos de volúmenes**

#### **Volumen de lechada**

Volumen de cemento

Volumen entre BP – Volumen CR ID

+Volumen en tubería

+Volumen par forzamiento

---

Subtotal

#### **Volumen de desplazamiento**

Volumen del Drill Pipe

-Subdesplazamiento

---

Subtotal

#### **Presión máxima en superficie (prueba de inyección)**

- Profundidad perforado superior.
- Gradiente de fractura.
- Presión de fractura.
- Presión hidrostática.
- Máxima presión en superficie durante prueba inyección.
- Máxima presión en superficie durante la prueba de inyectividad a la cual no deberá exceder.

#### **Presión maxima en superficie (forzamiento)**

- Altura de cemento dentro.
- Altura de agua.
- Presión hidrostática cemento dentro.
- Presión hidrostática agua.
- Máxima presión en superficie durante forzamiento.

#### **Presión máxima por colapso**

- Resistencia al colapso.
- Presión hidrostática csg-drill pipe.
- Total, resistencia al colapso.
- Presión hidrostática tubing con cemento.
- Presión máxima por colapso.

#### **Cálculos para fijar Choke Manifold y controlar caída libre del cemento (En caso de Baja admisión)**

- Altura 1 bbl.
- Presión diferencial 1 bbl.

- Conclusiones y comentarios sobre los cálculos.

## Procedimientos de trabajo

### Nombre de la etapa

1. Correr y sentar el Bridge Plug a la profundidad indicada.
2. Correr y sentar el Cement Retainer a la profundidad indicada.
3. Bajar la sarta.
4. Ubicar la punta de tubería.
5. Realizar la reunión pre-operacional y de HSEQ.
6. Probar líneas.
7. Bajar, tocar el CR y marcar la tubería.
8. Levantar tubería X pies, bajar bombeando a X bpm, determinar el punto neutro y probar el tubing con X PSI, marcar tubería.
9. Liberar presión hasta X PSI y realizar Sting in para abrir la válvula del CR con X Klb de peso, marcar tubería.
10. Realizar prueba de inyección a diferentes caudales de bombeo: (caudales de bombeo) bpm y se registra la presión de admisión en cada etapa. No superar la presión máxima en superficie X psi.
11. Redefinir el volumen de cemento a bombear de acuerdo a la prueba de inyectividad.
12. **En caso de baja admisión:** Realizar Sting Out y alinear el pozo a través del choke Manifold.
13. Una vez definido el volumen de cemento de acuerdo a la prueba de inyectividad, realizar la calibración del Choke Manifold en superficie aplicando X psi/bbl cemento que se vaya a bombear.
14. Bombear X bbl de prefluido.[Caso: Baja Admision]
15. Mezclar y bombear la cantidad determinada de lechada de X ppg @ X bpm con Stinger desconectado.
16. Realizar el desplazamiento con (fluido seleccionado) @ X bpm dejando la lechada de cemento a 1bbl de la punta de la tubería (bajar el caudal final) con stinger desconectado.  
[caso de baja Admision]  
Notas: El choke siempre debe ejercer una contrapresión para controlar la caída libre.
17. Conectar el stinger en el CR y aplicar X Klb de peso.
18. Iniciar inyección cíclica hasta alcanzar una presión final de cierre satisfactoria o completar los X bbl de desplazamiento dejando 1 bbl de lechada en el DP, para ello se usará el método de X.
19. **En caso de alta admisión:** Con el stinger conectado y X Klb de peso, iniciar el bombeo de acuerdo al siguiente programa:

**Tabla 5 Programa de Bombeo**

	<b>Etapa</b>	<b>Vol (bbl)</b>	<b>Descripción del Fluido</b>	<b>Caudal (bpm)</b>	<b>Tiempo Etapa hh:mm</b>	<b>Tiempo Total hh:mm</b>
1	Lavador					
2	Lechada principal					
3	Forzamiento					
5	Sting Out					
6	Circular					
<b>Tiempo Total el Trabajo (HH:MM)</b>						
<b>Tiempo de Bombeabilidad de la Lechada SqueezeCem (HH:MM)</b>						
<b>Tiempo de Seguridad (HH:MM)</b>						

20. Realizar inyección cíclica hasta alcanzar una presión final de cierre satisfactoria o completar los X bbl de desplazamiento dejando 1 bbl de lechada en el DP, para ello se usará el método X. Realizar forzamiento en mínima (X bpm) monitoreando la presión de forzamiento de forma constante.
21. Dejar en tubería 1.0 bbl de cemento, realizar Sting out dejando la última presión de desplazamiento por debajo del retenedor, levantar X pies y circular en reversa mínimo dos veces la capacidad de la tubería de trabajo.
22. Sacar el Drill Pipe a superficie.
23. WOC hasta que la lechada alcance 500 psi de esfuerzo a la compresión, según resultado de UCA emitido por el laboratorio.

## **Ejemplo**

### **1. Información suministrada por la compañía para el diseño de la cementación**

La sección de producción del pozo LA CIRA 2600 se encuentra revestida con un casing de 7" 26 lb/ft grado N-80 hasta 4071.8 ft (Zapato).

El diseño de la cementación fue realizado con la siguiente información suministrada por departamento de operaciones de Occidental Colombia:

- La temperatura estática (BHST) usada para correr las pruebas de laboratorio fue calculada usando el gradiente de temperatura del área: 1.0 °F/100ft.
- Gradiente de fractura de 0.7 psi/ft. (Confirmar Valor en Campo)
- Perfil direccional final del pozo.
- Estado mecánico del pozo.
- Tubería de trabajo: Drill Pipe 2 7/8", 10.4 #/ft, ID:1.975" (medido en campo), OD Upset 3.594"
- Intervalos a aislar entre (3423 – 3468 ft MD) & (3652 – 3743 ft MD).
- Fluido de Pozo: Agua 8.33 ppg.

Se realizará el aislamiento en dos etapas de los perforados entre (3423 – 3468 ft MD) & (3652 – 3743 ft MD). La primera etapa usando un Bridge Plug a 3763 ft y un Cement Retainer a 3632 ft mediante una cementación forzada. Y la segunda etapa usando un Bridge Plug a 3478 ft y un Cement Retainer a 3413 ft mediante una cementación forzada.

## 2. Parámetros de diseño y Sistemas de fluidos propuestos

Una vez la tubería en fondo se realizará el “Sting In” en el Cement Retainer para hacer la prueba de Inyectividad, una vez sea probada la admisión y las condiciones óptimas de trabajo, teniendo en cuenta el gradiente de fractura de 0.9 psi/ft estimado para la formación, se definirá el volumen y se iniciará con la mezcla de la lechada de cemento.

Para el bombeo de los fluidos de cementación (Lavador + Lechada de Cemento) se tendrá la tubería adentro para el caso de alta admisión o afuera en caso de baja admisión, y para este caso, cuando se tenga la lechada a 1 bbl de la punta de la sarta se procederá a hacer el “Sting In” de la tubería en el Cement Retainer y se desplazará hasta dejar 1 bbl de lechada de cemento dentro de la sarta de trabajo y evitar así lavar los perforados.

**Lechada:** Se propone el uso de una lechada **SqueezeCem™** de 15.8 ppg diseñada con 80% de cemento convencional y 20% de cemento microfino, controlador de filtrado y retardador suficiente para realizar el trabajo de manera segura.

Las propiedades requeridas de la lechada son:

- Tiempo de Bombeabilidad = 4:00 – 4:30 hr
- Control de filtrado = <50 cc/30min
- Reología Asegurar jerarquía reológica con el fluido con el fluido de  
-Resistencia a la compresión > 2000 psi en 24 horas

### ILUSTRACIÓN 61 Especificaciones Lechada Squeeze Cem

#### Lechada SqueezeCem™

Lechada que ha sido diseñada específicamente para ser forzada, usando presión hidráulica, hacia perforados, fractura o cavidades.

#### FineCem-Cement™:

##### Fugas en Casing:

- Capacidad de penetración en pequeñas fugas sin necesidad de tratamiento de ácido previo

##### Gravel Packs:

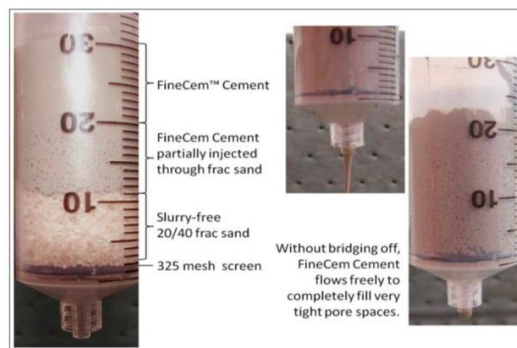
- Penetración total sin presencia de puente

##### SlimHole:

- Excelente propiedades de bombeo  
- Desarrollo compresivo temprano

##### Water Control:

- Detiene la producción de agua no deseada  
- El sistema se mantiene activo y homogéneo bajo presencia del agua



FUENTE 71 Halliburton

-Agua libre = 0%

**Preflujos:** Se propone utilizar 10 bbl de MudFlush III para cada etapa, con el objetivo de separar y evitar la contaminación de la lechada con los fluidos presentes en el pozo.



## MudFlush™

El sistema MudFlush™ es un fluido base agua que contiene una solución de solventes y surfactantes los cuales ayudan a remover químicamente el fluido de perforación y dejar las paredes del hueco y de la tubería mojadas por agua, además de que actúa como dispersante de partículas arcillosas. Estas propiedades ayudan a asegurar la compatibilidad con los fluidos de perforación y cemento.

**Desplazamiento:** El desplazamiento será realizado con las bombas de la unidad de cementación para asegurar un estricto control físico, se propone desplazar con agua para poder realizar la operación de manera exitosa evitando contaminación de la lechada con el fluido de pozo y conociendo la posición cemento a medida que se desplaza.

Se recomienda calcular la capacidad de la tubería de trabajo incluyendo Tool Joint de la tubería para no sobre desplazar el cemento. Adicionalmente es recomendable sub desplazar 1 bbl de lechada para evitar lavar los perforados.

**Soporte:** se tendrá un Bridge Plug y un Cement Retainer, donde posteriormente se conectará con un stinger para realizar el forzamiento del cemento.

**Prueba de Inyección:** Con la tubería posicionada y posterior a la realización del sting in, se debe realizar una prueba de inyección en cada etapa para verificar la admisión de los intervalos a ser aislados, y así determinar el volumen requerido de lechada para ejecutar el aislamiento.

### 3. Buenas prácticas y recomendaciones de cementación

El fluido del pozo debe tener el mismo peso de entrada y de salida. Acondicionar las propiedades del fluido presente en el pozo adecuadamente.

Si durante la circulación del pozo previo al trabajo hay presencia de gas o cualquier tipo de influjo, se debe tener el pozo completamente controlado a la hora de realizar el trabajo de cementación, para evitar que al ubicar el cemento haya alguna migración de fluidos (gas y/o líquido) y corte el cemento causando contaminación, imposibilitando el fragüe del mismo.

Realizar desplazamiento con la unidad de cementación y utilizar todas las precauciones necesarias en la medida del mismo.

Se recomienda circular por lo menos 2 veces la capacidad de la tubería de trabajo después de desconectar el stinger al finalizar la cementación.

Se recomienda realizar drill out cuando las lechadas alcancen por lo menos 2000 psi de esfuerzo a la compresión, con parámetros controlados para minimizar la afectación del cemento en el espacio anular debido a las vibraciones del casing que se generan durante esta limpieza del cemento.

### 4. Intervalos del Pozo

#### Casing Superficie de 9 5/8"

Diámetro Externo

Diámetro Interno

Peso Lineal

Grado

#### Casing 7"

Diámetro Externo

Diámetro Interno

#### Superficie – 350 ft (MD)

9.625 in

8.921 in

36 lbm/ft

K-55

#### Superficie – 4071ft (MD)

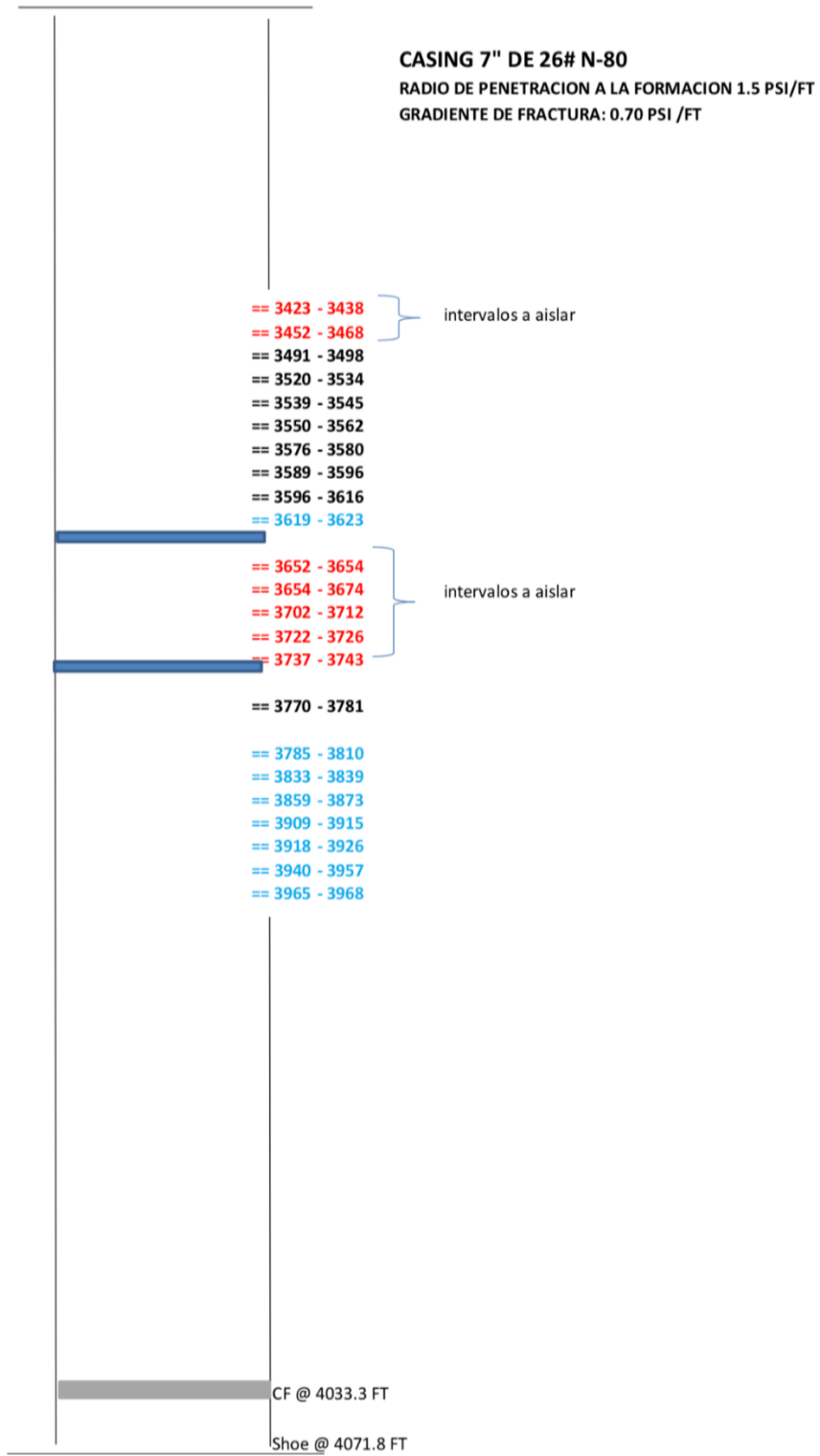
7 in

6.276 in

Peso Lineal	26 lbm/ft
Grado del Casing	N-80
Presión por Colapso	5410 psi
<b>Etapa 1:</b>	
<b>Intervalos a Aislar</b>	(3652 – 3743 ft MD)
<b>Cement Retainer (CR)</b>	3632 ft MD
<b>Bridge Plug (BP)</b>	3762 ft MD
<b>Etapa 2:</b>	
<b>Intervalos a aislar</b>	(3423 – 3468 ft MD)
<b>Cement Retainer (CR)</b>	3403 ft MD
<b>Bridge Plug (BP)</b>	3478 ft MD
<b>TUBERÍA DE TRABAJO</b>	
<b>Tubing 2 7/8"</b>	<b>0 – 3830 (MD)</b>
Diámetro Externo	2.875 in
Diámetro Interno	1.975 in (Confirmado en campo)
Peso Lineal	10.4 lbm/ft
OD upset	3.594 in
<b>Nota.</b>	Una vez en locación debe ser verificada la tubería de trabajo.

## 5. Estado Mecánico

## ILUSTRACIÓN 62 Ejemplo Estado Mecánico



FUENTE 72 Ejemplo

## 6. Cálculos de volúmenes

### ETAPA 1: HESITATION SQUEEZE (3652 FT – 3743 FT)

#### Volumen de lechada SqueezeCem™ de 15.8 ppg

Los cálculos de volumen se realizaron considerando el diámetro interno del revestimiento de 7" 26 lb/ft, 6.276". Tener en cuenta que los volúmenes serán recalculados una vez se realice la prueba de inyectividad.

Volumen de cemento

Volúmen entre BP – CR ID:6.276" (3652 – 3743 ft) 91 ft, Cap 0.03826 bbl/ft 3.5 bbl

Volumen en Tubería 1.0 bbl

Volumen para forzamiento 3.50 bbl

Sub total 8.00 bbl

**Volúmen Total (50 sx de Cemento Clase G) 8.00 bbl**

#### Volumen de desplazamiento

Volúmen Drill Pipe 2.875" (1.975") (3632 ft \* 0.003789 bbl/ft) 13.76 bbl

Subdesplazamiento 1.0 bbl

**Volumen de Desplazamiento 12.70 bbl**

En caso de baja admisión se bombearán los fluidos con la sarta desconectada hasta tener la lechada a 1 bbl de la punta, luego de conectar el stinger se continuará desplazando y forzando hasta completar los volúmenes indicados. En caso de buena admisión se bombearán los fluidos con la sarta conectada, según el volumen de desplazamiento indicado, dejando 1.0 bbl de lechada en el DP.

#### Presión Máxima en Superficie (Prueba de Inyección)

Profundidad perforado superior = 3652 ft MD (3618 ft TVD)

Gradiente de Fractura = 0.7 psi/ft

Presión de Fractura a 3618 ft TVD = 3618 ft \* 0.7 psi/ft = 2532 psi

Presión Hidrostática agua = 3618 ft \* 8.3 ppg \* 0.05195 = 1566 psi

Máxima presión en superficie durante prueba inyección = 2532 psi – 1566 psi = 966 psi

Máxima presión en superficie durante la prueba de inyectividad no deberá exceder 800 psi para evitar inducir a fractura (Gradiente 0.7 psi/Ft).

#### Presión Máxima en Superficie (Forzamiento)

Altura de cemento dentro DP = 8 bbl / 0.003789 bbl/ft = 2112 ft MD (2055 ft TVD)

Altura de agua = 3632 ft – 2055 ft = 1577 ft

Presión Hidrostática cemento dentro DP = 2055 ft \* 15.8 ppg \* 0.05195 = 1687 psi

Presión Hidrostática agua = 1577 ft \* 8.33 ppg \* 0.05195 = 683 psi

Máxima presión en superficie durante forzamiento = 2532 psi – (1687 + 683) psi = 162 psi

#### Presión Máxima por Colapso

Resistencia al Colapso: 5410 psi \* 0.75 = 4058 psi.

Presión hidrostática csg-drill pipe: 3618 ft \* 8.33 ppg \* 0.05195 = 1566 psi.

Total Resistencia al Colapso: 4058 psi + 1566 psi = 5624 psi.

Presión Hidrostática Tubing con Cemento: 2970 psi.

Presión Máxima por colapso: 5624 psi – 2970 psi = 2654 psi.

**Cálculos para Fijar Choke Manifold y Controlar Caída libre del cemento** (En caso de Baja Admisión)

Altura 1 bbl: 1 bbl / 0.003789 bbl/ft = 264 ft

Presión diferencial 1 bbl: (15.8 ppg – 8.33 ppg) \* 0.05195 \* 264 ft = 102 psi

Es decir, por cada barril de cemento bombeado se deben colocar 102 psi de presión en el Choke manifold para contrarrestar la caída libre del cemento, esto en caso de que se realice el bombeo de fluidos en posición Sting Out (Baja admisión determinada en la prueba de Inyectividad).

Los volúmenes, caudal y presión de trabajo serán ajustados después de la prueba de Inyectividad y la viabilidad del trabajo depende de esta.

**ETAPA 2: HESITATION SQUEEZE (3423 – 3468 ft MD)**

**Volumen de lechada SqueezeCem™ de 15.8 ppg**

Los cálculos de volumen se realizaron considerando el diámetro interno del revestimiento de 7” 26 lb/ft, 6.276”. Tener en cuenta que los volúmenes serán recalculados una vez se realice la prueba de inyectividad.

Volumen de cemento

Volúmen entre BP–CR ID:6.276”(3403 – 3478 ft)75 ft,Cap 0.03826 bbl/ft 2.9 bbl

Volumen en Tubería 1.0 bbl

Volumen para forzamiento 3.10 bbl

Sub total 8.00 bbl

**Volúmen Total (50 sx de Cemento Clase G)**

**Volumen de desplazamiento**

Volúmen Drill Pipe 2.875” (1.975”) (3403 ft \* 0.003789 bbl/ft) 12.90 bbl

Subdesplazamiento 1.0 bbl

**Volumen de Desplazamiento 11.90 bbl**

En caso de baja admisión se bombearán los fluidos con la sarta desconectada hasta tener la lechada a 1 bbl de la punta, luego de conectar el stinger se continuará desplazando y forzando hasta completar los volúmenes indicados. En caso de buena admisión se bombearán los fluidos con la sarta conectada, según el volumen de desplazamiento indicado, dejando 1.0 bbl de lechada en el DP.

**Presión Máxima en Superficie (Prueba de Inyección)**

Profundidad perforado superior = 3423 ft MD (3360 ft TVD)

Gradiente de Fractura = 0.7 psi/ft

Presión de Fractura a 3360 ft TVD = 3360 ft \* 0.7 psi/ft = 2352 psi

Presión Hidrostática agua = 3360 ft \* 8.3 ppg \* 0.05195 = 1449 psi

Máxima presión en superficie durante prueba inyección = 2352 psi – 1449 psi = 903 psi

Máxima presión en superficie durante la prueba de inyectividad no deberá exceder 800 psi para evitar inducir a fractura (Gradiente 0.7 psi/Ft).

**Presión Máxima en Superficie (Forzamiento)**

Altura de cemento dentro DP =  $8 \text{ bbl} / 0.003789 \text{ bbl/ft} = 2112 \text{ ft MD (2055 ft TVD)}$

Altura de agua =  $3360 \text{ ft} - 2055 \text{ ft} = 1305 \text{ ft}$

Presión Hidrostática cemento dentro DP =  $2055 \text{ ft} * 15.8 \text{ ppg} * 0.05195 = 1687 \text{ psi}$

Presión Hidrostática agua =  $1305 \text{ ft} * 8.33 \text{ ppg} * 0.05195 = 565 \text{ psi}$

Máxima presión en superficie durante forzamiento =  $2532 \text{ psi} - (1687 + 565) \text{ psi} = 100 \text{ psi}$

### **Presión Máxima por Colapso**

Resistencia al Colapso:  $5410 \text{ psi} * 0.75 = 4058 \text{ psi}$ .

Presión hidrostática csg-drill pipe:  $3360 \text{ ft} * 8.33 \text{ ppg} * 0.05195 = 1454 \text{ psi}$ .

Total Resistencia al Colapso:  $4058 \text{ psi} + 1454 \text{ psi} = 5512 \text{ psi}$ .

Presión Hidrostática Tubing con Cemento:  $2758 \text{ psi}$ .

Presión Máxima por colapso:  $5512 \text{ psi} - 2758 \text{ psi} = 2754 \text{ psi}$ .

### **Cálculos para Fijar Choke Manifold y Controlar Caída libre del cemento (En caso de Baja Admisión)**

Altura 1 bbl:  $1 \text{ bbl} / 0.003789 \text{ bbl/ft} = 264 \text{ ft}$

Presión diferencial 1 bbl:  $(15.8 \text{ ppg} - 8.33 \text{ ppg}) * 0.05195 * 264 \text{ ft} = 102 \text{ psi}$

Es decir, por cada barril de cemento bombeado se deben colocar 102 psi de presión en el Choke manifold para contrarrestar la caída libre del cemento, esto en caso de que se realice el bombeo de fluidos en posición Sting Out (Baja admisión determinada en la prueba de Inyectividad).

Los volúmenes, caudal y presión de trabajo serán ajustados después de la prueba de Inyectividad y la viabilidad del trabajo depende de esta.

## **7. Procedimiento de trabajo**

### **ETAPA 1: HESITATION SQUEEZE (3652 FT – 3743 FT MD)**

1. Correr y sentar Bridge Plug a 3762 pies
2. Correr y sentar Cement Retainer a 3632 ft
3. Bajar sarta de 2 7/8" con stinger.
4. Ubicar punta de tubería a 2 pies de CR y establecer circulación.
5. Realizar Reunión Pre Operacional y de HSEQ
6. Probar Líneas de 2" de Halliburton con 500/3000 psi.
7. Bajar y tocar CR y marcar tubería.
8. Levantar tubería 2 pies, bajar bombeando a 0.5 bpm, determinar punto Neutro y probar tubing con 1000 PSI y marcar tubería.
9. Liberar la Presión hasta 500 PSI y realizar Sting in para abrir la válvula del CR con 15 Klb de Peso, marcar tubería.
10. Realizar prueba de inyección a diferentes caudales de bombeo: 0.5, 1.0, 1.5, 2.0, 2.5, bpm registrando la presión de admisión en cada etapa. No superar la presión la máxima presión en superficie 800 psi.
11. Redefinir el volumen de cemento a bombear de acuerdo a la prueba de inyectividad.
12. En caso de Baja Admisión: Realizar Sting Out y alinear el pozo a través del Choke Manifold.
13. Una vez se definido el volumen de cemento de acuerdo a la prueba de inyectividad realizar la calibración del Choke Manifold en superficie aplicando 102 psi/bbl cemento que se vaya a bombear.
14. Bombear 10 bbl de Mud Flush @ 3 bpm con stinger desconectado. [Caso: Baja Admisión]

15. Mezclar y bombear la cantidad determinada de lechada de 15.8 ppg @ 3 bpm con stinger desconectado.

**[Caso: Baja Admisión]**

16. Realizar desplazamiento con agua @ 3 bpm dejando la lechada de cemento a 1 bbl de la punta de la

tubería (bajar caudal al final) con stinger desconectado. [Caso: Baja Admisión]

Nota 1: El choke siempre debe ejercer una contrapresión para controlar la caída libre.

17. Conectar stinger en el CR y aplicar 15 Klb de peso.

18. Iniciar inyección cíclica hasta alcanzar una presión final de cierre satisfactoria o completar los 12.7 bbl

19. En caso de Alta Admisión: Con el stinger conectado y 15 Klb de peso, iniciar el bombeo de acuerdo al siguiente programa:

**Tabla 6** Ejemplo Programa de Bombeo

	<b>Etapa</b>	<b>Vol (bbl)</b>	<b>Descripcion del Fluido</b>	<b>Caudal (bpm)</b>	<b>Tiempo Etapa hh:mm</b>	<b>Tiempo Total hh:mm</b>
1	Lavador	10	MudFlush III a 8.4 ppg	0.5	0:20	0:20
2	Lechada principal	8	SqueezeCem 15.8 ppg	0.5	0:16	0:36
3	Forzamiento	12.7	SqueezeCem 15.8 ppg	0.3	0:42	1:18
5	Sting Out		POOH 5 pies		0:05	1:23
6	Circular	50	Circular excesos de cemento fluido control	6	0:08	1:31
<b>Tiempo Total el Trabajo (HH:MM)</b>						<b>1:31</b>
<b>Tiempo de Bombeabilidad de la Lechada SqueezeCem (HH:MM)</b>						<b>4:40</b>
<b>Tiempo de Seguridad (HH:MM)</b>						<b>3:08</b>

20. Realizar inyección cíclica hasta alcanzar una presión final de cierre satisfactoria o completar los 12.7 bbl de desplazamiento dejando 1 bbl de lechada en el DP, para ello se usará el método de Hesitation squeeze. Realizar el forzamiento en mínima (0.5 bpm) monitoreando la presión de forzamiento de forma constante.

21. Dejar en tubería 1.0 bbl de Cemento, realizar sting out dejando la última presión de desplazamiento por debajo del retenedor. Levantar 5 pies y circular en reversa mínimo dos veces la capacidad de la tubería de trabajo.

22. Sacar Drill Pipe a superficie.

23. WOC hasta que la lechada alcance 500 psi de esfuerzo a la compresión, según resultado de UCA emitido por el laboratorio.

**ETAPA 2: HESITATION SQUEEZE (3423 – 3468 ft MD)**

24. Correr y sentar Bridge Plug a 3478 ft

25. Correr y sentar Cement Retainer a 3403 ft

26. Bajar sarta de 2 7/8” con stinger.

27. Ubicar punta de tubería a 2 pies de CR y establecer circulación.

28. Realizar Reunión Pre Operacional y de HSEQ
  29. Probar Líneas de 2" de Halliburton con 500/3000 psi.
  30. Bajar y tocar CR y marcar tubería.
  31. Levantar tubería 2 pies, bajar bombeando a 0.5 bpm, determinar punto Neutro y probar tubing con 1000 PSI y marcar tubería.
  32. Liberar la Presión hasta 500 PSI y realizar Sting in para abrir la válvula del CR con 15 Klb de Peso, marcar tubería.
  33. Realizar prueba de inyección a diferentes caudales de bombeo: 0.5, 1.0, 1.5, 2.0, 2.5, bpm registrando la presión de admisión en cada etapa. No superar la presión la máxima presión en superficie 800 psi.
  34. Redefinir el volumen de cemento a bombear de acuerdo a la prueba de inyectividad.
  35. En caso de Baja Admisión: Realizar Sting Out y alinear el pozo a través del Choke Manifold.
  36. Una vez se definido el volumen de cemento de acuerdo a la prueba de inyectividad realizar la calibración del Choke Manifold en superficie aplicando 102 psi/bbl cemento que se vaya a bombear.
  37. Bombear 10 bbl de Mud Flush @ 3 bpm con stinger desconectado. [Caso: Baja Admisión]
  38. Mezclar y bombear la cantidad determinada de lechada de 15.8 ppg @ 3 bpm con stinger desconectado.  
[Caso: Baja Admisión]
  39. Realizar desplazamiento con agua @ 3 bpm dejando la lechada de cemento a 1 bbl de la punta de la tubería (bajar caudal al final) con stinger desconectado.  
[Caso: Baja Admisión]
- Nota 1: El choke siempre debe ejercer una contrapresión para controlar la caída libre.
40. Conectar stinger en el CR y aplicar 15 Klb de peso.
  41. Iniciar inyección cíclica hasta alcanzar una presión final de cierre satisfactoria o completar los 11.9 de desplazamiento dejando 1 bbl de lechada en el DP, para ello se usará el método de Hesitation squeeze.
  42. En caso de Alta Admisión: Con el stinger conectado y 15 Klb de peso, iniciar el bombeo de acuerdo al siguiente programa:

**Tabla 7** Ejemplo Programa de Bombeo

		Vol (bbl)	Descripcion del Fluido	Caudal (bpm)	Tiempo Etapa hh:mm	Tiempo Total hh:mm
1	Lavador	10	MudFlush III a 8.4 ppg	0.5	0:20	0:20
2	Lechada principal	8	SqueezeCem 15.8 ppg	0.5	0:16	0:36
3	Forzamiento	11.9	SqueezeCem 15.8 ppg	0.3	0:39	1:15
5	Sting Out		POOH 5 pies		0:05	1:20
6	Circular	50	Circular excesos de cemento fluido control	6	0:08	1:29
<b>Tiempo Total el Trabajo (HH:MM)</b>						<b>1:29</b>
<b>Tiempo de Bombeabilidad de la Lechada SqueezeCem (HH:MM)</b>						<b>4:40</b>
<b>Tiempo de Seguridad (HH:MM)</b>						<b>3:11</b>



43. Realizar inyección cíclica hasta alcanzar una presión final de cierre satisfactoria o completar los 11.9 bbl de desplazamiento dejando 1 bbl de lechada en el DP, para ello se usará el método de Hesitation squeeze. Realizar el forzamiento en mínima (0.5 bpm) monitoreando la presión de forzamiento de forma constante.

44. Dejar en tubería 1.0 bbl de Cemento, realizar sting out dejando la última presión de desplazamiento por debajo del retenedor. Levantar 5 pies y circular en reversa mínimo dos veces la capacidad de la tubería de trabajo.

45. Sacar Drill Pipe a superficie.

WOC hasta que la lechada alcance 500 psi de esfuerzo a la compresión, según resultado de UCA emitido por el laboratorio.

## 4.2 PRESIONES OPERACIONALES DURANTE LA CEMENTECION FORZADA

### Presión máxima en superficie durante la prueba de inyección

Para esto, primero tendremos que hallar la presión de fractura que va ligada con el gradiente.

#### Presión de fractura

$$P_f = Pr_i * GF \quad \text{Ecuación 1)}$$

Donde:

$P_f$  = Presión de fractura (psi)

$Pr_i$  = Profundidad superior del intervalo (ft) (TVD)

$GF$  = Gradiente de Fractura (psi/ft)

Hay que tener en cuenta que la profundidad debe ser tomada con valores de TVD para que los cálculos sean correctos, además de que el valor de este gradiente se debe de haber confirmado en campo.

#### Presión hidrostática del agua

Ecuación 2)

$$Ph_a = Pr_i * \rho_a * C$$

Donde:

$Ph_a$  = Presión hidrostática del agua (psi)

$Pr_i$  = Profundidad superior del intervalo (ft) (TVD)

$\rho_a$  = Densidad del agua (ppg)

$C = 0.05195$

Donde C es una constante que tiene un valor de 0.05195, la cual se halla haciendo los respectivos cálculos de conversión.

Teniendo los respectivos valores de la presión hidrostática del agua ya podemos hallar la máxima presión en superficie durante la prueba de inyección.

### Máxima presión en superficie durante la prueba de inyección

$$MP_{si} = P_f - Ph_a \quad \text{Ecuación 3)}$$

Donde:

$MP_{si}$  = Maxima presión en superficie durante la prueba de inyección (psi)

$P_f$  = Presión de fractura (psi)

Es importante que teniendo el valor de la máxima presión durante la prueba lo multipliquemos con un factor de seguridad de 0.90.

### Presión máxima en superficie durante el forzamiento

Para poder hallar la presión máxima en superficie durante el forzamiento es necesario hallar la altura que toma el cemento cuando se encuentra dentro del Drill Pipe.

### Altura del cemento dentro del Drill Pipe

Ecuación 4)

$$A_{cdp} = \frac{v_c}{C_{dp}}$$

Donde:

$A_{cdp}$  = Altura del cemento dentro del Drill Pipe (ft)

$v_c$  = Volumen del cemento (bbl)

$C_{dp}$  = Capacidad del Drill Pipe (bbl/ft)

### Capacidad del drill pipe

donde la capacidad del Drill pipe se puede encontrar con la formula

$$C_{dp} = 0,001236858 \frac{\pi * \phi^2}{4} \quad \text{Ecuación 5)}$$

Donde:

$\phi$  = Diametro (in)

$L$  = Longitud (in)

Esta ecuación contiene una constante que sirve para la conversión completa de las unidades usadas. Habiendo ya hallado la capacidad de la tubería es posible hallar la altura que tendrá el agua

### Altura del agua dentro del Drill Pipe

$$A_{adp} = Pr_i - A_{cdp} \quad \text{Ecuación 6)}$$

Donde:

$A_{adp}$  = Altura del agua dentro del Drill Pipe

$Pr_i$  = Profundidad superior del intervalo (ft) (TVD)

$A_{cdp}$  = Altura del cemento dentro del Drill Pipe (ft)

Cabe recalcar que la profundidad en este caso será la profundidad donde fue asentado el Cement Retainer.

Para así poder proseguir con la presión hidrostática que ejerce la lechada dentro del Drill pipe

### Presión hidrostática del cemento dentro del Drill Pipe

$$Ph_{cdp} = A_{cdp} * \rho_l * C \quad \text{Ecuación 7)}$$

Donde:

$Ph_{cdp}$  = Presion hidrostática del cemento dentro del Drill Pipe (psi)

$\rho_l$  = Densidad de la lechada (ppg)

$A_{cdp}$  = Altura del cemento dentro del Drill Pipe (ft)

$C = 0.05195$

al igual que la presión hidrostática que ejerce el agua dentro del Drill pipe.

### Presión hidrostática del agua dentro del drill pipe

Ecuación 8)

$$Ph_{adp} = A_{adp} * \rho_a * C$$

$Ph_{adp}$  = Presion hidrostática del agua dentro del drill pipe (psi)

$A_{adp}$  = Altura del agua dentro del Drill Pipe

$\rho_a$  = Densidad del agua (ppg)

$C = 0.05195$

Teniendo finalmente todos estos valores, podremos calcular la presión máxima en superficie durante el forzamiento.

**Máxima presión en superficie durante el forzamiento**

$$MP_{sf} = P_f * (Ph_{cdp} + Ph_{adp}) \quad \text{Ecuación 9)}$$

Donde:

$MP_{sf}$  = Máxima presión en superficie durante el forzamiento (psi)

$P_f$  = Presión de fractura (psi)

$Ph_{cdp}$  = Presión hidrostática del cemento dentro del Drill Pipe (psi)

$Ph_{adp}$  = Presión hidrostática del agua dentro del drill pipe (psi)

**Presión máxima por colapso**

También es necesario calcular la resistencia al colapso con la siguiente ecuación.

**Resistencia la colapso**

$$R_c = P_c * F_s \quad \text{Ecuación 10)}$$

Donde:

$R_c$  = Resistencia la colapso (psi)

$P_c$  = Presión por colapso (psi)

$F_s$  = Factor de seguridad

En este caso lo usual es usar un factor de seguridad ( $F_s$ ) de 0.75.

Se debe continuar calculando la presión hidrostática del casing-drill pipe.

**Presión Hidrostática csg-Drill Pipe**

$$Ph_{cd} = Pr_i * \rho_l * C \quad \text{Ecuación 11)}$$

Donde:

$Ph_{cd}$  = Presión Hidrostática csg-Drill Pipe (psi)

$Pr_i$  = Profundidad superior del intervalo (ft) (TVD)

$\rho_l$  = Densidad de la lechada (ppg)

$C = 0.05195$

Se usa la profundidad vertical superior del intervalo además de la densidad de la lechada que se debió haber calculado en laboratorio.

**Total de resistencia al colapso**

$$T_{rc} = R_c + Ph_{cd} \quad \text{Ecuación 12)}$$

Donde:

$T_{rc}$  = Total de resistencia al colapso (psi)

$R_c$  = Resistencia la colapso (psi)

$Ph_{cd}$  = Presión Hidrostática csg-Drill Pipe (psi)

Al sumar la resistencia y la presión hidrostática, podemos hallar la resistencia total al colapso.

### **Presión hidrostática Tubing con cemento**

$$Ph_{tc} = Pr_i * \rho_l * C \quad \text{Ecuación 13)}$$

Donde:

Ph<sub>tc</sub> = Presión hidrostática Tubing con cemento (psi)

Pr<sub>i</sub> = Profundidad superior del intervalo (ft) (TVD)

ρ<sub>l</sub> = Densidad de la lechada (ppg)

C = 0.05195

Y finalmente se halla la máxima presión por colapso usando la ecuación (14)

### **Máxima presión por colapso**

$$MP_c = Tr_c - Ph_{cd} \quad \text{Ecuación 14)}$$

Donde:

Mpc = Máxima presión por colapso (psi)

Tr<sub>c</sub> = Total de resistencia al colapso (psi)

Ph<sub>cd</sub> = Presión Hidrostática csg-Drill Pipe (psi)

### **Cálculos para fijar choke manifold y controlar caída libre del cemento**

Para hacer los cálculos correspondientes para fijar el choke manifold y además de controlar la caída del cemento es necesario hallar la altura que tendrá 1 bbl de fluido dentro del drill pipe

$$A_{1bbl} = \frac{1_{bbl}}{C_{dp}} \quad \text{Ecuación 15)}$$

Donde:

A<sub>1bbl</sub> = Altura que tiene 1 bbl

C<sub>dp</sub> = Capacidad del Drill Pipe (bbl/ft)

Habiendo hallado la altura se procede a hallar la presión diferencial al igual que en la ecuación (15) se toma como base 1 bbl

### **Presión Diferencial con 1 bbl**

$$Pd_{1bbl} = (\rho_l - \rho_a) * C * A_{1bbl} \quad \text{Ecuación 16)}$$

Donde:

Pd<sub>1bbl</sub> = Presión Diferencial con 1 bbl

ρ<sub>l</sub> = Densidad de la lechada (ppg)

ρ<sub>a</sub> = Densidad del agua (ppg)

C = 0.05195

A<sub>1bbl</sub> = Altura que tiene 1 bbl

Se usa la misma constante que en la ecuación (2) y se halla finalmente la presión diferencial.

## CONCLUSIONES

1. Hacer un análisis de presiones y cálculos que involucra el diseño de la cementación remedial antes de que se vaya a ejecutar la operación nos permite mitigar errores al momento de manipular las altas presiones que posiblemente nos puedan fracturar la formación o nos hagan colapsar el casing en el intervalo intervenido y esto conlleva a tener más operaciones a realizar.
2. Con la realización de este proyecto de grado se logra una mayor estandarización y claridad al hacer los cálculos correspondientes para dicha operación, teniendo en cuenta que se llevó a cabo un paso a paso para mitigar errores operacionales mediante el diseño que de la cementación remedial.
3. Se concluyó que este método correctivo de la cementación forzada (Squeeze) es trascendental su utilización para mantener la integridad del pozo; para corregir las canalizaciones, malas cementaciones primarias, alta relación gas-petróleo, reparación de casing en entubación y para el abandono de pozos o zonas de poco interés.
4. La cementación Squeeze es el tipo más común de cementación correctiva. El proceso involucra la aplicación de fuerzas hidráulicas para forzar la lechada de cemento dentro de la formación, por eso el propósito de este trabajo es dejar una guía efectiva de cómo realizar un trabajo de cementación forzada con un diseño a ejecutar ya sea en pozo abierto o a través de los perforados en el casing.
5. Se determina probar que el agua si puede ser inyectada dentro de la formación a una presión menor a la presión de fracturamiento. Los resultados de una prueba de inyectividad, nos proporciona la permeabilidad de la formación, el taponado del punzado, la calidad del cemento primario y las fracturas naturales de la roca de formación.
6. Para realizar una cementación forzada exitosa es indispensable contar con un excelente aislamiento zonal empleando un sistema de remoción de revoque eficiente y así lograr una correcta adherencia entre el cemento y la formación.
7. Es trascendental considerar las características de las formaciones que estarán en contacto directo con el cemento debido a que en base a ello se diseñan los fluidos y aditivos que se van a emplear en la operación. La reología de dichos fluidos es de vital importancia para asegurar un bombeo exitoso.
8. Es indispensable tener un diseño de cementación forzada antes de realizar operaciones en el pozo a intervenir, para así evitar contratiempos y no retrasar las operaciones a ejecutar. Por ende, prevenimos costos innecesarios en la operación.
9. La evaluación final de la adherencia de la calidad del cemento es de fundamental importancia, por medio de ella podemos mirar si se cumplieron los objetivos que se estaban realizando, de no ser así, volver a corregir el intervalo de interés.
10. Teniendo un análisis de procedimiento y parámetros para el diseño en la cementación remedial completo y funcional para dicha zona (daño) a aplicar, podemos garantizar un exitoso trabajo, optimizando tiempo, costos y operaciones innecesarias.

## RECOMENDACIONES

1. Se recomienda utilizar una lechada adicional para llenar las fracturas naturales de la formación, las grietas y canales en el cemento original causados por una remoción incompleta de lodo, daño por el cañoneo durante el punzado o degradación térmica, por ejemplo: es imposible calcular esta lechada adicional, pero, por las experiencias de una zona en particular, un estimado puede ser obtenido.
2. Es de suma importancia que no se exceda la presión de la fractura de formación. Las presiones excesivas causaran que la formación se fracture y acepte cemento hasta el punto de que aumenten las presiones de fricción del cemento fluyente causándose así un fracturamiento adicional. Cantidades muy grandes de lechada serán bombeadas dentro de las fracturas y será más difícil sellarlas. La torta de cemento, con lechada de baja pérdida de fluido tiene capacidad hasta un cierto punto, de aislar la formación de las presiones del pozo.
3. Algunas veces se recomienda utilizar una pérdida de fluidos baja para una más alta permeabilidad de formación y una mayor pérdida de flujo para una permeabilidad de formación menor. Sin embargo, el efecto de los parámetros de formación es rápidamente sobre compensada por el efecto de la torta de cemento.
4. Es por esto que es posible a veces exceder las presiones de fractura mientras se ejecuta un forzamiento con lechada de baja pérdida de fluido. En esto, sin embargo, no se debe confiar ya que la presión final debería ser de por lo menos 500 PSI menos que la presión de fractura de la formación.
5. Tener en cuenta que una columna llena de lechada de 15.5 lbr/galon fractura una formación que tenga una presión de fractura de 0.8 psi/pie sin presión de superficie adicional. Si el exceso de cemento debe ser regresado hacia fuera, la presión de forzamiento deberá ser de 500 psi mayor que la presión de circulación.
6. El fluido del pozo debe tener el mismo peso de entrada y de salida. Acondicionar las propiedades del fluido presente en el pozo adecuadamente.
7. Si durante la circulación del pozo previo al trabajo hay presencia de gas o cualquier tipo de influjo, se debe tener el pozo completamente controlado a la hora de realizar el trabajo de cementación, para evitar que al ubicar el cemento haya alguna migración de fluidos (gas y/o liquido) y corte el cemento causando contaminación, imposibilitando el fragüe del mismo.
8. Realizar desplazamiento con la unidad de cementación y utilizar todas las precauciones necesarias en la medida del mismo.
9. Se recomienda circular por lo menos 2 veces la capacidad de la tubería de trabajo después de desconectar el stinger al finalizar la cementación.
10. Se recomienda realizar drill out cuando las lechadas alcancen por lo menos 2000 psi de esfuerzo a la compresión, con parámetros controlados para minimizar la afectación del cemento en el espacio anular debido a las vibraciones del casing que se generan durante esta limpieza del cemento.

## NOMENCLATURA

<b>Símbolo</b>	<b>Definición</b>
AD	Agujero Descubierto
$A_{adp}$	Altura del agua dentro del Drill Pipe (ft)
$A_{cdp}$	Altura del cemento dentro del Drill Pipe (ft)
$A_{1bbl}$	Altura que tiene 1 bbl (ft)
API	American Petroleum Institute
UCA	Analizador Ultrasónico de Cemento
Bbl	Barriles
Bpd	Barriles por Día
BP	Bridge Plug
C	Capacidad de Tubería
$C_{dp}$	Capacidad del Drill Pipe (bbl/ft)
CR	Cement Retainer
$\rho_l$	Densidad de la lechada (ppg)
$\rho_a$	Densidad del agua (ppg)
$\phi$	Diámetro (in)
AD	Diámetro en Agujero Descubierto
OD	Diámetro Externo
ID	Diámetro Interno
DP	Drill Pipe
$F_s$	Factor de seguridad
$GF$	Gradiente de Fractura (psi/ft)
$L$	Longitud (in)
$MP_{sf}$	Máxima presión en superficie durante el forzamiento (psi)
$MP_{si}$	Máxima presión en superficie durante la prueba de inyección (psi)
$MP_c$	Máxima presión por colapso (psi)
$P_f$	Presión de fractura (psi)
$Pd_{1bbl}$	Presión Diferencial con 1 bbl
$Ph_{cd}$	Presión Hidrostática csg-Drill Pipe (psi)
$Ph_a$	Presión hidrostática del agua (psi)
$Ph_{adp}$	Presión hidrostática del agua dentro del drill pipe (psi)
$Ph_{cdp}$	Presión hidrostática del cemento dentro del Drill Pipe (psi)
$Ph_{tc}$	Presión hidrostática Tubing con cemento (psi)
$P_c$	Presión por colapso (psi)
HSEQ	Procesos de Calidad, Medio Ambiente, Seguridad y Salud Ocupacional
MD	Profundidad Medida
Pri	Profundidad superior del intervalo
$Pr_i$	Profundidad superior del intervalo (ft) (TVD)
CBL	Registro de Adherencia del Cemento



VDL	Registro de Densidad Variable
$R_c$	Resistencia la colapso (psi)
BHST	Temperatura Estática en el Fondo del Pozo
T	Tiempo de Desplazamiento
WOC	Tiempo de Fraguado
$T_{rc}$	Total de resistencia al colapso (psi)
TP	Tubería de Perforación
TR	Tubería de Revestimiento
Va	Volumen de Agua de Mezcla (bbl)
Vc	Volumen de Cemento (bbl)
Vd	Volumen de Desplazamiento (bbl)
$v_c$	Volumen del cemento (bbl)

## REFERENCIAS BIBLOGRAFICAS

### Referencias

- Albarrán , D., & Hernández , L. (2012). Cementación de Pozos Petroleros en Aguas Profundas . *Universidad Nacional Autónoma de México*.
- Bailey, W. (2000, 12, 1). Water Control . *Oilfield Review Spring(2000)*, 30-51.
- Bannister, C. (October 1-3 1978). Evaluation of Cement Fluid-Loss Behavior Under Dynamic Conditions. *Paper SPE 7592, Houston, Texas, USA*.
- Bergren, F., & Bradley , D. (October 2-5, 1988). Desing and Evaluation of Pump-In Temperature Survery for Detecting Cement Channels Above Perforations. *paper SPE 18145, Houston, Texas, USA*.
- Binkley , G., Dumbauld, G., & Collins, R. (1958). Factors Affecting the Rate of Deposition of Cement in Unfractured Perforation During Squeeze-Cementing Operations. *American Institute of Mining, Metallurgical and Petroleum Engineers (AIME)*, 51-58.
- Blount, C., Copoulos, A., & Myers, G. (April 4-6, 1990). A cement channel-detection technique using the pulsed-neutron log . *SPE Formation Evaluation (December 1991) 6, No. 4, 485-492; previously presented as paper SPE 20042 ta the SPE California Regional Meeting, ventura, California, USA*.
- Boisnault , J. (1999). Concrete developments in cementing technology. *Spring* , 16-29.
- Bosma, M., Cornelissen, E., & Schwing, A. (October 16-18, 2000). Improved Experimental Characterisation of Cemen/Rubber Zonal Isolation Materials. *paper SPE 64395*.
- Caretta , F., Young, G., & Fox, P. (Sept, 11-13, 2000). A New Cost Effective Approach to Comprehensive Gravel Pack Completion . *SPE paper 62730 presented at the IADC/SPE Asia Pacific Drilling Technology* .
- Chmilowski, W., & Kondratoff, L. (September 23-26, 1990). Foamed cement for Squeeze Cementing Low-Pressure Highly Permeable Reservorios. *Design and Evaluation, SPE Drilling Engineering (December 1992), 7, (4), 290; also presented as paper SPE 20425 at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition,New Orleans*.
- Creel, P., & Crook, R. (January 1, 1998). Foamed cement solves producing, Injection Problems. *Oil & Gas Journal* , No, 2, 41-45.
- Dwight Smith , K. (s.f.). Cementing. *SPE, Monograph volume 4 Henry L. Doherty Series*.
- Elmoniem, H., Zaki, S., & Al-Arda, H. (2000). Cementing the Deepest 20-in casing in Abu Dhabi using a combination of noval lightweight and fiber. *paper ADIPEC-0940 presented at the 9th Abu Dhabi international Petroleum Exhibition and conference*.
- Erik Nelson, B., & Dominique , G. (2006). *Well Cementing, Second Edition*. Schlumberger, ISBN-13: 978-097885300-6, ISBN-10: 0-9788530-0-8.

- Farkas , R. e. (October 3-6, 1999). New Cementing Technology Cures 40-year-Old Squeeze Problems. *paper SPE 56537 presented at the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, USA.*
- Goodwin, K. (March 8-9, 1984). Principles of squeeze Cementing. *paper SPE 12603 presented at the Permian Basin Oil and Gas Recovery Conference, Midland, Texas, USA.*
- Goolsby, J. (May 8-9, 1969). A proven Squeeze-Cementing Technique in a Dolomite Reservoir . *Journal of Petroleum Technology (October 1969) 21, No. 10, 1341-1346; also presented as paper SPE 2473 at the SPE Permian Basin Oil Recovery Conference, Midland, Texas, USA.*
- Grant, W. e. (February 27- March 2, 1990). Successful Squeezing of Shallow and Low-Pressure Formations,. *paper SPE/IADC 19937 Presented at the IADC/SPE Drilling Conference, Houston, Texas, USA.*
- Grant, W., & White, R. (1987). *The Role of Filtration Control in Squeeze Cementing.* Chevron Technical Memoreandum.
- Harrison, T., & Blount , C. (April 12-14, 1986). Coled Tubing Cement Squeeze Technique at Prudhoe Bay, Alaska. *paper SPE 15104 prepared ta the SPE California Reegional Meeting, Oakland, California, USA .*
- Heathman , J. (October 3-6, 1993). Acid-Resistant Microfine Squeeze Cement: From Conception to Viable Technology. *paper SPE 26571 presented at the 68th SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Houston, Texas, USA.*
- Hook, F., & Ernst, E. (May 25-27, 1969). The Effect of Low-Water Loss Additives, Squeeze Pressure, and Formation Permeability on the Dehydration Rate of a Squeeze Cementing Slurry. *paper SPE 2455 presented at the SPE Rocky Mountain Regional Meeting, to be held in Denver, Colorado, USA.*
- Jones , R., & Watters, L. (1998). Remedial Cementing. *Well Construction, M.J. Economides and K.G. Nolte (eds), New York, USA, John Wiley & Sons, 320-347.*
- Keese , R. (February 1-3, 2000). Novel Cementing Slurries to Remedial Steam Breakthrough in the World's Largest Steam Flood. *paper IPA99-E-145, Proceedings of the Annual Indonesian Petroleum Association Convention, Jakarta, Indonesia, 295-304.*
- Kuchuk , F., & Sengul, M. (1999). The Challenge of Water Control. *Middle East Well Evaluation Review, No, 25-43.*
- Lenn, C., Bamforth, S., & Jariwala, H. (Oct 6-7, 1996). Flow Diangnosis in an Extended Reach Well at the Wytch Farm Oilfield Using a New Toolstring Combination Incorporating Novel Production Technilogy. *paper SPE 36580 'resented ta the SPE Annual Technical Conference and Exhibition, Denver, Colorado, USA.*

- Loveland , K., & Bond, A. (May 22-24, 1996). Recent Applications of Coiled Tubing in Remedial Wellwork at prudhoe Bay. *paper SPE 35587 presented at the SPE Western Regional Meeting, Anchorage, Alaska, USA.*
- McKinley , R., & Bower, F. (Oct. 9-12, 1997). Specialized Applications of Noise Logging. *Journal of Petroleum Technology (November 1979) 1387-1395; also presented as paper SPE 6784 ta the SPE Annual Technical Conference and Exhibition .*
- Nees, L., & Gatti, A. (may 14-17, 1995). Gas Migration Remediaton Process Development. *paper 9587 presented at the 46th Annual Technical Meeting of the Petroleum Society of CIM, banff, Canada.*
- Nowak, , T., Buzarde,, C., & Patout, , T. (1996). Rigless Multizone Recompletion Using a Cement Packer Placed with Coiled Tubing: A case History,. *paper SPE 3561 presented at the Gas Technology Conference, Calgary, Alberta, Canada.*
- Pappas , J., Creel, P., & Crook, R. (August, 1995). Identifying Water-Flow Problems . *Journal of Petroleum Technology, No. 8 699.*
- Piot , B., Ferriere , R., & Fraboulet, B. (Oct 25-27, 1994). A unique experience with foamed cement . *paper SPE 28820 presented at the SPE European Petroleum Conference, London, UK.*
- Pokhriyal , J., Gaudlip , T., & Suter, W. (March 24-27 2001). Use of Concrete Technology for High-Density Cement Systems in South Texas. *paper SPE 67259 presented at the SPE Production and Operations Symposium, Oklahoma City, Oklahoma, USA.*
- Rich, K. (June 19-21, 1995). Carbon Isotope Characterization of Migrating Gas in the Heavy Oil Fields of Alberta, Canada. *paper SPE 30265 presented at the International Heavy Oil Symposium in Calgary, Alberta, Canada.*
- Rike, J. (Sept 30- Oct 3, 1973). Obtaining Successful Squeeze- Cementing Results. *paper SPE 4608 presented at the SPE Annual Meeting, Las Vegas, Nevadan USA.*
- Rike, J., & Rike, E. (March 1-3, 1981). Squeeze Cementing: State of the Art. *Journal of Petroleum Technology (January 1982)34, No. 1, 37-45; also presented as paper SPE 9755 at the SPE Production Operations Simposium, Oklahoma City, Oklahoma, USA.*
- Roegiers , J. (1989). *Elements of Rock Mechanics, Reservoir Stimulation (2nd ed), M.J. Houston, Texas, USA: Schlumberger Educational a Service.*
- Rossally, H., Alvis, P., & Sulca Vera, J. (2013). Recuperación de Hidrocarburos de Horizontes Productivos Someros, en Pozos con falta de Aislamiento Hidráulico usando Técnicas de Tubería Flexible. *Universidad Nacional de Ingeniería, Lima-Peru.*
- Savage , R., & Fowler, H. (October 24-26, 1994.). Taking New Materials Ddownhole-The Composite Bridge Plug. *Horizontal Well NAD Emerging Technological International confonrence, . Houston, Texas, USA.*

- Shryock, S., & Slagle, K. (August, 1968). Problems Related to Squeeze Cementing . *PT*.
- Slater, H., Stiles, D., & Chmilowski, W. (February 21- March 1, 2001). Successful Sealing of Vent Flows with Ultra-Low-Rate Cement Squeeze Technique. *paper SPE 67775 presented at the SPE/Drilling Conference, Amsterdam, The Netherlands* .
- Smith, D. (1987). Cementing, Monograph No. 4 in Henry L. Doherty Series. *SPE, Dallas, Texas, USA*.
- Sommer, F., & Jenkis, D. (Feb 8-9, 1993). Channel Detection Using Pulsed Neutron Logging in a Borax Solution . *paper SPE 25383 presented at the SPE Asia Pacific Oil and Gas Conference, Singapore*.
- Suman, G., & Ellis, R. (1997). *World Oil's Cementing oil and gas wells...including casing handling procedures*. Huston, Texas, USA: Gulf publishing Company.
- Torry, P. (July 29, 1940). PrKress in Squeeze Cementing Application and Technique. *Oil Weekly* .
- Van Vliet, J. (May 14, 1995). Development and Field Use of Fiber-Containing Cement. *paper OTC 7889 presented at the Offshore Technology Conference, Houston, Texas, USA*.
- Walker, E., Gantt, L., & Crow, W. (June 1992 ). Coiled tubing Operations and Services. *World Oil 213, No. 6, 69-76*.
- Wilson, S. (March 23-24, 2004). Inflatable Packers in Extreme Environments. *paper SPE 89529 presented at the SPE/International Coiled Tubing Sssociation Coiled Tubing Conference, Houston, Texas, USA*.
- Xu, R., & Wojtanowicz, A. (March 24-27, 2001). Diagnosis of Sustained Casing Pressure from Bleedoff/Buildup Testing Patters. *paper SPE 67194 presented at the SPE Production and Operation Symposium, Oklahoma, USA*.

**ANEXO-Diagrama de Flujo para una Cementación Forzada-Squeeze**

