



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Elementos clave en la
cementación primaria de una
TR de 16 pg**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

José Luis Gómez Cruz

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Daniel Marure Valdez



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2025



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



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

De acuerdo con lo anterior, manifiesto que el trabajo escrito titulado ELEMENTOS CLAVE EN LA CEMENTACION PRIMARIA DE UNA TR DE 16 PG que presenté para obtener el título de INGENIERO PETROLERO es original, de mi autoría y lo realicé con el rigor metodológico exigido por mi Entidad Académica, citando las fuentes de ideas, textos, imágenes, gráficos u otro tipo de obras empleadas para su desarrollo.

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

José Luis Gómez C.

JOSE LUIS GOMEZ CRUZ
Número de cuenta: 312030939

Agradecimientos.

El principal y más grande agradecimiento a Dios, por permitir todos los caminos, circunstancias y vivencias que hicieron posible la elaboración de este trabajo.

Al Ingeniero Daniel Marure Valdez, por ser director y partícipe de esta tesis, pero, mi más sincero agradecimiento por ser mi maestro, mi mentor y mi más grande amigo. Gracias por todo este gran apoyo, por creer en mí y por siempre alentarme a no desistir. Sin usted, nada esto hubiera sido posible.

A mis sinodales, los Ingenieros y Profesores Rubén Miranda Arias, Fernando Juárez Sánchez, Erick Jair Gordillo Guillén y Juan Antonio Hernández Martínez, así como, a la M.I. Berenice Anell Martínez Cabañas, por su disposición y apoyo en este proceso tan importante para mí.

A mi amada esposa Karina, por todo el infinito apoyo que siempre me brindas, la fortaleza, amor y comprensión que me han permitido avanzar en estas etapas de mi vida. Eres mi más grande inspiración y la razón por la cual estoy aquí ahora. Por ti, esto se logró. ¡Muchas gracias!

A mis hijos Rogelio Manuel, Cristian Daniel y Luis Andrés. Este trabajo va dedicado a ustedes, muchas gracias por siempre estar conmigo y por darme su apoyo.

A mi padre José, a mi madre Miriam y a mis hermanos Hernán y Laura. Gracias por todo el apoyo que me han brindado, por creer en mí. Ustedes son parte fundamental en este viaje, desde que nací y en todo el trayecto de mi vida.

A mi suegra Ruth, quien siempre confió y creyó en mí.

Al Grupo de Supervisión de Intervenciones a Pozos de la Región Marina de Petróleos Mexicanos, al Ingeniero Israel Galván Rosas, Josué López Nava y a los Ingenieros del Área de Cementaciones, Braulia Dana Cortés Morán, Mario Eduardo Noh Cab, Edgar Plata Zúñiga, Carlos Daniel Cienfuegos, Carlos Pluma y Gabriel Enrique García Mondragón, quienes me

brindaron todo el conocimiento que pudieron, creyeron en mí y me dieron la confianza y la oportunidad de ser parte de ellos durante mis prácticas profesionales.

Mi agradecimiento a mis amigos, los Ingenieros Juan Darío Vázquez, Alan Alarcón, Víctor Tobón, Damián Quiroz, Alexi Pastrana y Bernardo Pacheco, por su amistad, empatía, conocimiento, consejos y todo el apoyo sincero que me dieron. Este trabajo va dirigido a ustedes también, con mucha gratitud.

A todo el equipo de Disfraces Blue y a Susana Jiménez Muñoz. Gracias a su buena fe y apoyo tuve la oportunidad de culminar mis estudios profesionales.

A Guadalupe M. Cisneros, por su amistad y apoyo.

A todas las personas, familiares y amistades que estuvieron para mí.

A todos, ¡MUCHAS GRACIAS!

Resumen

En el presente trabajo se resalta la relación entre la planeación y la ejecución de los trabajos de cementación primaria de tuberías de revestimiento, particularmente hablando de la TR de 16 pg, donde el acoplamiento y apoyo entre ambas etapas garantizan una buena cementación de pozos.

Además, se brinda un contexto de información teórica sobre algunos de los elementos más representativos de la planeación de la cementación primaria, compuesta del diseño, las pruebas de laboratorio, la selección y verificación de equipos, herramientas y accesorios usados para este fin. Por otro lado, también se aborda la parte de la ejecución, donde los procedimientos y mejores prácticas de operación para la cementación en sitio y su evaluación son importantes para desempeñar un buen trabajo sin perder de vista la legislación compuesta de normas y prácticas recomendadas.

Por último, se realiza el análisis a un caso de estudio hipotético sobre la cementación primaria de la TR de 16 pg a 1,800 md en el pozo Melón – 55, un trabajo no exitoso respecto a la buena práctica, pero que cumplió con la evaluación. Este análisis se realiza tomando en cuenta todo el contexto teórico aquí planteado.

Abstract

This document the relationship between the planning and execution of primary cementing operations, particularly in TR 16 in, where the coupling and support between the two stages ensure successful well cementing.

Furthermore, it provides theoretical information on some of the most representative elements of primary cementing planning, including design, laboratory testing, and the selection and verification of equipment, tools, and accessories used for this purpose. It also addresses the execution aspect, where operating procedures and best practices for on-site cementing, as well as their evaluation, are important for performing a good job while remaining mindful of legislation comprising standards and recommended practices.

Finally, a hypothetical case study is conducted on the primary cementing of the TR 16 in at 1,800 md in the Melón – 55 well. This project, which failed to meet the best practice standards, nevertheless passed the evaluation. This analysis is conducted considering the entire theoretical context presented here.

Índice.

Índice.....	6
1. Introducción.....	10
1.1 Justificación.....	12
1.2 Objetivos generales.....	13
2. Tipos de Cementaciones.....	14
2.1. Cementación primaria.....	15
2.1.1. Tubería Conductora.....	18
2.1.2. Tubería Superficial.....	20
2.1.3. Tubería Intermedia.....	21
2.1.4. Tubería de Explotación.....	22
2.1.5. Liner o Tubería Corta.....	22
2.2. Cementación Secundaria.....	25
2.2.1. Cementación forzada.....	25
2.2.2. Tapones de Cemento.....	28
3. Elementos de diseño de la cementación primaria en TR de 16”.....	34
3.1. Información del pozo y la etapa perforada.....	34
3.2. Consideraciones técnicas.....	36
3.2.1. Volumetría.....	37
3.2.2. Presiones que intervienen en la cementación.....	43
3.3. Simulación de los parámetros y del trabajo de cementación.....	47
3.3.1. Tipos de simuladores.....	47
3.3.2. Parámetros de bombeo.....	52
3.3.3. Presión en superficie.....	56
3.3.4. Presión diferencial.....	60
3.3.5. Densidad equivalente de circulación.....	64
3.3.6. Efecto de caída libre.....	66

3.3.7.	Jerarquía reológica.....	69
3.3.7.1.	Tipos de flujo.....	70
3.3.7.2.	Modelos reológicos.....	74
3.3.8.	Centralización.....	83
3.3.9.	Canalización.....	88
3.3.9.1.	Remoción de lodo de perforación.....	89
3.4.	Cédula de bombeo.....	96
3.5.	Pruebas de laboratorio.....	99
3.5.1.	Normas API SPEC 10 A y API RP 10 B.....	99
3.5.1.1.	API SPEC 10 A.....	99
3.5.1.2.	API RP 10 B.....	100
3.5.2.	Tipos de Cementos.....	101
3.5.3.	Aditivos.....	104
3.5.4.	Volumen absoluto.....	108
3.5.5.	Pesado y mezclabilidad de los materiales.....	115
3.5.6.	Medición de la densidad.....	119
3.5.7.	Reologías.....	121
3.5.8.	Agua libre.....	128
3.5.9.	Pérdida de filtrado.....	131
3.5.10.	Tiempo bombeable.....	135
3.5.11.	Esfuerzo compresivo.....	140
3.6.	Equipos y accesorios para la cementación de TR's.....	144
4.	Procedimientos operativos para cementaciones primarias.....	165
4.1.	Mejores prácticas de operación.....	167
4.1.1.	Prácticas previas a la cementación de TR's.....	170
4.1.2.	Procedimiento para cementación de TR de 16 pg.....	174
4.1.3.	Evaluación de las cementaciones primarias.....	178
5.	Caso de estudio. Cementación de la TR de 16" a 1,800 md en el pozo Melón - 55.....	189
5.1.	Presentación del problema.....	189

5.2. Información general del campo Melón, yacimiento Melón Cretácico, pozo Melón – 55 y Etapa 18 1/4 pg a 1,802 md.	193
5.2.1. Pozo Melón – 55.	196
5.2.2. Ventana Operativa, Estado Mecánico Programado y distribución de tuberías de revestimiento en el pozo Melón – 55.	197
5.2.3. Etapa perforada con barrena de 18 1/4 pg a 1,802 md. Condiciones de introducción y cementación de la TR de 16 pg a 1,800 md.	199
5.3. Planeación y diseño de la cementación.	200
5.3.1. Consideraciones técnicas para el diseño.	200
5.3.2. Distribución de tuberías en plataforma.	201
5.3.3. Estado mecánico de la etapa de 18 1/4 pg a 1,802 md, cálculo de volúmenes de lechada, desplazamiento y presión.	202
5.3.3.1. Volumetría.	204
5.3.3.2. Presión hidrostática en interior de TR de 16 pg.	205
5.3.3.3. Presión hidrostática en espacio anular.	207
5.3.3.4. Presión diferencial.	209
5.3.4. Tipo y composición de lechadas.	209
5.3.5. Cédula de bombeo.	210
5.3.6. Pruebas de laboratorio.	214
5.3.6.1. Pruebas en lechada de llenado de 1.60 g/cm ³ y de amarre de 1.90 g/cm ³	214
5.3.6.2. Peso de los materiales y mezclabilidad.	215
5.3.6.3. Medición de la densidad.	216
5.3.6.4. Reologías.	216
5.3.6.5. Pérdidas de filtrado.	219
5.3.6.6. Agua libre.	219
5.3.6.7. Tiempo bombeable.	220
5.3.6.8. Esfuerzo compresivo.	223
5.3.7. Centralización.	226
5.3.8. Simulación de la cementación.	228

5.3.8.1. Parámetros de bombeo.....	228
5.3.8.2. Presión de cabeza en el pozo.	230
5.3.8.3. Densidad equivalente de circulación.	231
5.3.8.4. Presión diferencial.	232
5.3.8.5. Canalización.	233
5.3.8.6. Jerarquía reológica.....	234
5.4. Procedimiento operativo de la introducción y cementación de la TR de 16 pg a 1,800 md.	235
5.4.1. Introducción de la TR de 16 pg a 1,800 md.....	235
5.4.2. Reporte de cementación.....	236
5.4.3. Análisis del reporte de cementación.	237
5.4.3.1. Cálculo del volumen teórico de ruptura de diafragma.....	238
5.4.3.2. Cálculo del volumen real de ruptura de diafragma.....	239
5.4.4. Evaluación de la cementación.....	241
5.5. Conclusiones del caso de estudio.....	242
6. Conclusiones generales.	245
7. Anexos.....	248
7.1. Distribución de TR de 16 pg, 109 lb/ft, N – 80/P - 110.....	248
7.2. Fichas técnicas de TR 16 pg.	252
7.3. Ficha técnica centradores.	254
7.4. Ficha técnica cople flotador 16.48 pg, L-80, HD-521.	255
7.5. Fichas técnicas de tapones no rotatorios.....	256
7.5.1. Tapón diafragma.	256
7.5.2. Tapón sólido.	257
7.6. Zapata rimadora/ flotadora.....	258
8. Referencias.	259

1. Introducción.

La industria petrolera está compuesta por diferentes ramas, generalmente, la ingeniería de yacimientos, la ingeniería de perforación y la ingeniería de producción. Aunque el estudio de cada una de ellas suele abordarse en ocasiones por separado, estas tres ramas se relacionan entre sí y cada una se basa en las otras, por lo que, es necesario que al estudiarse se muestre no sólo un panorama específico o aislado, sino uno más general para no olvidar la importancia en toda la industria.

De la misma manera, la cementación primaria realizada en tuberías de revestimiento no es un trabajo aislado, ya que es una rama de muchas en la Ingeniería de perforación de pozos, como el área de registros geofísicos, fluidos de perforación, direccional, terminación, por mencionar más ejemplos. Para llevar a cabo la cementación de una TR, se necesita la mayor cantidad de información de las actividades previas, como la perforación de la etapa o posteriores. Esta información es necesaria para llevar a cabo la planeación de la cementación de principio a fin, tomando en cuenta tiempos, personal, materiales, herramientas y por supuesto, costos.

El área de la cementación de pozos se compone por distintas secciones, entre las más generales técnicamente hablando, se tiene al diseño, laboratorio de cementaciones, la sección de equipos, herramientas y accesorios, así como, el equipo de operaciones. Estas áreas de trabajo son necesarias pues de ellas depende la planeación y ejecución de los trabajos de cementación de tuberías de revestimiento.

En la planeación, la labor del diseño consiste en recopilar la mayor cantidad posible de información y con base en ella, elaborar el modelo de cementación que cumpla con las necesidades del pozo que se está interviniendo, haciendo uso de herramientas tecnológicas computacionales que desarrollan la simulación de los fenómenos físicos presentes en toda la cementación, con el fin de predecir el comportamiento de las operaciones.

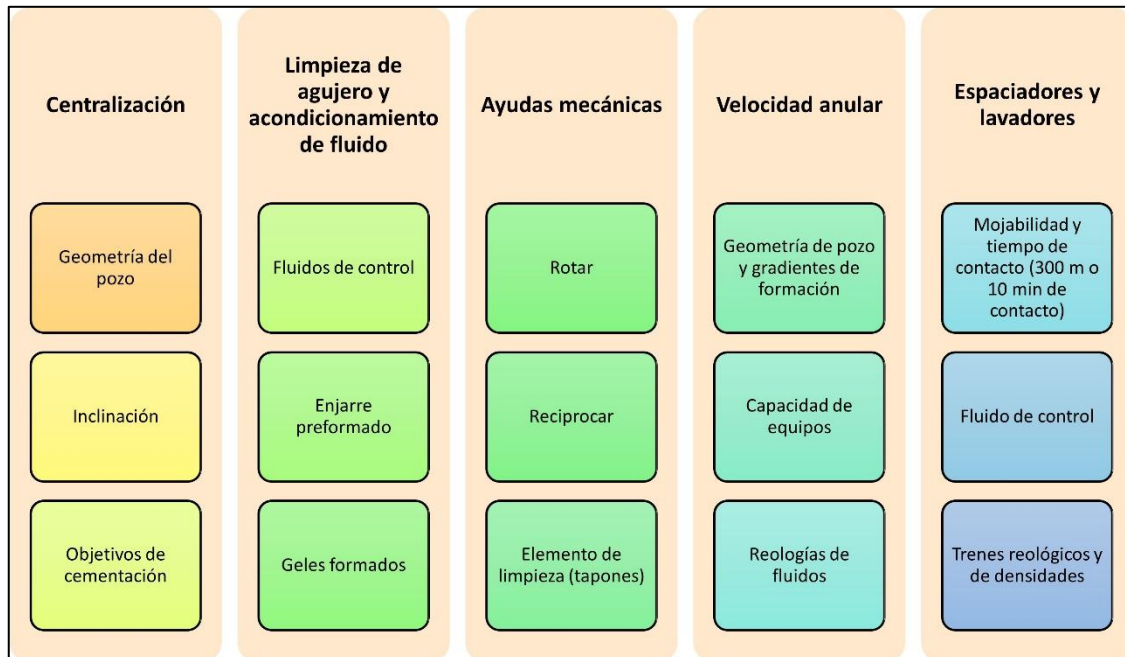
Así mismo, estas herramientas o softwares usados también sirven de apoyo en el análisis químico de la composición del cemento y sus lechadas, permitiendo modificar las propiedades del cemento mediante el uso de aditivos, teniendo como producto el diseño de la lechada de cemento. Para complementar a la planeación, el laboratorio de cementaciones se encarga de realizar las pruebas necesarias para sustentar el diseño de lechadas ya elaborado, por lo que, los resultados obtenidos en las pruebas indican si el modelo es posible usarse o si necesita ajustes. Por último, la revisión y prueba de los equipos, herramientas y accesorios también es necesario para evitar cualquier tipo de problema cuando ya se encuentren en el área del pozo.

Por otro lado, se tiene a la ejecución. Esta parte debe cumplir con las indicaciones y especificaciones obtenidas de toda la planeación de la cementación, por lo que, una buena operación se puede lograr si los equipos de planeación y ejecución actúan a la par e involucradamente. Dicho lo anterior, no se pueden separar áreas de trabajo, pues como se mencionó al inicio, todas se relacionan y se basan una en la otra.

Actualmente, muchas compañías de servicio coinciden en que para lograr una cementación eficiente se necesitan fortalecer algunos aspectos, que denominan *mejores prácticas*. Estos aspectos se refieren a las siglas *C. L. A. V. E.*, que se refieren a la centralización, limpieza del agujero y acondicionamiento del fluido, ayudas mecánicas, velocidad anular y espaciadores – lavadores, con el propósito de desarrollar la tecnología necesaria y eficiente para lograr las mejores prácticas. En la figura 1.1. se muestra el esquema de las *C. L. A. V. E.*

El título del presente trabajo es *Elementos clave en la cementación primaria de una TR de 16 pg*, donde no solo se hablará de los aspectos de las siglas *C. L. A. V. E.*, sino también de las actividades en la planeación y ejecución más importantes que en conjunto con las ya mencionadas se vuelven clave en la cementación para una tubería de revestimiento intermedia de 16 pulgadas.

Figura 1.1. Elementos C. L. A. V. E. en las mejores prácticas de la cementación de pozos.



Nota: Mejores prácticas y sus elementos C. L. A. V. E. en la cementación de pozos. Adaptado del documento *Tecnologías de vanguardia para asegurar una buena cementación*, por GICSA S.A. DE C.V., (p. 22), 2024.

1.1 Justificación.

Desde el punto de vista académico, esta investigación se realizó a pesar de que ya existen otros estudios sobre la cementación de pozos, con la intención de complementar la información teórica y la práctica. Uno de los objetivos es que la comunidad conozca el proceso de planeación y ejecución en un ejemplo hipotético de una cementación no exitosa, realizando un análisis de toda la teoría aquí presentada para contextualizar y determinar la posible causa del problema en el caso de estudio.

Por otra parte, esta investigación está realizada tomando en cuenta los fundamentos legales publicados por instituciones nacionales como la *Comisión Nacional de Hidrocarburos CNH* e internacionales como el *Instituto Americano del Petróleo (API)* por sus siglas en inglés) entre otras, respecto a las actividades de cementación de tuberías de revestimiento y derivados, con el motivo de que la comunidad sea informada sobre las normas que rigen a la industria, puesto que están basadas en estudios previos y que se utilizan en la actualidad.

1.2 Objetivos generales.

Mostrar que las actividades de cementación de pozos, así como su estudio no son un caso aislado de las demás ramas que componen a la perforación de pozos, por lo que siempre es necesario el trabajo colaborativo.

Por otro lado, brindar un contexto general de algunos elementos técnicos de la planeación y ejecución de los trabajos de cementaciones para identificar las posibles causas de una cementación no exitosa en un caso de estudio hipotético.

Por último, acercar a la comunidad a conocer conceptos y su aplicación en la cementación de pozos, así como las distintas etapas, actividades, equipos, herramientas y accesorios con la finalidad de brindar un contexto más amplio y actualizado de la industria en la cementación de tuberías de revestimiento.

2. Tipos de Cementaciones.

Una lechada de cemento es la mezcla compuesta por cemento de cualquier tipo o clase con agua a diferentes proporciones. Así mismo, se considera como una suspensión con grandes cantidades de sólidos, donde las partículas de cemento constituyen hasta un 70% de la mezcla y son estas las que están en función directa con la densidad de la lechada, según la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos de Petróleos Mexicanos Exploración y Producción (2010) en su publicación, *Un Siglo de la Perforación en México*, Tomo XVII, *Ingeniería de Cementaciones* (p. 11).

Por otra parte, una lechada pura solo contiene agua y cemento según la norma API SPEC 10A¹, pero existen lechadas que necesitan más materiales o aditivos² para lograr el comportamiento deseado y de acuerdo con las necesidades del pozo en el que será utilizada para cementar tuberías de revestimiento, liners, tapones, entre otras actividades. La comisión Nacional de Hidrocarburos CNH, menciona en el *anexo I de los Lineamientos de Perforación de Pozos* (p. 5), publicado en octubre del 2016 y reformado en noviembre del 2017, que una lechada de cemento es “una mezcla homogénea de cemento, agua y aditivos”.

Sabiendo lo anterior, la cementación de pozos puede definirse como el proceso en el cual se mezcla agua, cemento y aditivos (de ser necesarios) para la elaboración de una lechada que será bombeada al fondo del pozo, con el fin de realizar distintos trabajos que tienen como objetivo soportar a las tuberías de revestimiento, brindar aislamiento de fluidos de la formación, remediar trabajos de cementación fallidos, colocar tapones temporales o de abandono de los pozos petroleros. La cementación en pozos se clasifica convencionalmente en tres tipos de actividades y de acuerdo con el objetivo buscado en cada una de ellas: Cementaciones primarias, Cementaciones forzadas y Tapones de cemento (PEMEX, 2010).

¹ Ver el apartado 3.5.1. Normas 10 SPEC A y 10 RP B2, de este documento

² Ver el apartado 3.5.3. Aditivos, de este documento.

Por otro lado, compañías de servicios como Halliburton Energy Inc. (2023), a través de sus estudios e investigaciones más recientes, clasifica a la cementación de pozos en cementaciones primarias y secundarias³, eje que ha de dirigir al presente trabajo.

2.1. Cementación primaria.

La cementación primaria en pozos petroleros es el procedimiento mediante el cual se bombea una lechada de cemento al fondo del pozo a través de la tubería de revestimiento, con el propósito de obtener una buena adherencia y un sello hidráulico eficiente entre la formación y el cemento, así como entre el cemento y la tubería de revestimiento, además de asegurar que el cemento soporte a la tubería de revestimiento⁴. Los propósitos generales de la cementación primaria son:

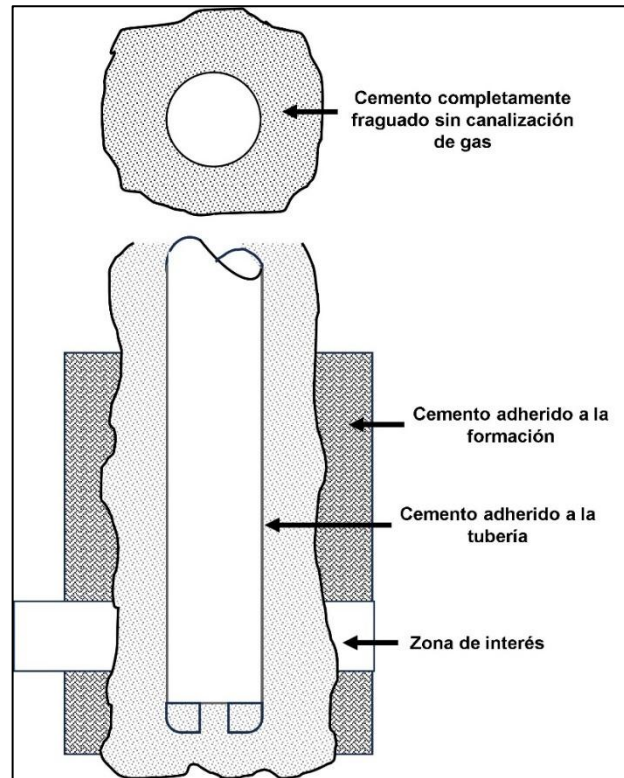
- Soportar el peso de la tubería de revestimiento.
- Proporcionar aislamiento zonal entre etapas perforadas y aislamiento anular, así como, entre las zonas del pozo que contengan agua, gas y/o aceite.
- Brindar la mayor protección posible a las tuberías de revestimiento para resistir esfuerzos axiales como la presión interna, el colapso y esfuerzos biaxiales durante la perforación; reducir el proceso corrosivo en las tuberías de revestimiento que pueda ocasionarse con los fluidos de control y de estimulación de pozos.
- Evitar derrumbes de las paredes del pozo que tengan litologías no consolidadas de manera permanente.

En otras palabras, las cementaciones primarias se caracterizan por sólo bombear cemento para fijar una tubería de revestimiento en el agujero descubierto (ver figura 2.1) para cumplir con los propósitos ya mencionados, asegurando una construcción de pozo eficiente y segura para la explotación futura de hidrocarburos.

³ Clasificación tomada del curso “Cementaciones”, impartido por Halliburton México, Cementing & Casing Equipment. (Halliburton Energy Inc, 2023).

⁴ Tomado del documento “3. Guía Práctica para Diseñar y Efectuar Cementaciones Primarias” (p.2), por la Subdirección de Perforación y Mantenimiento de Pozos de Petróleos Mexicanos.

Figura 2.1. Ilustración de la cementación primaria en pozos petroleros

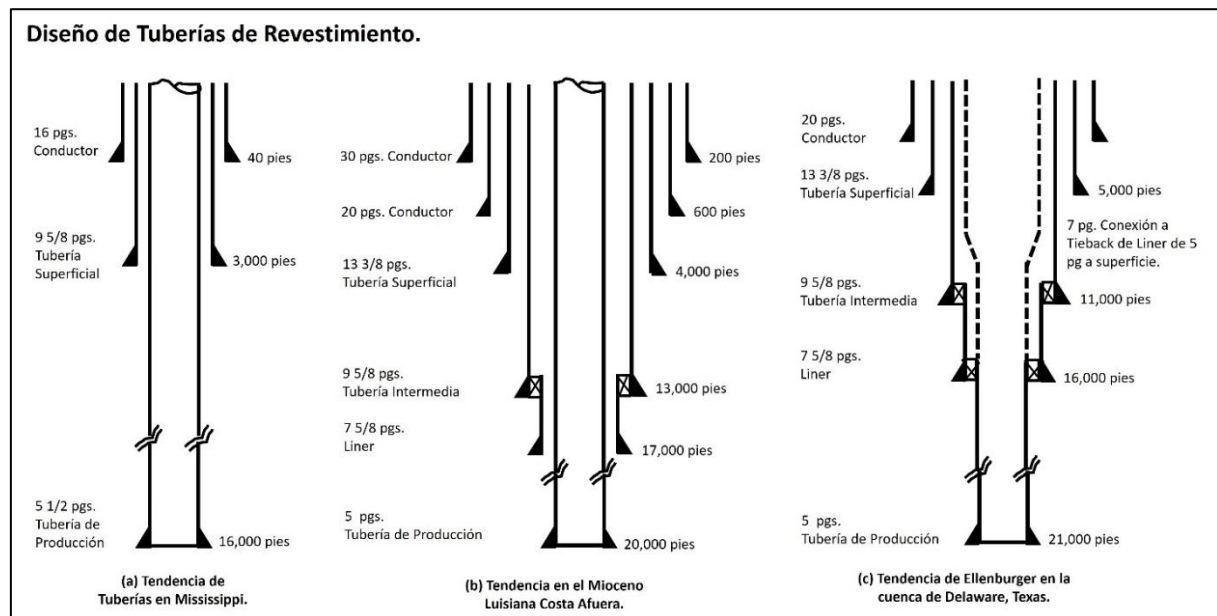


Nota. Los trabajos de cementación de tuberías de revestimiento en cada etapa del pozo petrolero constituyen a la cementación primaria. Las dos principales funciones de este trabajo es soportar a la TR y brindar el sello hidráulico del interior del pozo hacia la formación y viceversa, es decir, aislamiento anular y entre etapas perforadas. Tomado del libro *Well Cementing* (p. 1), por Robert C. Smith, 1990, *Schlumberger Educacional Services*.

Como ya se mencionó, la cementación primaria está asociada a la cementación de las tuberías de revestimiento en el agujero del pozo, las cuales se clasifican de acuerdo con su función y profundidad en cada etapa perforada durante la construcción de los pozos y la configuración tubular para cada etapa debe estar basada en la ventana operativa obtenida para el diseño de cada pozo. Dicha clasificación ha sido homologada en México y varias partes del mundo, como en los Estados Unidos de Norteamérica (ver figura 2.2), donde Adam T. Bourgoyne Jr (1986, pág. 300) menciona que las tuberías de revestimiento se clasifican en:

- Tubería Conductora.
- Tubería Superficial.
- Tubería Intermedia e Intermedia Adicional.
- Tubería de Explotación.
- Liner (Tubería Corta).

Figura 2.2. Configuración de tuberías de revestimiento en diferentes pozos petroleros en Estados Unidos de Norteamérica.



Nota. La configuración de tuberías de revestimiento en la construcción de pozos petroleros depende en la mayoría de los casos del comportamiento de las geopresiones. (a) En zonas de la ventana operativa en las que no hay cambios abruptos de presión anormal, el arreglo de TR's es sencillo y sin tuberías intermedias. Sin embargo, en cuencas donde los cambios de presión son considerables y en peligro de brotes o de pérdidas de circulación, es necesario asentar más de una tubería intermedia para terminar el pozo con éxito (b) y (c). En general, el diseño del pozo debe buscar la eficiencia al ser construido y el bajo gasto económico posible. Tomado del libro *Applied Drilling Engineering* (pp. 300 - 301), por Adam T. Bourgoyne Jr, 1986, *SPE Textbook Series Volume 2*.

Por otro lado, cada tipo de tubería de revestimiento según la clasificación ya mencionada debe cumplir con funciones específicas que contribuyen a la construcción eficiente del pozo desde la superficie hasta la profundidad del objetivo, es decir, hasta el yacimiento de hidrocarburos. Idealmente hablando, bastaría con una sola tubería de revestimiento que conectara al yacimiento con la superficie, sin embargo, el subsuelo se compone de varios tipos de formaciones que contiene distintos tipos de propiedades o problemas que imposibilitan el uso de una sola TR, por lo cual, el diseño de pozos se realiza con varias TR's introducidas y asentadas en el pozo de manera concéntrica y de acuerdo a su función, como lo explicó Miguel Ángel Benítez Hernández de la Gerencia de Perforación y Mantenimiento de Pozos de Petróleos Mexicanos en el libro *Diseño de Tuberías de Revestimiento* (1991, p. 16-17), donde también menciona las características y el rol de cada tipo de TR que se abordará a continuación.

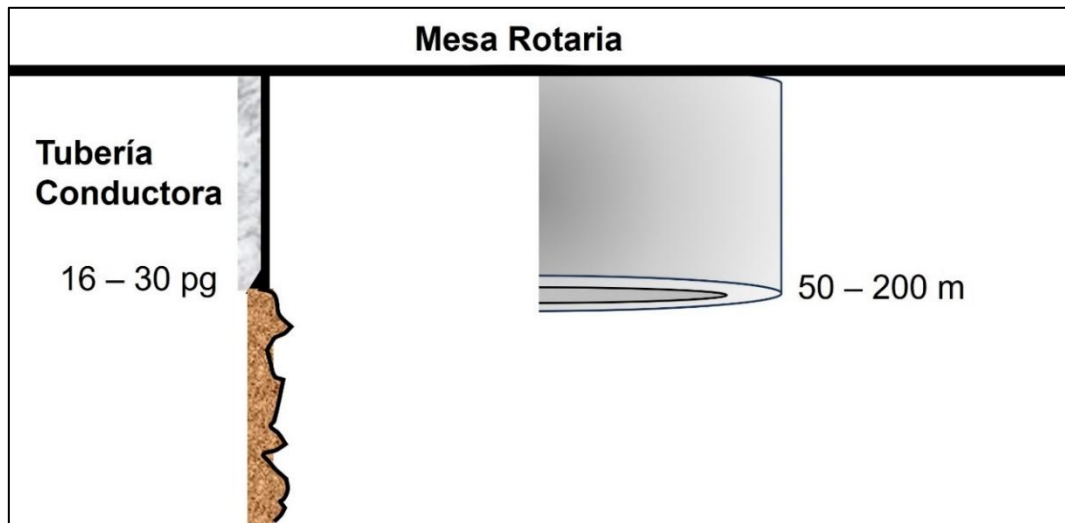
2.1.1. Tubería Conductora.

La tubería conductora generalmente es de longitud corta que va desde 50 m a 200 m y de mínimo 16 pg de diámetro que puede aumentar hasta máximo 30 pg en función de la profundidad del pozo, es decir, entre más profundo sea el pozo, mayor diámetro tendrá la tubería conductora.

Como funciones, previene el lavado de la formación superficial que puede contener litología deleznable en el inicio de la perforación de las dos primeras etapas, brindando protección e integridad al pozo. También asegura el retorno de lodo de perforación durante la perforación de la etapa siguiente (superficial) y brinda soporte a los preventores BOP (*Blow Out Preventer* por sus siglas en inglés) para el control de pozo en caso de un influjo hablando de la perforación sobre balance, así como a los cabezales de las tuberías subsecuentes.

En la figura 2.3, se ejemplifica la posición de la tubería conductora en un pozo petrolero hipotético.

Figura 2.3. *Tubería Conconductora.*



Nota. La tubería conductora es la primera etapa perforada o pilotada en un pozo petrolero, la cual, debe ser cementada para cumplir con eficiencia sus funciones en el pozo.

La etapa conductora regularmente es un tubo con costura, es decir, una tubería elaborada a partir de una lámina de acero enrollada y unida mediante soldadura, aunque por experiencia reciente, se ha implementado la práctica Recuperación de Conductor, donde se busca utilizar agujeros superficiales de pozos en abandono, recuperando la tubería conductora y parte de la superficial e intermedias, realizando un corte desde el interior y 15 m por arriba del último TxC de abandono, extrayendo la chatarra y acondicionando el agujero para su reutilización, realizando un sidetrack para desviar la nueva tubería conductora que es asentada por medio de percusión, siendo cementada finalmente⁵. Además, debido a esas prácticas, se ha permitido usar tuberías de 20 pg como conductoras, siendo estas tuberías de revestimiento sin costura⁶.

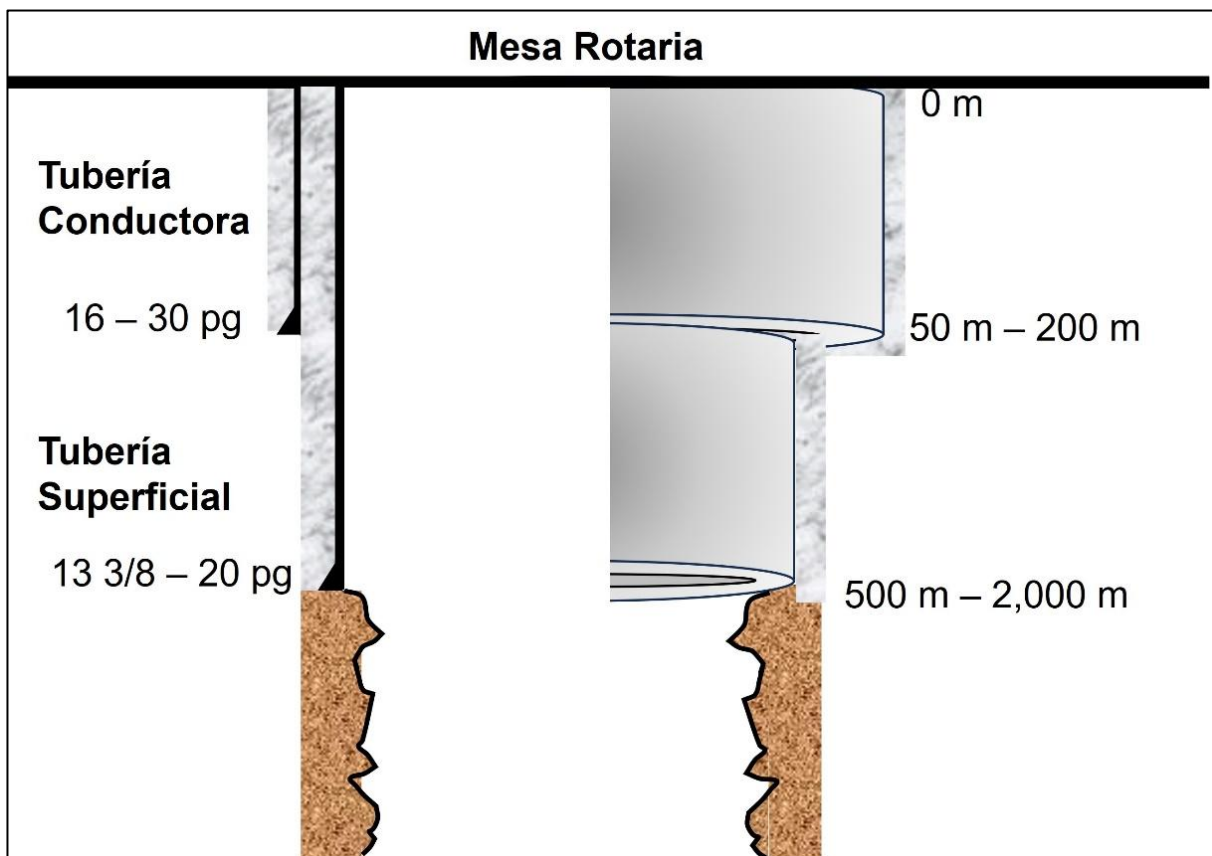
⁵ Práctica descrita más a detalle en el curso *Recuperación de Conductores*, impartido por Grupo IPS, 2023, Ciudad del Carmen, Campeche.

⁶ Para más información, consultar el video *Proceso Productivo al Detalle* de la compañía Tenaris, donde se especifica la fabricación de la tubería sin costura. (Tenaris, 2014).

2.1.2. Tubería Superficial.

Esta tubería de revestimiento es de diámetro menor a la conductora y como funciones, protege al pozo de derrumbes por formaciones deleznales o de pérdidas de circulación originadas a poca profundidad y a los mantos acuíferos formados a profundidades superficiales para evitar su contaminación. Esta tubería corresponde a la segunda etapa perforada (ver figura 2.4) y debido a la profundidad en la que tiene su asentamiento, debe ser capaz de soportar los esfuerzos presentes en el pozo, por lo cual, a partir de esta etapa se utilizan tuberías sin costura.

Figura 2.4. *Tubería Superficial.*



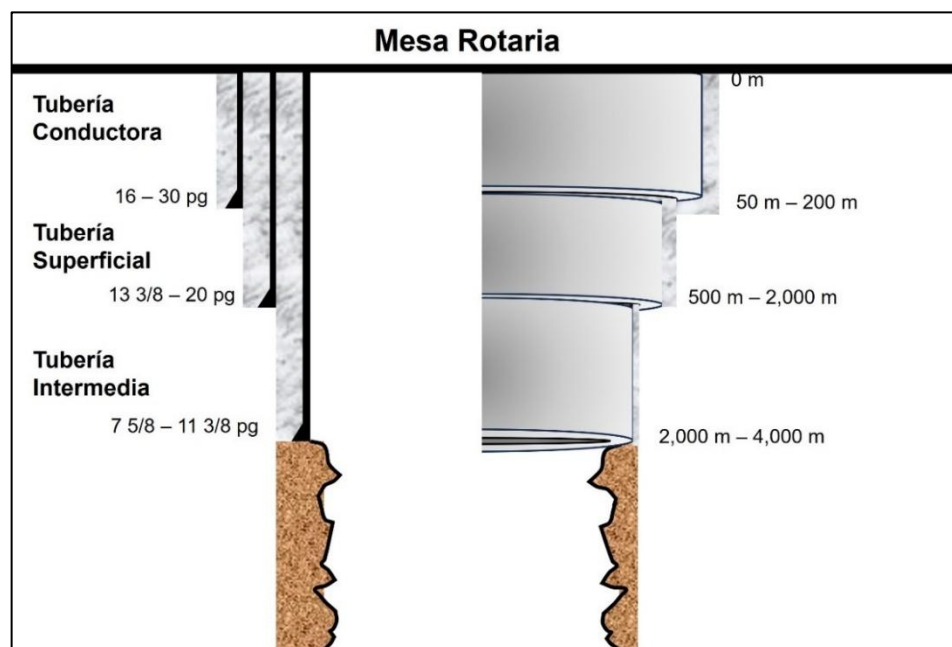
Nota. La etapa superficial es de diámetro menor a la conductora, desde la barrena para la perforación como de la tubería de revestimiento.

La etapa superficial es la primera etapa perforada con un arreglo de preventores (BOP) como sistema de control de pozos y esta etapa debe ser cementada desde la zapata hasta la superficie, aunque en prácticas más recientes se han modificado dichos estándares, por lo que ya no es necesario cementar la TR superficial hasta superficie, disminuyendo el costo de la cementación y accesorios.

2.1.3. Tubería Intermedia.

Esta etapa se perfora con una barrena de diámetro menor al diámetro interior de la tubería superficial, de igual manera, la tubería intermedia se elige con diámetro menor (ver figura 2.5). Esta TR brinda protección al pozo de los cambios abruptos de presión en la zona de presión anormal, por lo que puede ser necesaria más de una intermedia.

Figura 2.5. *Tubería Intermedia.*



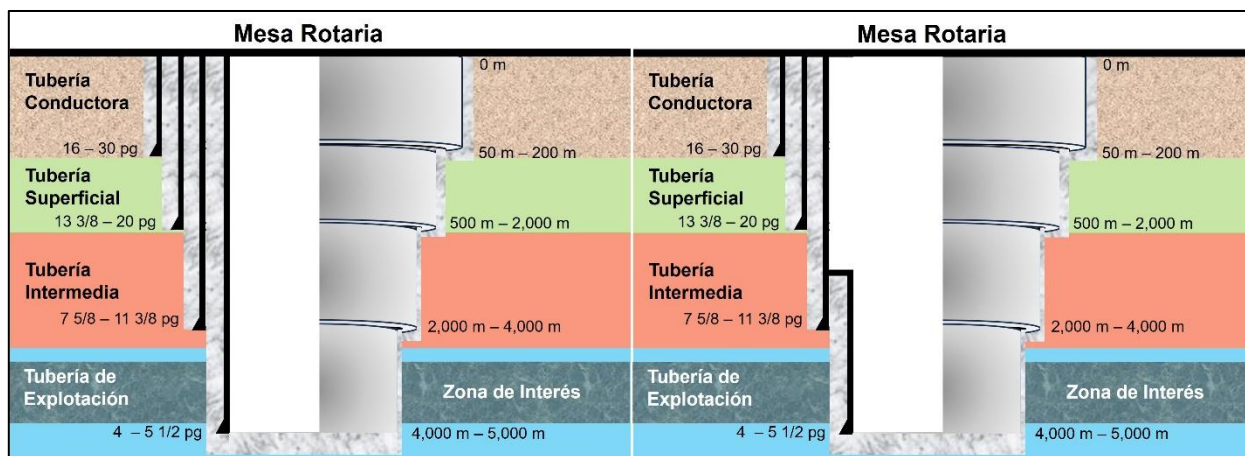
Nota. La TR Intermedia tiende a asentarse en las zonas de alta presión detectadas en la ventana operativa, donde existen cambios abruptos de presión que necesitan un cambio en la densidad de lodo para el control del pozo, protegiendo así la integridad de este.

2.1.4. Tubería de Explotación.

Es la tubería de revestimiento que tiene contacto con la formación productora (ver figura 2.6). Proporciona aislamiento de los hidrocarburos de fluidos almacenados en formaciones anteriores al yacimiento, además de proteger a la tubería de producción.

En pozos someros puede ser una tubería corrida hasta la superficie, pero en pozos profundos, la TR de explotación puede ser un liner o tubería corta, de la cual se hablará más adelante.

Figura 2.6. Tubería de Explotación

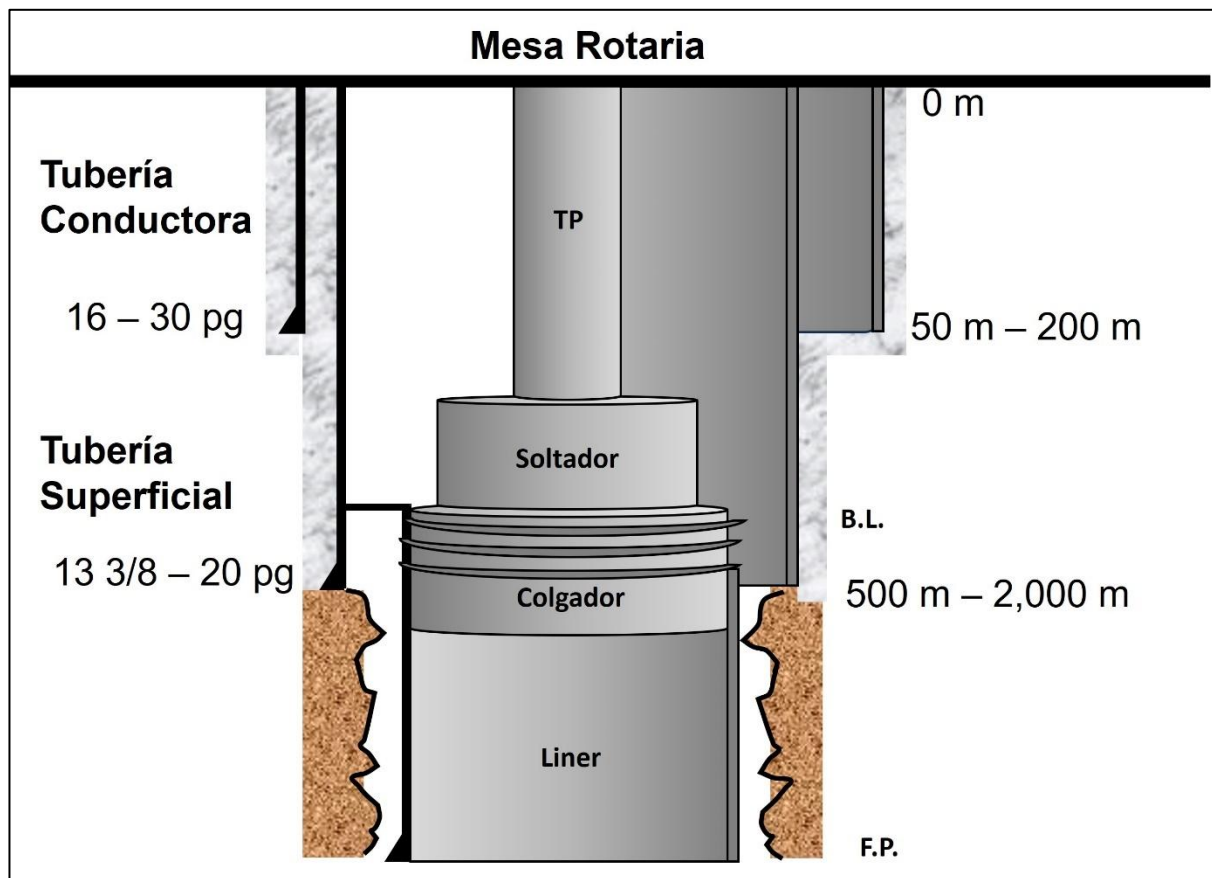


Nota. La etapa de explotación es la última perforada y revestida, usando una tubería corrida a superficie o un liner de explotación, según sea la condición de profundidad del pozo.

2.1.5. Liner o Tubería Corta.

Es una tubería que se instala de manera especial y constituye a una sarta de revestimiento que no va posicionada de superficie al fondo del pozo, sino que va anclada y/o empacada con ayuda de un tubular denominado colgador y que se introduce por medio de una herramienta llamada soltador que se lleva al fondo conectada con tubería de perforación (ver imagen 2.7).

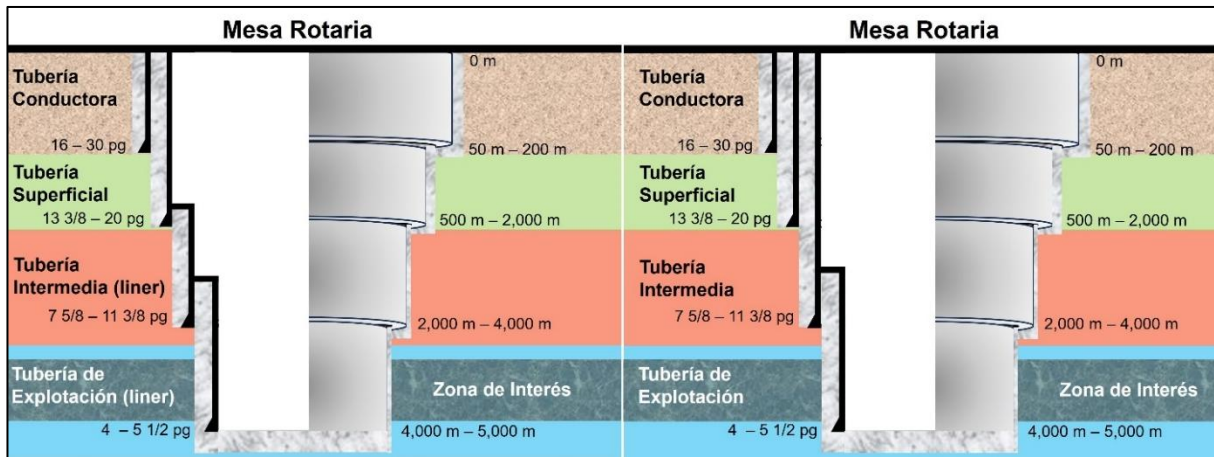
Figura 2.7. Liner o Tubería Corta de Revestimiento.



Nota. La tubería corta o liner se introduce al fondo con ayuda del soltador – colgador mediante tubería de perforación. Una vez que llega a la profundidad perforada (F.P.), se procede a la expansión/anclaje del colgador y a la liberación del soltador, dejando la boca de liner (B.L.) traslapada con la TR anterior y el liner listo para ser cementado según sea el caso.

Esta tubería permite cubrir longitudes cortas de agujero descubierto y tiene un traslape con la TR anterior de 50 m a 150 m. Debido a estas características, permite reducir costos en tubería de revestimiento, así como, disminuye la carga de peso del acero a la torre o mástil de perforación cuando la etapa a revestir es considerablemente profunda. El liner de revestimiento puede ser utilizado en etapas intermedias o de explotación (ver figura 2.8).

Figura 2.8. Usos del Liner o tubería Corta.



Nota. El uso de liner o tubería corta provee ventajas económicas y técnicas en la construcción del pozo, por ejemplo, se utiliza menor cantidad de tubería, lo cual reduce costos y cuando la etapa perforada es profunda, el liner disminuye el peso de la sarta de revestimiento al ser de longitud corta y sin llegar de superficie al fondo del pozo.

Según la Gerencia de Ingeniería de Petróleos Mexicanos en la *Guía para el Asentamiento y Diseño de Tuberías de Revestimiento* (2008, p. 3), los principales puntos a tomar en cuenta para la elección del tipo y diámetro de la tubería de explotación son los siguientes:

- Diámetro requerido en el estudio de la productividad de pozos para la explotación eficiente del yacimiento.
- Tipo de formación y su contenido de fluidos.
- Presión de formación y de fractura.
- Densidad del fluido de control.
- Presión diferencial.
- Máximo volumen al brote durante la perforación.

El diseño de tuberías de revestimiento debe realizarse para cada etapa o tubería, donde se evalúa el comportamiento de cada TR ante las cargas esperadas en el pozo, por ejemplo, esfuerzos axiales, biaxiales y triaxiales, para garantizar la integridad de las tuberías y obtener el diseño más económico pero eficiente posible.

2.2. Cementación Secundaria.

De acuerdo con la compañía de servicios Halliburton Energy (2023), la cementación secundaria corresponde a todos los trabajos de cementación en pozos diferentes a la cementación de tuberías de revestimiento, es decir, toda operación de cementación distinta a la cementación primaria.

Estos trabajos se clasifican en dos ramas:

- Cementaciones forzadas.
- Tapones de cemento.

2.2.1. Cementación forzada.

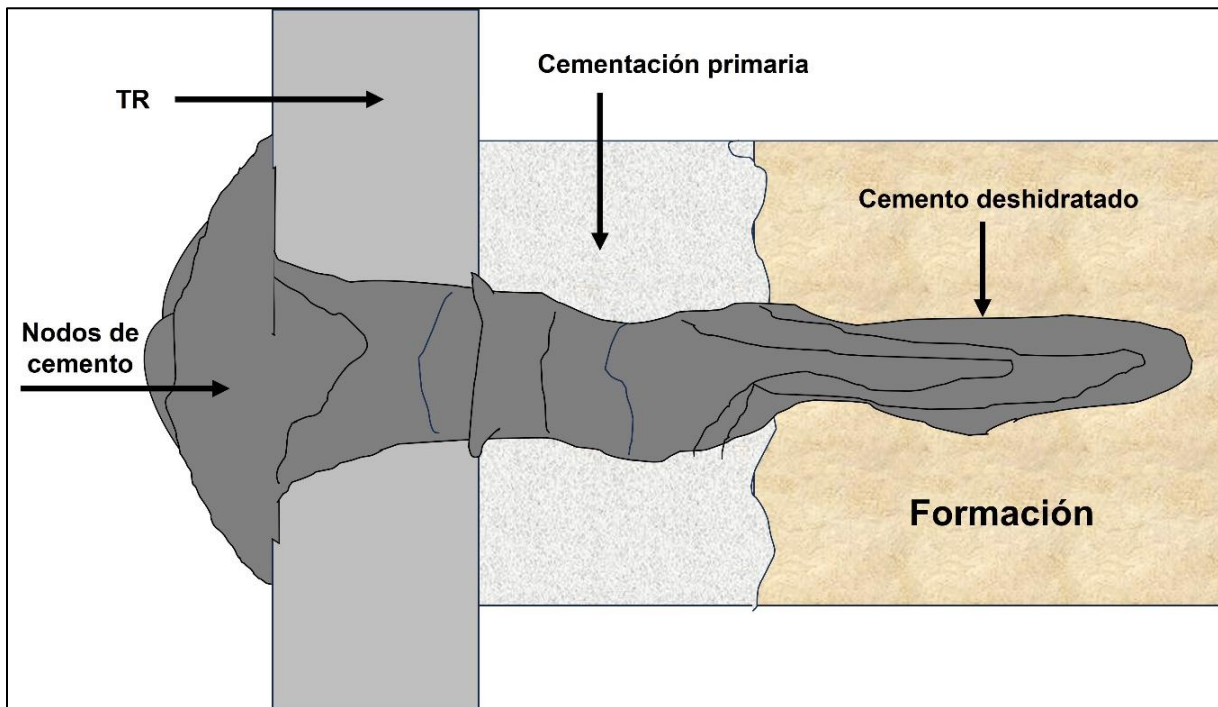
De acuerdo con Petróleos Mexicanos (2008)⁷ en la *Guía de Diseño y Ejecución de Cementaciones Forzadas*, la cementación forzada es un proceso mediante el cual, la lechada de cemento es empujada o inyectada hacia la formación a través de disparos o ponchaduras en la tubería de revestimiento, con una presión mayor a la ejercida por los fluidos almacenados en la formación, los cuales son desplazados en su interior sin causar fracturas en la misma (ver figura 2.9).

El efecto de la presión y la temperatura en las operaciones de cementación forzada permiten la filtración de la fase líquida de la lechada de cemento hacia la formación, acelerando la deshidratación del cemento como fase sólida, el cual forma un enjarre que impide el paso de fluidos hacia el pozo, haciéndose sólido de manera rápida por la pérdida de agua y aditivos líquidos.

⁷ Tomado de la *Guía de Diseño y Ejecución de Cementaciones Forzadas* por Pemex Exploración y Producción.

La deshidratación del cemento está en función de la velocidad en la que se filtra la fase líquida hacia la formación, es decir, entre más permeable sea la formación, mayor será la pérdida de filtrado y la deshidratación del cemento será más rápida, sin embargo, en rocas con baja permeabilidad, tardará más tiempo la filtración de la fase líquida de la lechada a la formación y la deshidratación del cemento será más lenta, por lo tanto, la consolidación y fraguado del cemento tardará más tiempo.

Figura 2.9. Esquemización de una cementación forzada.



Nota. Ejemplificación de la posición del cemento en una cementación forzada, donde la lechada es empujada hacia la formación, induciendo la pérdida de filtrado de la fase líquida de la lechada, quedando en las paredes del pozo el cemento deshidratado al cual se le denomina *nodo*. Debido a la pérdida de la fase líquida, la fase sólida tiende a fraguar con mayor rapidez. Tomado del libro *Guía de Diseño y Ejecución de Cementaciones Forzadas* (p. 4), por Petróleos Mexicanos, Exploración y producción.

Las razones por las cuales es necesario el diseño y la ejecución de la cementación forzada son las siguientes:

- Corrección o remediación de cementaciones primarias debido a canalizaciones o tirantes insuficientes de cemento en el espacio anular.
- Erradicación de influjos de agua de las zonas productoras.
- Reducción de la relación gas – aceite, agua – aceite, aislando el aporte de gas o agua de intervalos adyacentes.
- Reparación de la TR debido a efectos de la corrosión o fracturas de esta.
- Abandono de zonas que ya no son productoras o que presentan baja presión.
- Probar intervalos múltiples en pozos exploratorios aislando uno a uno con la finalidad de impedir interferencias o malas interpretaciones en pruebas de producción.
- Sellar zonas que presenten pérdidas de circulación.

La cementación forzada se realiza inyectando cemento a través de la tubería de revestimiento previamente disparada, teniendo dos métodos para la inyección del cemento:

La *Inyección de lechada a baja presión* tiene como objetivo rellenar las cavidades de la TR que fueron originadas mediante disparos, por lo cual, la lechada de cemento no es bombeada hacia la formación y el volumen de cemento es de volumen pequeño. Debido a esta práctica, es necesario mantener el control de la presión en el fondo, que es la suma de la presión hidrostática y la presión de inyección, con la intención de no sobrepasar el gradiente de fractura, por lo que, antes de ejecutar la cementación forzada es necesario efectuar una prueba de admisión que brindará el gasto máximo permisible sin fracturar a la formación y el volumen de fluidos a forzar en ella. Esta operación debe realizarse de manera continua y en una sola etapa para evitar fraguados prematuros en el interior de las cavidades de la TR, ocasionando taponamientos imprevistos.

Por otra parte, la *Inyección de lechada a alta presión* se realiza cuando existen anomalías en la cementación forzada realizada con el método a *baja presión*, también cuando se requiere colocar cemento detrás de la TR o cerca de los disparos, por lo cual se necesita romper a la formación excediendo a la presión de fractura, siendo el objetivo establecer la presión necesaria para desplazar los fluidos y a la lechada de cemento contra la formación para llevar a cabo la deshidratación del cemento y sellar los canales de la formación para evitar la migración de fluidos de las fracturas de esta hacia los disparos.

2.2.2. Tapones de Cemento.

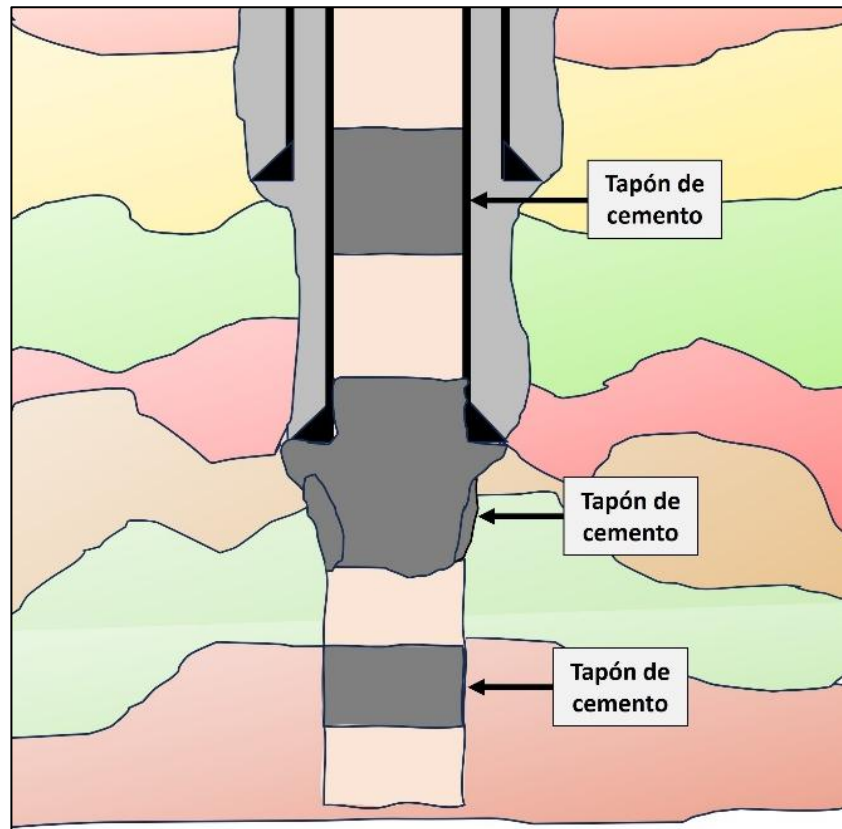
Según George O. Suman (1977) de la *Completion Technologies Co., Houston*, los tapones de cemento (también llamados TxC o tapón por circulación) son volúmenes relativamente pequeños de cemento diseñados para su colocación en el interior del pozo, con la intención de aislar al pozo por distintas problemáticas o para efectuar el abandono parcial o definitivo.

De igual manera, se mencionan dos escenarios en los cuales se realizan los trabajos de taponamiento. Según Dwight K. Smith (1990), los tapones de cemento se usan con varios propósitos cuando los pozos se encuentran en agujero descubierto o cuando están revestidos.

- En agujero entubado:

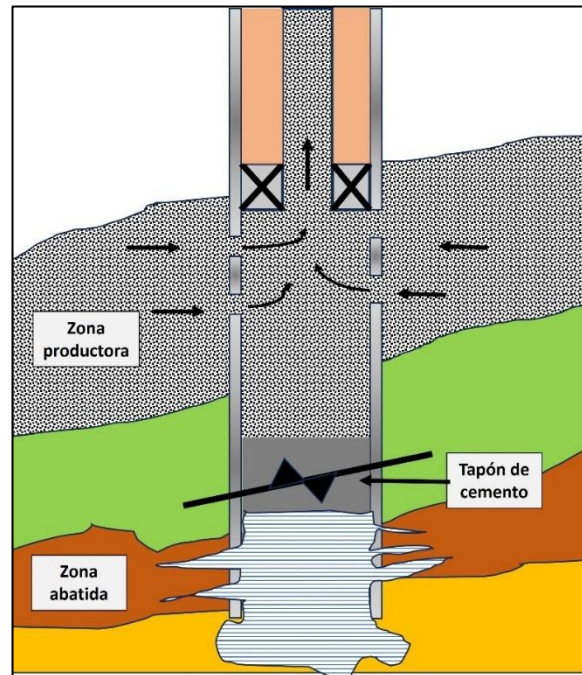
Generalmente se colocan tapones de cemento para el *abandono temporal o definitivo* de pozos que ya se encuentran secos. En pozos con presión abatida o *depresionados*, colocar un tapón a una profundidad adecuada impide la migración vertical de fluidos o la comunicación entre intervalos que pueda ocasionar la contaminación de acuíferos de agua dulce que existan en etapas someras (ver figura 2.10).

Figura 2.10. Tapón de cemento para el abandono temporal o definitivo de pozo.



Nota. Ejemplificación de la posición de los tapones de cemento en el abandono parcial o total de un pozo. Tomado del libro *Well Cementing* (pp. 344 - 345), por Smith R. C. y Erick B. Nelson, 1990, *Schlumberger Educational Services*.

También, los tapones de cemento se usan para el *aislamiento de una zona específica* en el pozo, teniendo como propósito la restricción de la zona de agua en el fondo o disminuir la profundidad del intervalo productor. En pozos con más de una zona productora, es una buena práctica el aislamiento de los intervalos que ya no son rentables con tapones permanentes que eviten la pérdida de producción o migración de fluidos de un intervalo a otro (ver figura 2.11).

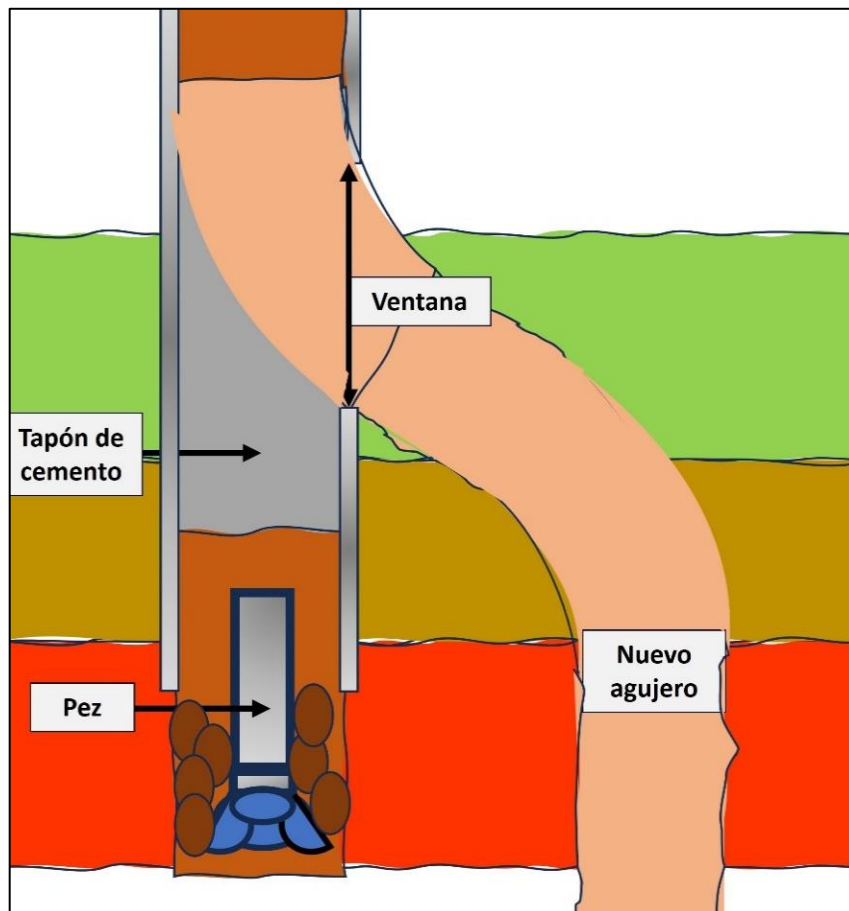
Figura 2.11. *Tapón de cemento para el aislamiento de intervalos en pozo.*

Nota. La migración de aceite y gas ocurre de zonas de mayor a menor potencial. En esta figura, la zona con menor presión o abatida fue sellada con un tapón de cemento para evitar la migración de fluidos del intervalo productor subsecuente, lo cual podría generar una pérdida de presión y de producción en el yacimiento en explotación. Tomado del libro *Well Cementing* (pp. 344 - 345), por Smith R. C. y Erick B. Nelson, 1990, Schlumberger Educacional Services.

Cuando existe una zona inaccesible durante la perforación, como la existencia de un pez (por atrapamiento de sarta o tubería rota), existencia de domos salinos, entre otras adversidades, es necesario realizar el *desvío de la trayectoria del pozo* para completar las etapas programadas. Para este propósito, los tapones de desvío son de vital apoyo en el trabajo de apertura de ventanas⁸ en la tubería de revestimiento para la modificación de la trayectoria (ver figura 2.12).

⁸ Una *Ventana* es el corte y molienda de un intervalo de la tubería de revestimiento para efectuar el desvío de la trayectoria de un pozo. (PEMEX, 2010).

Figura 2.12. Tapón de cemento para la abertura de ventana para la desviación de trayectoria en pozo.

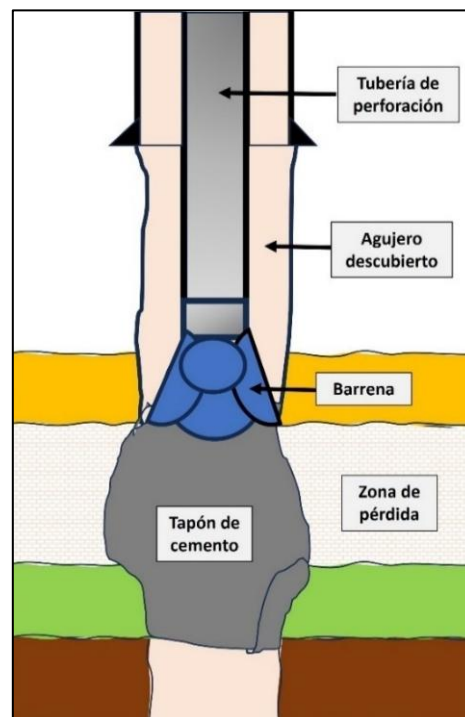


Nota. En ocasiones, durante la perforación de etapas en litologías con presión de poro anormalmente baja, la consolidación de sedimentos es considerablemente baja, lo cual, puede causar atrapamientos de la sarta de perforación. Si las maniobras de liberación no logran su propósito, se procederá a cortar la tubería, dejando en el fondo del pozo el fragmento de sarta denominado pez. Debido a lo anterior, será necesario la colocación de un TxC de cemento para la molienda de la pared de la TR donde se realizará la desviación de la trayectoria del pozo.

- En Agujero descubierto:

Como ya se abordó en los escenarios de agujero entubado, existen litologías con baja presión de poro que, al ser atravesadas por la sarta de perforación, la presión hidrostática que la columna de lodo ejerce en el fondo del pozo es mayor a la de la formación, lo cual se traduce como una *pérdida de circulación*. Una solución para este problema es la colocación de un TxC en la zona de pérdida, lo cual, puede incrementar el retorno de lodo a superficie y con ayuda del tratamiento de fibras y aditivos de control de pérdida en el cemento, es posible detener la pérdida de circulación y al fraguar el tapón, se puede volver a perforar el intervalo sin que el cemento residual sufra fisuras o desmoronamientos, evitando realizar un desvío en el pozo (ver figura 2.13).

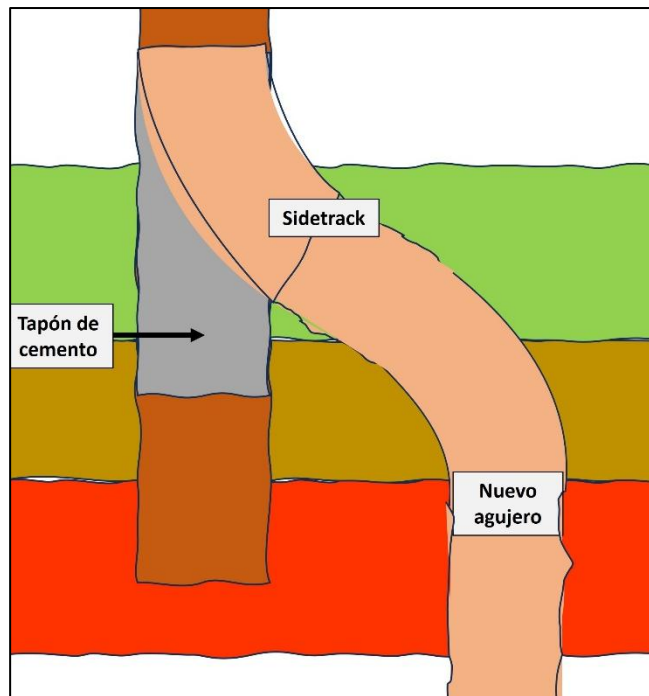
Figura 2.13. TxC de cemento para la remediación de una pérdida de circulación en agujero descubierto.



Nota. El uso del tapón de cemento para curar zonas de pérdida de circulación puede ser menos costoso que la cementación forzada, brindando la eficiencia necesaria para volver a perforar el intervalo con retorno de lodo en superficie. Tomado del libro *Well Cementing* (pp. 344 - 345), por Smith R. C. y Erick B. Nelson, 1990, Schlumberger Educacional Services.

Al igual que en el escenario de desvío de la trayectoria de pozo en agujero entubado, en agujero descubierto también es muy común la colocación de tapones de cemento para el desvío del pozo, la diferencia radica en que en las paredes de la formación no se abren ventanas, sino que, se perfora un agujero denominado *sidetrack*. El TxC colocado tendrá el mismo propósito que un tapón en interior de TR, es decir, servirá de apoyo para la abertura del sidetrack en la pared del pozo (ver figura 2.14).

Figura 2.14. TxC de cemento para la apertura de sidetrack en la desviación de trayectoria en pozo



Nota. La diferencia de los escenarios de desvío de pozo simplemente radica en la condición del agujero, es decir, si está entubado o descubierto. Los motivos entre ambos casos son los mismos, rodear un pez o alguna formación/estructura indeseable, para lo cual se requiere un TxC de cemento que sirva de apoyo a las herramientas de desvío. Tomado del libro *Well Cementing* (p. 344 - 345), por Smith R. C. y Erick B. Nelson Schlumberger Educacional Services.

3. Elementos de diseño de la cementación primaria en TR de 16”.

La cementación de pozos no es una actividad aislada de las demás en la rama de la perforación. El diseño eficiente de una cementación depende de la información sobre la perforación del agujero y de la TR que se usará para revestirlo. Como se mencionó en la introducción, este trabajo tiene como propósito demostrar que la planeación y la ejecución son complementarias una de la otra y deben de estar en sintonía para poder realizar un trabajo eficiente. En este capítulo, la planeación de la cementación es el primer paso en el cual se debe tener en cuenta la información inicial que será procesada matemáticamente para obtener los modelos que simulen las condiciones necesarias sobre las cuales se diseñará la lechada de cemento, que debe ser adecuada para una TR de 16 pg, TR que da título a este capítulo, realizando las pruebas necesarias que sustenten la eficiencia del cemento en las condiciones del pozo.

3.1. Información del pozo y la etapa perforada.

Según la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos de Petróleos Mexicanos Exploración y Producción en su publicación, *Un Siglo de la Perforación en México* (2010), para lograr un buen desarrollo operativo en cada una de las etapas de la cementación primaria, se debe indagar en los conceptos técnicos de las actividades previas a la cementación, como lo son:

- Especificaciones de TR's que se van a utilizar.
- Diseño de TR's por cargas máximas.
- Accesorios y equipo de flotación para todas las tuberías (para este caso de 16 pg).
- Apriete computarizado.
- Lechadas de cemento propuestas.

Por otra parte, es importante recabar todo tipo de información que muestre las condiciones del pozo durante y después de la perforación de la etapa, con el objetivo de inferir en las necesidades del pozo para el cual se diseñará la o las lechadas de cemento. Los datos requeridos son:

- Diámetro del agujero (promedio o con registro *caliper*).
- Diámetro de la TR anterior.
- Profundidad final o Total perforada (PF o PT).
- Ángulo de desviación y profundidad de desviación.
- Tipo de sarta y de barrena utilizada en la perforación de la etapa.
- Columna litológica con ventana operativa.
- Configuración de TR's a utilizar en el pozo con sus especificaciones.
- Profundidad de la zapata anterior.
- Temperatura Estática de Fondo (BHST)⁹ de registro, estimada o de pozos de correlación.
- Tipo de fluido de control, propiedades reológicas y de densidad de lodo de perforación al entrar y salir del pozo.
- Nivel de lodo en presas, registro de posibles pérdidas de circulación o influjos y su tratamiento.
- Gradientes de poro y de fractura (Gp y Gf).
- Tiempo de circulación, presión y gasto.
- Diámetro de las posibles combinaciones y accesorios a utilizar en la configuración de la TR, así como especificaciones como el tipo, marca, grados, peso y conexiones. Así mismo, inspección física de los mismos.
- Información de resistencias al introducir o extraer la barrena del fondo.
- Reporte de introducción de TR al fondo.
- Condiciones de las bombas de lodo (dimensiones, camisa, pistón y eficiencia).
- Verificación de limpieza de sólidos de las líneas superficiales.

⁹ Bottom Hole Static Temperature (BHST, por sus siglas en inglés).

Con la información anterior, es posible representar de manera más específica las condiciones del pozo a intervenir, proponiendo diseños de cementación que sean adecuados para el pozo. En los apartados siguientes, se abordarán los elementos de diseño para la cementación de una TR de 16 pg partiendo de los datos ya mencionados aquí.

3.2. Consideraciones técnicas.

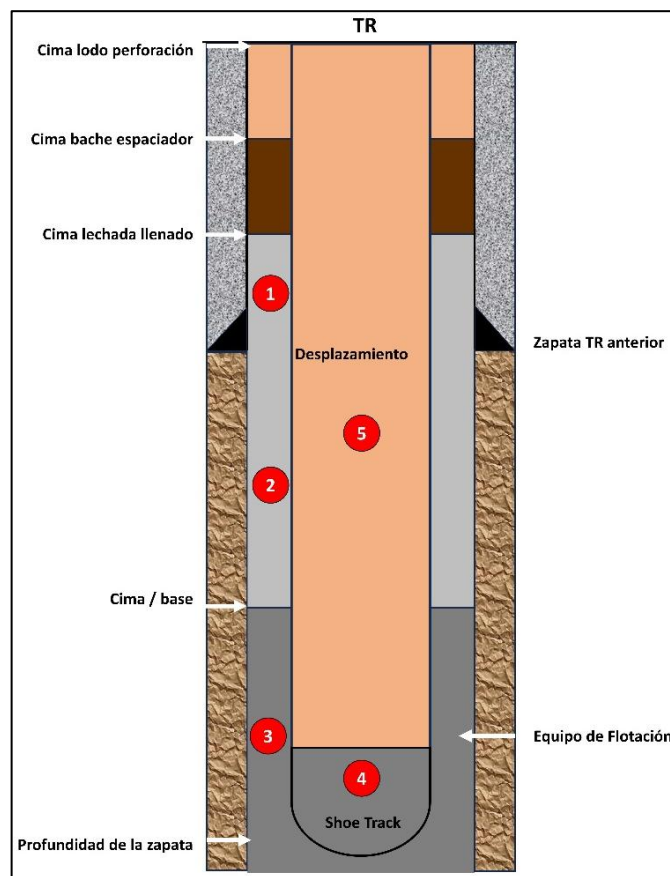
En el tomo 8, *Diseño de la perforación*, apartado X. *Diseño de la cementación*, la Unidad de Perforación y Mantenimiento de Pozos de Petróleos Mexicanos, en su publicación, *Un Siglo de la Perforación en México* (2010), menciona algunas de las consideraciones técnicas a tomar en cuenta para el diseño y planeación de la cementación de pozos:

- Cálculo de la densidad máxima permisible de la lechada de cemento que no sobrepase al gradiente de fractura (GF). La densidad del cemento debe sobrepasar al menos 1 [lb/gal] (0.1190 [g/cm³]) a la densidad del fluido de control.
- Determinar la temperatura estática de fondo (*BHST* por sus siglas en inglés) a partir de registros geofísicos o de alguna de las herramientas de fondo (MWD, LWD, etc.), por medio de correlaciones o con interpretaciones API.
- Diseñar la lechada de cemento y bache espaciador de acuerdo con las condiciones reales del pozo.
- Conocer la configuración de la TR a utilizar, especificaciones de la tubería y de los accesorios, como equipo de flotación, centradores, combinaciones, etc.
- Inspección de funcionamiento y prueba de los equipos a utilizar en la cementación, como la unidad de alta presión (UAP) y la cabeza de cementar con sus combinaciones.
- Tomar en cuenta los parámetros y datos de perforación para la determinación de volúmenes, excesos, condiciones de bombeo, presión, densidad equivalente de circulación (*ECD* por sus siglas en inglés), etc.

3.2.1. Volumetría.

Uno de los factores más importantes en la cementación de pozos es conocer la volumetría existente en el espacio anular y en el interior del pozo donde tendrá la posición final el cemento, de igual manera, el volumen de desplazamiento correcto para el posicionamiento programado de las lechadas. Con base en la figura 3.1, se realizará el desarrollo de las ecuaciones necesarias para la obtención de volúmenes en una TR corrida hasta superficie.

Figura 3.1. Posicionamiento de fluidos en una cementación de TR.



Nota. Esquema hipotético de la cementación de una TR corrida hasta superficie. Los indicadores de rojo muestran los volúmenes que son necesarios obtener para la preparación de la lechada de llenado y de amarre para la cementación de la TR, así como, el volumen de desplazamiento para el posicionamiento final de fluidos en el pozo y en el espacio anular.

Tomando en cuenta la figura 3.1, se presentan las ecuaciones para la obtención de la volumetría de las secciones 1, 2, 3, 4 y 5 del esquema.

En el espacio anular:

- **Sección 1.** Ecuaciones para el cálculo correspondiente al volumen de la lechada de llenado en el espacio anular entre la TR anterior y la TR actual:

$$V_{A1} = C_{A1} * L_{A1} \quad (3.1)$$

Donde:

V_{A1} = Volumen anular entre la TR anterior y la actual en [L].

C_{A1} = Capacidad anular en la sección 1 en [L/m].

L_{A1} = Longitud de cemento en espacio anular entre TR's en [m].

Para calcular la capacidad anular en la sección 1:

$$C_{A1} = (OD^2 - ID^2) * 0.5067 \quad (3.2)$$

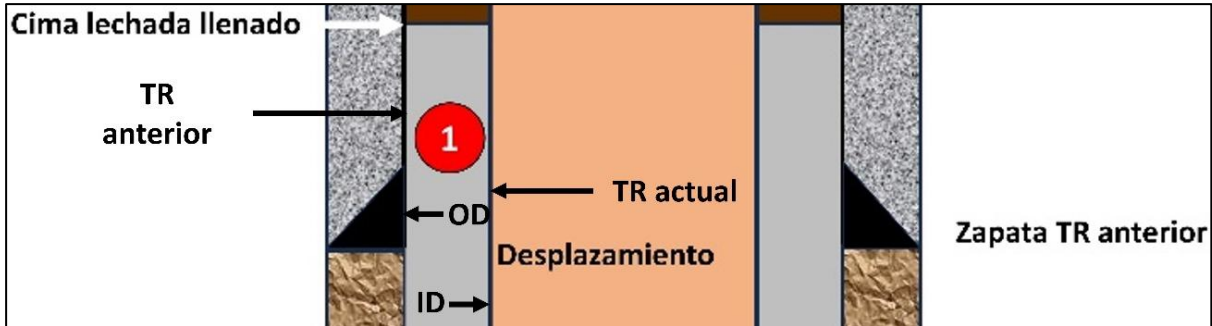
Donde:

OD = Diámetro exterior en espacio anular en [pg].

ID = Diámetro interior en espacio anular en [pg].

Para calcular capacidades en espacio anular entre dos TR's, la nomenclatura OD o diámetro exterior, se refiere al diámetro interior de la tubería con mayor diámetro, mientras que, ID corresponde al diámetro exterior de la TR con menor diámetro (ver figura 3.2.).

Figura 3.2. Espacio anular entre dos tuberías de revestimiento.



Nota. Representación gráfica de los elementos que determinan la capacidad anular entre dos tuberías de revestimiento.

La longitud o altura de la columna de lechada de llenado en el espacio anular entre tuberías de revestimiento será el intervalo entre la cima de la lechada de llenado menos la profundidad de la zapata anterior:

$$L_{A1} = Prof_{za} - Cima_{llen} \quad (3.3)$$

Donde:

$Cima_{llen}$ = Cima de lechada de llenado en [m].

$Prof_{za}$ = Profundidad de la zapata de la TR anterior en [m].

- **Sección 2.** Ecuaciones para el cálculo correspondiente a la lechada de llenado en el espacio anular entre el agujero descubierto y la TR actual:

$$V_{A2} = C_{A2} * L_{A2} \quad (3.4)$$

Donde:

V_{A2} = Volumen anular entre el diámetro del agujero y la TR actual en [L].

C_{A2} = Capacidad anular de la sección 2 en [L/m].

L_{A2} = Longitud de cemento en espacio anular entre agujero descubierto y TR en [m].

Para calcular la capacidad anular en la sección 2:

$$C_{A2} = (\phi_{Bna}^2 - ID^2) * 0.5067 \quad (3.5)$$

Donde:

ϕ_{Bna} = Diámetro de la barrena o del agujero descubierto en [pg].

ID = Diámetro interior en espacio anular en [pg].

En el caso del diámetro del agujero, cuando existe información del registro *caliper*¹⁰, es necesario realizar la comparación de los valores del diámetro obtenidos con el registro respecto al diámetro de la barrena, de esta manera, se podrá visualizar cuantitativamente las irregularidades en el diámetro del agujero que consecuentemente afecta al volumen obtenido del pozo y del cemento. Para solucionar este problema, se debe agregar un *exceso* de volumen de lechada de cemento para cubrir los huecos irregulares en las paredes del pozo. El exceso se calcula de la siguiente manera:

$$\%Exceso = \left[\left(\frac{Vol.\phi_C}{Vol.\phi_{Bna}} \right) - 1 \right] * 100 \quad (3.6)$$

Donde:

Vol. ϕ_C = Volumen equivalente con registro *caliper* en [Bls].

Vol. ϕ_{Bna} = Volumen de pozo con diámetro de barrena en [Bls].

Para el tirante de la lechada de cemento de llenado:

$$L_{A2} = Cima_a - Prof_{za} \quad (3.7)$$

Donde:

Cima_a = Cima de lechada de amarre en [m].

Prof_{za} = Profundidad de la zapata de la TR anterior en [m].

¹⁰ El registro *Caliper* es una herramienta que mide el diámetro real del pozo. Tomado del libro *Curso Básico de Evaluación de Formaciones Mediante Registros de Pozos en Open Hole*, (p. 42), por Sergio Alí Terrazas Aguilar, 2016.

Reescribiendo la Ecuación 3.4:

$$V_{A2} = Cap_{A2} * L_{A2} * (1 + \%Exceso) \quad (3.8)$$

- **Sección 3.** Ecuaciones para el cálculo correspondiente a la *lechada de amarre* en el espacio anular entre el agujero descubierto y la TR actual:

$$V_{A3} = C_{A3} * L_{A3} * (1 + \%Exceso) \quad (3.9)$$

Donde:

V_{A3} = Volumen anular entre el diámetro del agujero y la TR actual en [L].

C_{A3} = Capacidad anular en la sección 3 en [L/m].

L_{A3} = Longitud de cemento en espacio anular entre agujero descubierto y TR en [m].

Para calcular la capacidad anular en la sección 3:

$$C_{A3} = (\emptyset_{Bna}^2 - ID^2) * 0.5067 \quad (3.10)$$

Donde:

$\emptyset_{Bna}$ = Diámetro de la barrena o del agujero descubierto en [pg].

ID = Diámetro interior en espacio anular en [pg].

Tirante para la lechada de amarre:

$$L_{A3} = Prof_z - Cima_a \quad (3.11)$$

Donde:

$Cima_a$ = Cima de lechada de amarre en [m].

$Prof_z$ = Profundidad de la zapata de la TR actual en [m].

- **Sección 4.** Ecuaciones para el cálculo correspondiente al *shoe track* en el interior de la TR actual:

$$V_{ST} = C_{ID} * L_{ST} \quad (3.12)$$

Donde:

V_{ST} = Volumen del Shoe track en [L].

C_{ID} = Capacidad interior de la TR actual en [L/m].

L_{ST} = Longitud del Shoe track en [m].

Para calcular la capacidad del Shoe track:

$$C_{ID} = ID^2 * 0.5067 \quad (3.13)$$

Donde:

ID = Diámetro interior de la TR actual en [pg].

Tirante para el shoe track:

$$L_{ST} = Prof_{za} - Prof_{EF} \quad (3.14)$$

Donde:

$Prof_{za}$ = Profundidad de la zapata de la TR actual en [m].

$Prof_{EF}$ = Profundidad del equipo de flotación en [m].

- **Sección 5.** Ecuaciones para el cálculo correspondiente al desplazamiento en el interior de la TR actual:

$$V_D = C_{ID} * Prof_{EF} \quad (3.15)$$

Donde:

V_D = Volumen de desplazamiento en [L].

C_{ID} = Capacidad Interior de la TR actual en [L/m].

$Prof_{EF}$ = Profundidad del equipo de flotación en [m].

3.2.2. Presiones que intervienen en la cementación.

Todos los fluidos que se encuentran posicionados dentro del pozo ejercen una carga hidrostática en función de su densidad y de la longitud de la columna que los contiene. Para que el cemento llegue a su posición en el espacio anular, los fluidos en el interior de la tubería de revestimiento deben ejercer una fuerza hidrostática mayor que sea capaz de vencer a la fuerza producida por los fluidos en el espacio anular y los empuje a su posición final sin que se puedan desplazar al interior de la TR, cuando al terminar la cementación se encuentren en reposo o de manera estática.

Por experiencia, este propósito no siempre es cumplido, por lo cual, a veces es necesario brindar un apoyo para que los fluidos en el espacio anular (cemento, espaciador, lodo de perforación) no se desplacen al interior de la TR, por lo que, se ha implementado el uso de válvulas contrapresión instaladas en la configuración de la TR para contrarrestar la presión ejercida en el espacio anular. Actualmente se llama *equipo de flotación*¹¹.

La *presión hidrostática* se define como la presión que ejerce una columna de fluido a una determinada profundidad (PEMEX , 2010). La manera de obtener la presión hidrostática se muestra en la ecuación 3.16:

$$P_h = \frac{\rho_f * h_f}{10} \quad (3.16)$$

Donde:

P_h = Presión hidrostática en [Kg/cm²].

ρ_f = Densidad del fluido en [g/cm³].

h_f = Longitud o altura de la columna de fluido en [m].

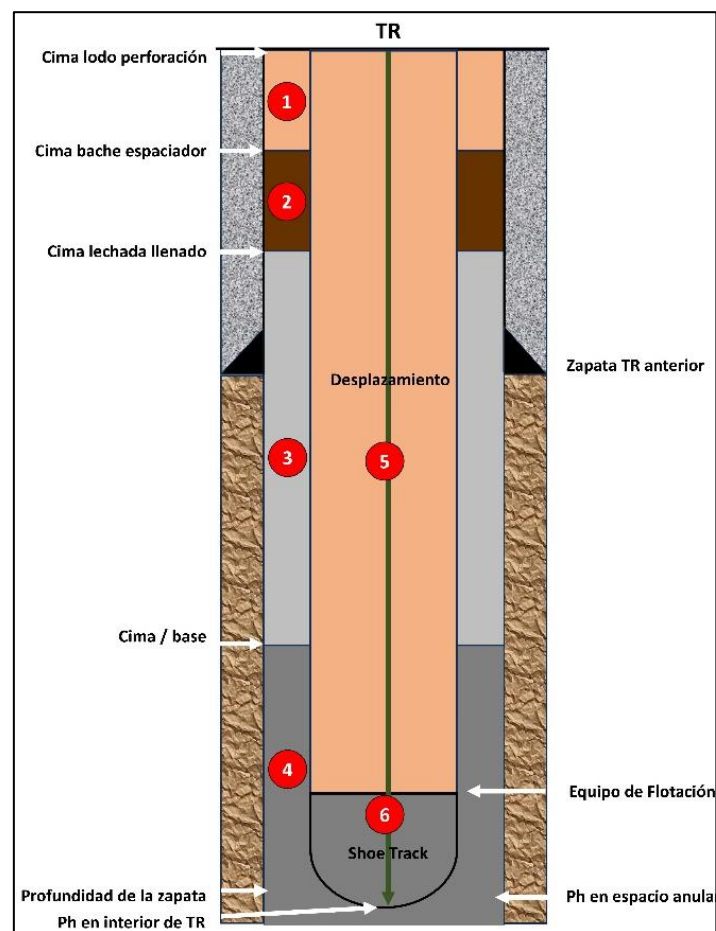
En caso de necesitar la unidad de presión [lbs/pg²] o *psi*:

$$P_h = \rho_f * h_f * 1.422 \quad (3.17)$$

¹¹ Ver apartado 3.6. de este capítulo.

El cálculo de presión hidrostática en los trabajos de cementación primaria ayuda a realizar la comparativa con la presión de poro y de fractura para evitar inducir pérdidas de circulación o influjos durante la cementación de tuberías de revestimiento, además, es un elemento a partir del cual se pueden predecir las presiones esperadas durante todo el trabajo de cementación. Usando como referencia a la figura 3.3, se mostrarán a continuación las ecuaciones de apoyo para el cálculo de la presión hidrostática en el espacio anular, en el interior de la TR y la diferencia entre ambas que se denomina *presión diferencial*, misma que al interpretarla puede indicar el rango de presión que debe cumplir la válvula de contrapresión para evitar que los fluidos regresen del espacio anular al interior de la TR.

Figura 3.3. *Presión hidrostática en espacio anular e interior de la TR.*



Nota. Representación gráfica del acomodo de los fluidos en el interior de la TR y en el espacio anular.

Espacio anular:

- **Sección 1.** Lodo de perforación.

$$P_L = \rho_l * h_l * 1.422 \quad (3.18)$$

Donde:

P_L = Presión hidrostática de lodo en [psi].

ρ_l = Densidad de lodo en [g/cm³].

h_l = Altura de lodo en [m].

- **Sección 2.** Bache espaciador.

$$P_E = \rho_e * h_e * 1.422 \quad (3.19)$$

Donde:

P_E = Presión hidrostática del bache espaciador en [psi].

ρ_e = Densidad del bache espaciador en [g/cc].

h_e = Altura del bache espaciador en [m].

- **Sección 3.** Lechada de llenado.

$$P_{llen} = \rho_{llen} * h_{llen} * 1.422 \quad (3.20)$$

Donde:

P_{llen} = Presión hidrostática de la lechada de llenado en [psi].

ρ_{llen} = Densidad de la lechada de llenado en [g/cm³].

h_{lodo} = Altura de la lechada de llenado en [m].

- **Sección 4.** Lechada de amarre.

$$P_a = \rho_a * h_a * 1.422 \quad (3.21)$$

Donde:

P_a = Presión hidrostática de la lechada de amarre en [psi].

ρ_a = Densidad de la lechada de amarre en [g/cm³].

h_a = Altura de la lechada de amarre en [m].

Presión total en el espacio anular:

$$P_{EA} = P_L + P_E + P_{llen} + P_a \quad (3.22)$$

Como ya se mencionó, la presión hidrostática en el espacio anular debe ser menor al gradiente de fractura para no fracturar la formación y mayor al gradiente de poro para evitar algún tipo de influjo o manifestación de fluidos de la formación:

$$Ph_{EA}[psi] < G_F \quad (3.23)$$

$$Ph_{EA}[psi] > G_P \quad (3.24)$$

Ph en el interior de la TR:

- **Sección 5.** Lechada de amarre en shoe track.

$$P_{ST} = \rho_a * h_{ST} * 1.422 \quad (3.25)$$

Donde:

P_{ST} = Presión hidrostática de la lechada de amarre en el shoe track en [psi].

ρ_a = Densidad de la lechada de amarre en [g/cm³].

h_{ST} = Altura de la lechada de amarre en shoe track [m].

- **Sección 6.** Desplazamiento (lodo de perforación).

$$P_D = \rho_l * h_D * 1.422 \quad (3.26)$$

Donde:

P_D = Presión hidrostática del lodo en el desplazamiento en [psi].

ρ_l = Densidad de lodo en [g/cm³].

h_D = Altura del desplazamiento en [m].

Presión total en el interior de la TR:

$$P_{TR} = P_{ST} + P_D \quad (3.27)$$

Diferencial de presión:

$$\Delta_P = P_{EA} - P_{TR} \quad (3.28)$$

3.3. Simulación de los parámetros y del trabajo de cementación.

En el apartado 3.1. se mencionó que se debe recabar información sobre la perforación de la etapa a cementar con la finalidad de contar con la mayor cantidad de datos que permitan representar de la manera más real posible las condiciones en las que se encuentra el pozo y que permita el diseño de la cementación más eficiente que cubra sus necesidades. En este subcapítulo 3.3. se abordarán algunos de los distintos simuladores comerciales utilizados en la industria, más específicamente dentro de los trabajos de cementación, que, como punto de partida, procesarán la mayor información inicial recabada posible para tener como producto o entregable final, el diseño de la cementación, parámetros y datos esperados durante y después de la cementación de las tuberías de revestimiento.

3.3.1. Tipos de simuladores.

- iCem (Halliburton Energy).

iCem es un simulador de software que se utiliza para ayudar a optimizar las operaciones de cementación, independientemente del tipo de pozo. De esta manera, las simulaciones que antes llevaban días en desarrollarse y ejecutarse, ahora es posible representarlas en horas, como lo menciona la compañía Halliburton Energy:

“El Servicio iCem es una herramienta integral de diseño de cementación para evaluar y monitorear variables específicas antes, durante y después de un trabajo de cementación con el fin de ayudar a reducir el riesgo operativo y aumentar el éxito operativo.” (Halliburton Energy Inc, 2024).

Dentro de las utilidades de este software, tiene la funcionalidad de simular las condiciones y fenómenos físico – químicos que interactúan en el pozo como lo son las siguientes:

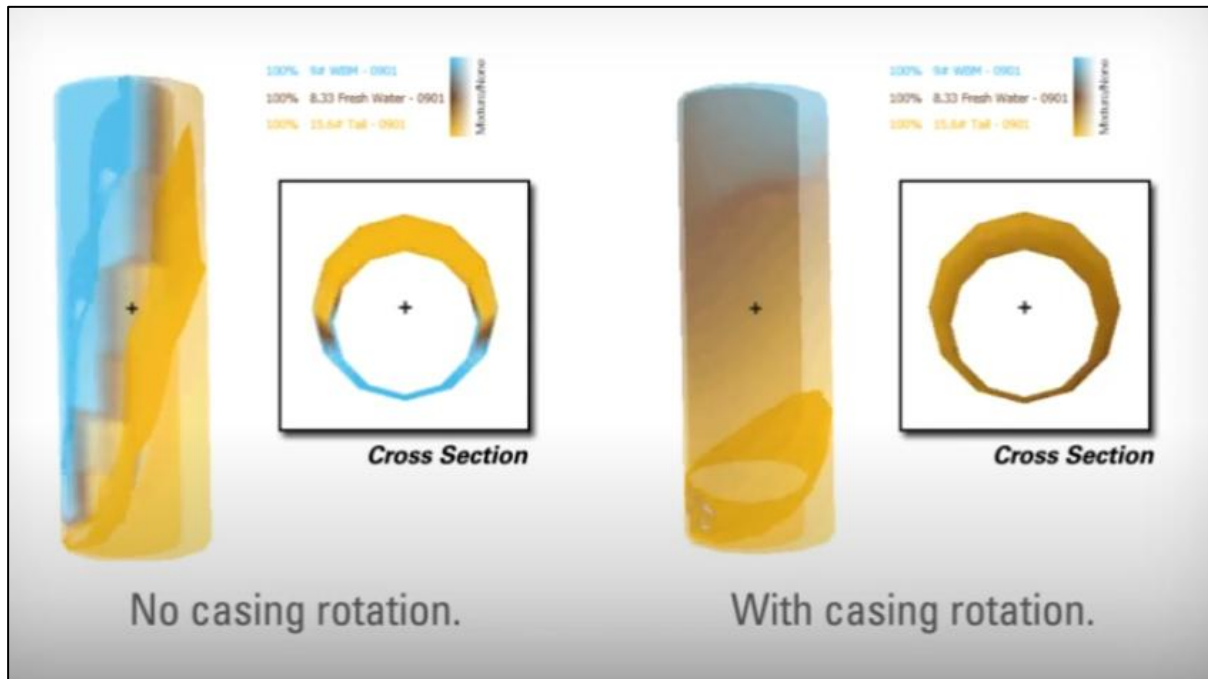
- Desplazamiento de lodo.
- Propiedades de los lodos.
- Movimiento y centralización de tuberías de revestimiento.
- Volúmenes de fluidos.
- Tasas de bombeo.
- Diferenciales de temperatura/presión.

De igual manera, se pueden correr simulaciones en distintos escenarios y comparar diferentes resultados simultáneamente en tiempo real para realizar una evaluación integral del diseño (ver figura 3.4). Esto permite una mejora continua desde la planificación previa al trabajo hasta el análisis posterior al mismo.

Los modelos pueden simular distintos pronósticos de durante y después de la cementación:

- Interacción fluido-flujo.
- Fenómenos de desplazamiento.
- Esfuerzos en el cemento fraguado para optimizar diseños para cementación primaria.
- Trabajo de circulación inversa.
- Trabajo de enchufe equilibrado.
- Evaluación de trabajo post cementación.

Figura 3.4. Simulación de escenarios de la cementación de un pozo.



Nota. Representación gráfica de la distribución de los fluidos en el espacio anular durante el desplazamiento del cemento. De lado izquierdo se observa el posicionamiento del cemento, espaciador y lodo alrededor de la TR sin realizar movimientos de rotación de TR o reciprocantes, donde se ve claramente que el cemento no cubre al espacio anular de manera uniforme, teniendo como posible consecuencia una canalización. Por otro lado, la representación de la derecha simula movimientos de rotación de TR durante la cementación, teniendo mejor eficiencia de desplazamiento de fluidos y mayor cobertura de cemento en el espacio anular alrededor de la TR. Adaptado de la página Cementación del Software, por la compañía Halliburton, 2024, (<https://www.halliburton.com/en/products/icem-service>).

Con los beneficios que ofrece este simulador es posible representar diferentes escenarios para un trabajo de cementación en menor tiempo, prediciendo también la cantidad de materiales necesarios a utilizar, eligiendo la opción que más se adapte a las necesidades del pozo y tenga menores costos.

- WellCAT (Halliburton Energy).

WellCAT es un simulador que sirve para modelar condiciones complejas de HP/HT y obtener el diseño tubular más apropiado, obteniendo al mismo tiempo la integridad correcta del pozo y la mejor configuración de costos (Halliburton Energy, 2024).

Con ayuda de este simulador se pueden realizar los siguientes diseños:

- Diseño de perforación: Proporciona análisis de flujo de fluidos y térmico transitorio para operaciones de perforación. Las simulaciones incluyen temperaturas de cementación, temperaturas de herramientas en el fondo del pozo, temperaturas de lodo circulante y otras aplicaciones.
- Diseño de tuberías de revestimiento: Analiza las cargas de la tubería de revestimiento, la integridad del diseño y el comportamiento de pandeo en condiciones complejas de carga mecánica, presión de fluidos y térmica. Las cargas de instalación y servicio se pueden definir mediante casos de carga estándar o vincularse a análisis realizados con los módulos de perforación y producción.
- Diseño de producción: Permite la simulación térmica de operaciones de producción, entre las que se incluyen la circulación de fluidos, la inyección de líquidos y gases, la producción de fluidos, el cierre, el tratamiento con gel reactivo, la inyección de cemento, la detección de tapones de cemento y las operaciones de elevación por gas.
- Diseño de múltiples cadenas: predice cambios de presión y volumen debido a la acumulación de presión anular cuando el sistema del pozo se calienta como resultado de las operaciones de producción o la inyección de fluidos calientes en el pozo.

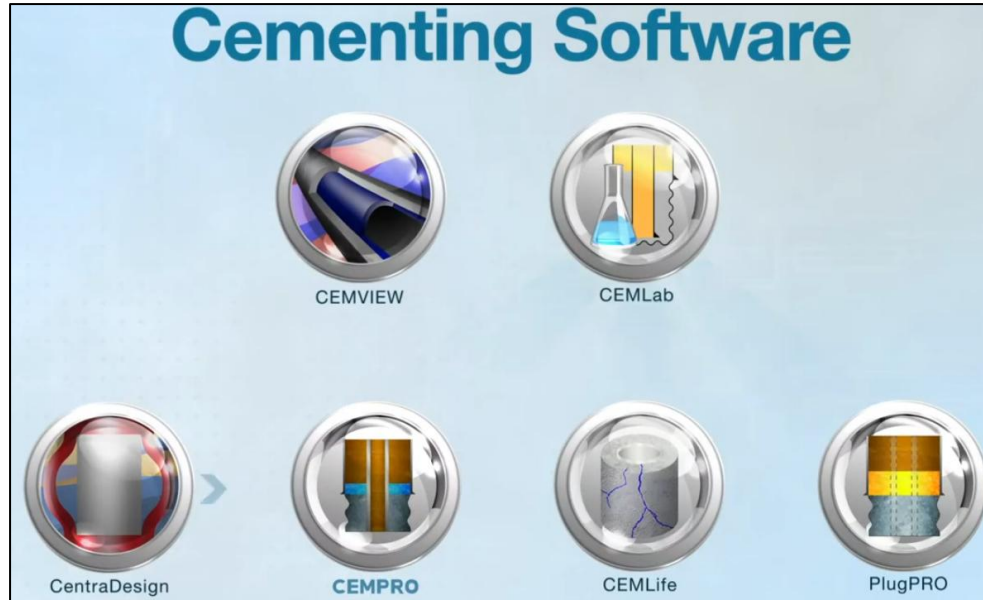
Con el apoyo de WellCAT, es posible predecir información de las condiciones del pozo cuando aún no existe una interpretación de primera mano, por ejemplo, la temperatura de fondo, BHST, necesaria para el diseño de las lechadas de cemento.

- Pegasus Vertex Inc.

Con décadas de experiencia en ingeniería y programación de software, Pegasus Vertex, Inc. (PVI) ha diseñado una amplia gama de programas de software de perforación para abordar los desafíos modernos que enfrentan los operadores y las empresas de servicios en el sector del petróleo y el gas.

Para las actividades de cementación de pozos, la compañía Pegasus Vertex Inc. tiene un conjunto de software (ver figura 3.5) que se utilizan para la simulación de la cementación:

Figura 3.5. Paquetería integral de simuladores de la compañía Pegasus Vertex Inc. para la simulación de la cementación de pozos.



Nota. La compañía Pegasus Vertex Inc. ha desarrollado distintas paqueterías de simulación para trabajos específicos dentro de la cementación de pozos, como se verá más adelante. Adaptado de la página [pvisoftware.com](https://www.pvisoftware.com/cempro+-cementing-job-model.html), por la compañía Pegasus Vertex, 2024, (<https://www.pvisoftware.com/cempro+-cementing-job-model.html>).

- CEMPRO+. Modelo de trabajos de cementación: Es un software capaz de simular diversos escenarios dentro de la cementación de pozos, como la centralización de TR's, Temperatura de circulación (BHCT), eficiencia de desplazamiento, el torque y el arrastre, el HT/HP, el cemento espumado y la evaluación del trabajo de cementación, ofreciendo las opciones óptimas para la toma de decisiones técnicas y de costos.
- CEM VIEW: Permite a los usuarios realizar cálculos de volumen, materiales y costos de manera precisa, plasmando resultados en esquemas o animaciones. De igual manera busca estandarizar cálculos volumétricos para disminuir errores que afecten a los trabajos de cementación.
- CEMLab. Sistema de gestión de datos de laboratorio de cemento: Es una aplicación de gestión de bases de datos integrada, con el objetivo de formular lechadas, realizar el cálculo de los materiales como el cemento, agua, aditivos secos y líquidos, almacenando también resultados de pruebas API, teniendo como resultado hojas de ponderación e informes de laboratorio.
- CentraDesing. Modelo de colocación de centradores: Es un simulador que optimiza la colocación de centradores y muestra escenarios distintos de separación de los centradores en la tubería de revestimiento, el torque y el arrastre para pozos desviados. Determina la cantidad y la colocación de los centradores de resorte en arco, rígidos, semirrígidos y moldeados.

3.3.2. Parámetros de bombeo.

Para comenzar esta sección es necesario definir los siguientes conceptos:

- Gasto de bombeo: Volumen de salida de un fluido en un tiempo determinado, el cual puede ser producido de forma natural o por una bomba en [gal/min], [bl/m] o [epm]¹².
- Densidad: es el peso por unidad de volumen de cada fluido bombeado en [g/cm³] o [ppg].
- Volumen acumulado: Se define como el volumen de fluidos bombeados durante el trabajo de cementación en [bl] o [m³].

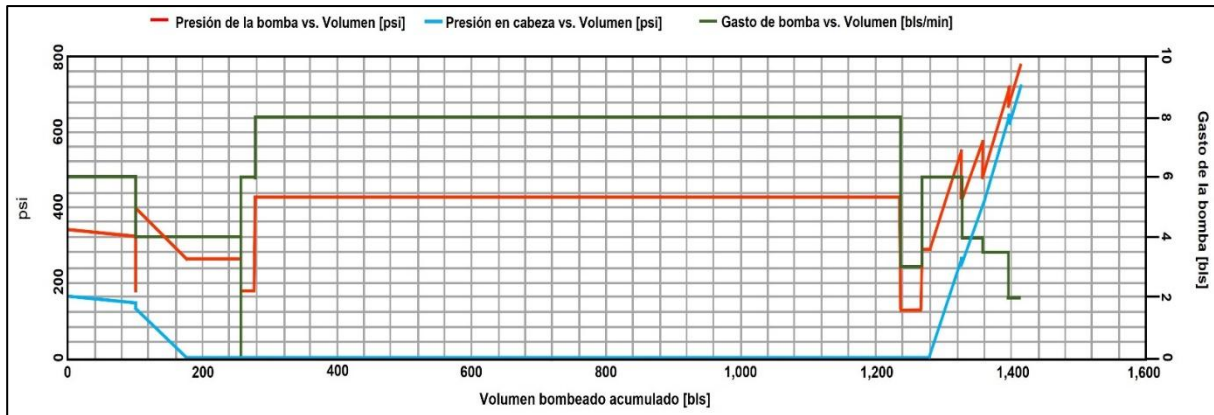
¹² Las unidades de gasto en bombas [bl/m] o [bpm] corresponden a la misma unidad *barriles por minuto*, de igual manera, [epm] se define como *emboladas por minuto*.

-
- Presión en cabeza de pozo: Presión observada en superficie en [psi].
 - Presión máxima esperada: Valor más alto de presión esperada durante la cementación en [psi].
 - Presión de acople de tapones: Comportamiento de la presión cuando el tapón sólido entra en contacto con el tapón diafragma.
 - Presión de asentamiento: Presión a la cual se estima la llegada del tapón diafragma al cople de retención.
 - Presión de ruptura de diafragma: Presión a la cual se rompe el diafragma del tapón.
 - Presión final: Presión de bombeo más 500 [psi] adicionales al finalizar el desplazamiento.

Como se abordó en el apartado 3.3.1., los simuladores son de gran importancia para la representación gráfica de distintos escenarios de operación para una cementación. Se puede realizar la simulación de la operación, en la cual, se simulan los parámetros de bombeo como lo es el gasto de bombeo, el volumen acumulado, la densidad, la presión de bombeo y la presión observada en superficie o cabeza del pozo. Esta caracterización se ejecuta previo al trabajo de cementación por lo que es una predicción de los parámetros mencionados y que, al obtenerla, se puede observar el comportamiento esperado de la cementación.

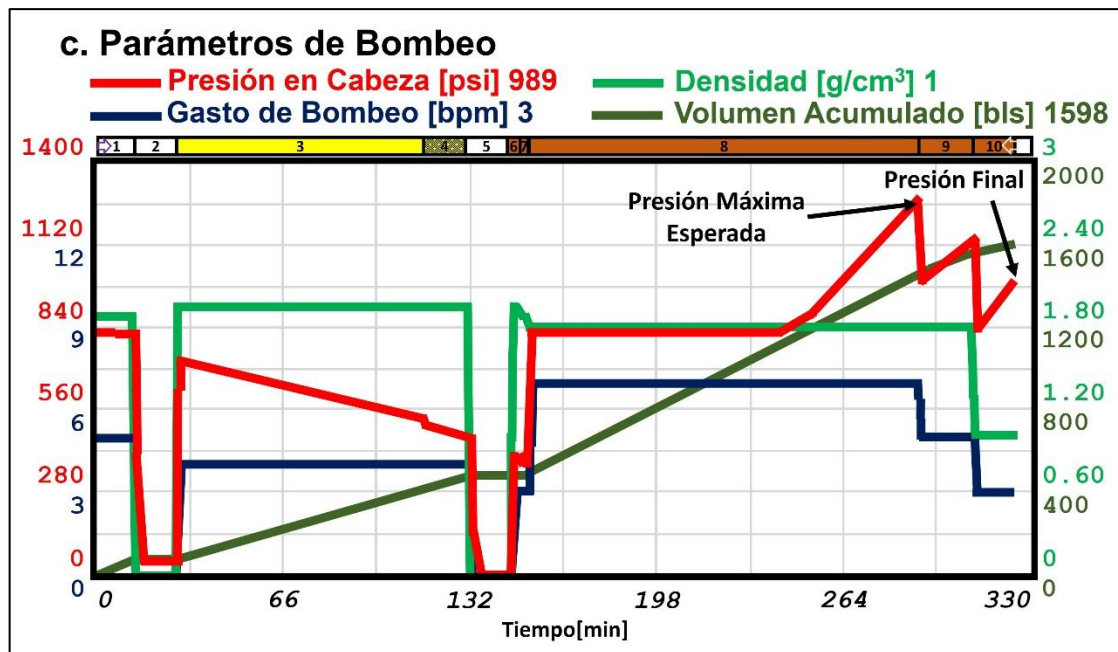
En la figura 3.6. se aprecia una ejemplificación de la gráfica obtenida de la operación en una simulación previa a la cementación, mientras que en la figura 3.7 también se muestra la gráfica de la simulación de los parámetros de bombeo para la cementación de otra TR. En estas ejemplificaciones se notan los conceptos ya definidos anteriormente, puesto que son parámetros que intervienen a lo largo de la cementación y que, con su interpretación, es posible identificar el avance de la operación y su comportamiento. Es por ello que se estarán ocupando a lo largo de este trabajo y específicamente en el caso de estudio que se analizará dos capítulos más adelante.

Figura 3.6. Simulación de escenarios de la cementación de un pozo.



Nota. Gráfica con el comportamiento ideal simulado del gasto, volumen y presión durante la cementación de una TR.

Figura 3.7. Simulación de los eventos en la cementación de un pozo.



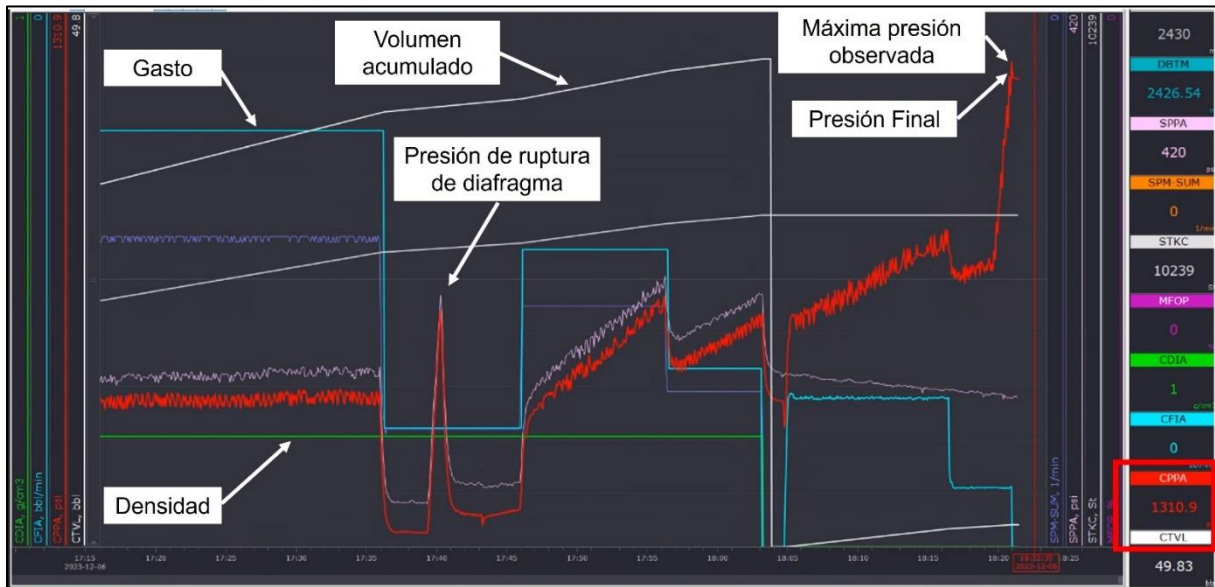
Nota. Esta gráfica también es un comportamiento ideal durante la operación de cementación, aunque se observan de manera más clara los parámetros de bombeo simulados. Los valores que se indican en la gráfica en las acotaciones son los parámetros esperados al finalizar la simulación de la cementación.

Por otra parte, debido a las condiciones en el pozo es posible que el comportamiento real de los parámetros de bombeo tenga variaciones respecto a los ideales simulados, por ejemplo, cuando existen pérdidas de circulación, que, por experiencia, la presión real tiende a ser menor que la simulada. Otro valor es el de la densidad, que puede ir variando debido al proceso de preparación de las lechadas de cemento en superficie, por ello, es necesario la verificación de la densidad de lodo con la balanza de lodo presurizada, como se menciona en la *Guía Práctica para Diseñar y Efectuar Cementaciones Primarias*, por la Subdirección de Perforación y Mantenimiento de Pozos de Petróleos Mexicanos, (pp. 6 – 7), 2008.

En la figura 3.8 se muestra la gráfica de una operación de cementación de pozos después de la operación, que, en comparación con la figura 3.6, se aprecian algunas variaciones en sus valores registrados.

Figura 3.8. Gráfica del comportamiento de los parámetros de bombeo durante el trabajo de cementación de una TR.





Nota. En la figura 3.6. se puede visualizar la simulación de los parámetros de bombeo de la cementación de una TR, en la cual se tiene como presión máxima esperada en superficie 1,190 [psi], sin embargo, la presión final observada en la operación fue de 1,310.9 [psi], siendo esta última la máxima observada respecto a la simulada.

3.3.3. Presión en superficie.

Según el *Energy Glossary* de SLB, la presión en cabeza de pozo se refiere a la presión medida en la superficie del pozo o cerca de ella (SLB, 2024). Erick B. Nelson menciona en *Well Cementing* (1990), que la presión de bombeo se puede leer en un manómetro o registrador mecánico, mientras que, en la *Guía Práctica para Diseñar y Efectuar Cementaciones Primarias*, por la Subdirección de Perforación y Mantenimiento de Pozos de Petróleos Mexicanos, (p. 3 – 4), 2008, menciona que la presión superficial puede cuantificarse con la siguiente ecuación.

$$P_S = P_A - P_{TR} + P_{FA} + P_{FTR} \quad (3.29)$$

Donde:

P_S = Presión en superficie en [psi].

P_A = Presión en espacio anular en [psi].

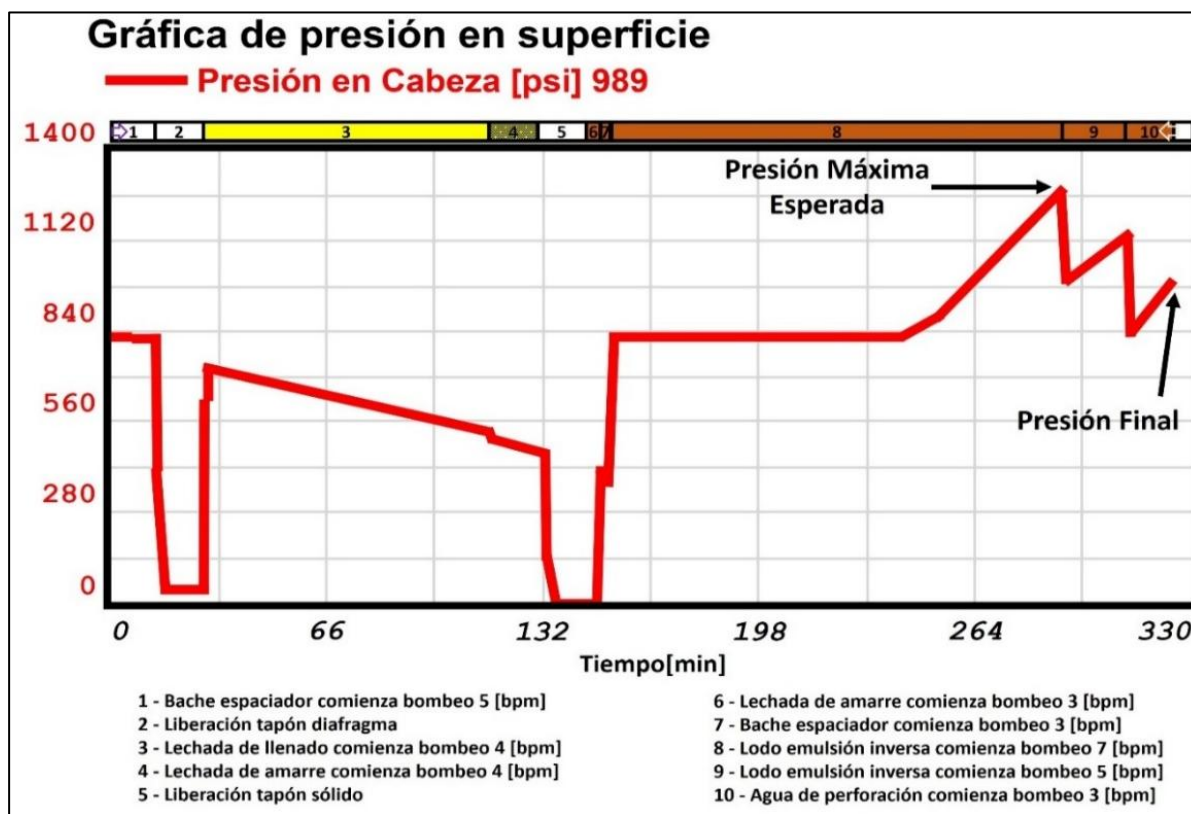
P_{TR} = Presión en interior de TR en [psi].

P_{FA} = Pérdida de presión por fricción en espacio anular en [psi].

P_{FTR} = Pérdida de presión por fricción en TR en [psi].

En la simulación de parámetros que intervienen durante la cementación de tuberías de revestimiento, también se puede predecir el comportamiento de la presión en la cabeza del pozo (ver figura 3.9.) en la cual es posible la interpretación de los eventos hidráulicos que tienen lugar durante la cementación y que la mayoría de ellos se enlistan en la cédula de bombeo¹³, iniciando con el bombeo de bache espaciador, liberación de tapones, mezcla y bombeo de lechadas de cemento, desplazamiento, rompimiento de diafragma, acople de tapones y prueba de equipo de flotación al finalizar la cementación, elementos que se abordarán más adelante.

Figura 3.9. Gráfica de la simulación de la presión en superficie.

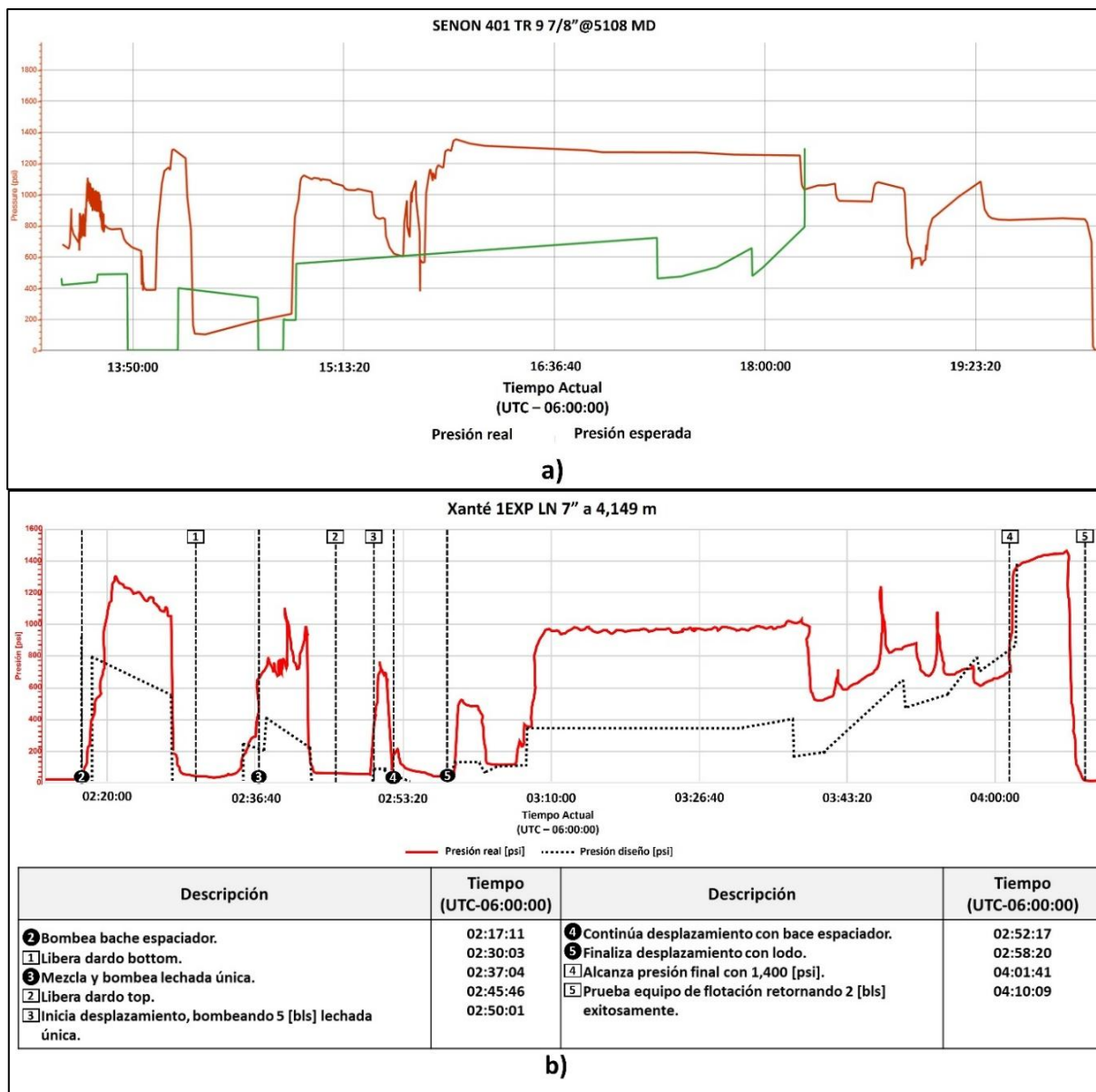


Nota. Simulación del comportamiento de la presión en superficie durante un trabajo de cementación de TR.

¹³ Ver apartado 3.4. Cédula de bombeo.

La presión de superficie simulada también es una representación ideal de la operación, pues no toma en cuenta todas las condiciones que pueden interferir en el pozo como lo es una pérdida de circulación o un influjo en el peor de los casos, así como comportamientos inesperados del pozo que puedan variar la presión real respecto de la simulada. En la figura 3.10. se muestran dos gráficas en las cuales se realiza la comparativa entre la presión real observada en la operación y la representada con el simulador antes del trabajo de cementación, donde en la primera gráfica existen diferencias significativas y no es posible observar todos los eventos hidráulicos que articulan a la operación por lo que este es un claro ejemplo de las adversidades que pueden ocurrir en un trabajo de cementación, mientras que en la segunda gráfica, a pesar de algunas diferencias entre presiones, se aprecia un mayor apego entre la presión real y la de diseño.

Figura 3.10. Comparativa de la presión en superficie en la simulación y después de la operación.



Nota. La simulación de la presión de superficie en ambas gráficas muestra el comportamiento esperado en un caso ideal de cementación, sin embargo, a veces la presión real puede ser diferente por distintos motivos operativos o de condiciones del pozo, por ejemplo, en el caso a), la presión real tiene una relación muy distante de la presión de diseño, mientras que en el caso b), ambas presiones también son distintas, sin embargo, los tiempos y la presión final si son similares.

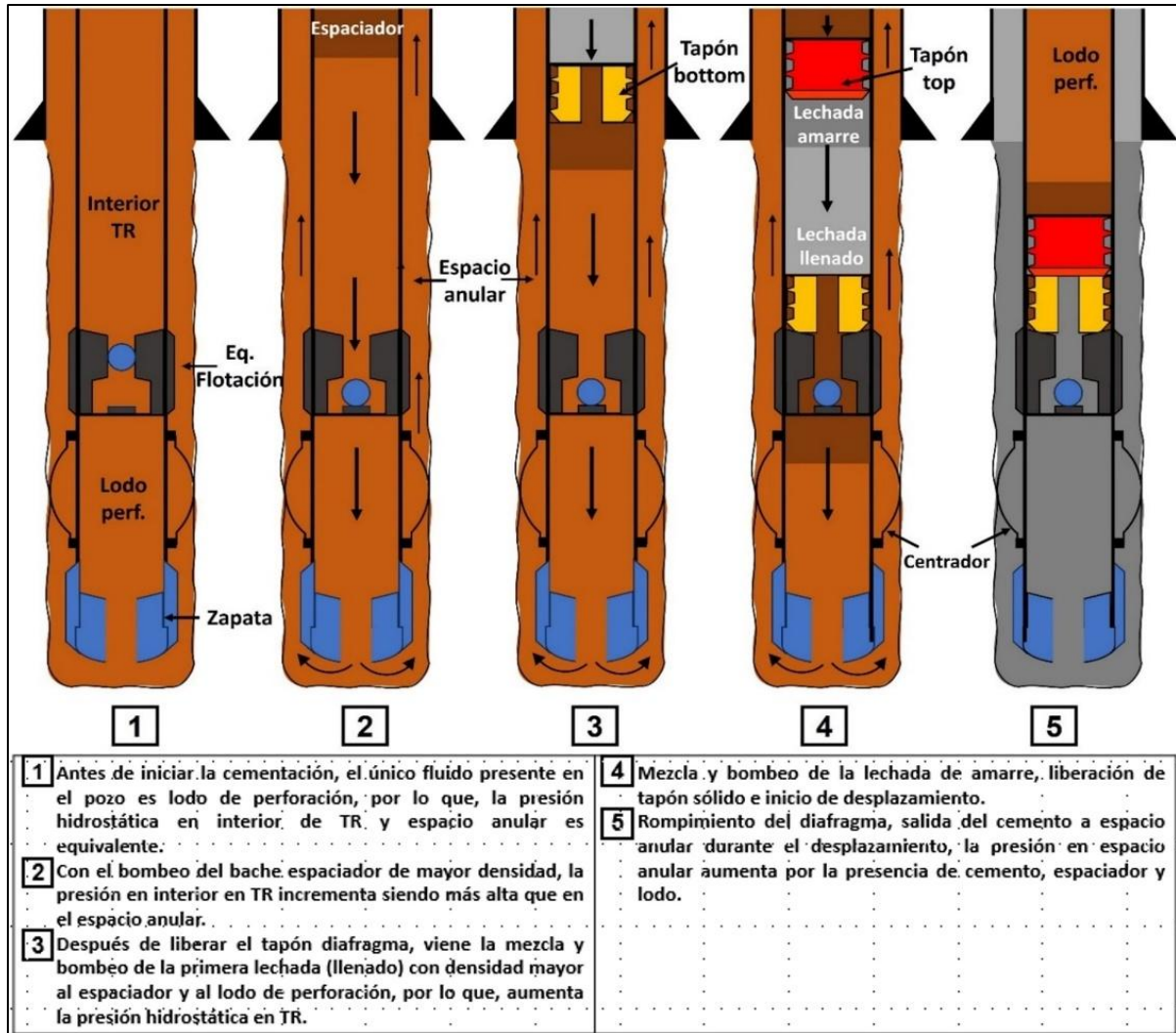
3.3.4. Presión diferencial.

Se define como la diferencia entre la presión ejercida por la columna de lodo, espaciador y cemento en el espacio anular y la presión en el interior de la TR causada por los fluidos de desplazamiento y el *shoe track* de cemento entre la zapata y el equipo de flotación (Smith R. C., 1990). En el apartado 3.2.2. *Presiones que intervienen en la cementación* se muestra la ecuación 3.29. en la cual se calcula la presión diferencial.

Antes y al inicio de la cementación de cualquier etapa, el pozo se encuentra lleno de fluido de perforación en el interior de la TR y en el espacio anular, por lo que, se puede suponer que la presión en espacio anular es igual a la presión en el interior en TR, es decir, existe un equilibrio de presión.

Esta condición comienza a cambiar cuando se bombea el primer barril de bache espaciador o lavador, que preferentemente debe tener densidad mayor al fluido de control, lo que ocasiona un incremento en la presión de la columna de fluidos al interior de la TR. Cuando se empieza a bombear el cemento que en la mayoría de los casos debe ser de densidad mayor al espaciador y al lodo de perforación, la presión en TR aumenta significativamente, superando a la presión en espacio anular. Si se tienen etapas a cementar muy profundas, la gravedad influye en el viaje del cemento en el interior de la TR propiciando el fenómeno de caída libre del cual se hablará más adelante. A medida que el cemento es bombeado, la presión en interior aumenta, pero, cuando el cemento comienza a salir por el espacio anular, se llegará el momento en que la altura del cemento será la misma en el interior de la TR y espacio anular, teniendo un equilibrio de presión. Al subir el cemento por el espacio anular, los valores de presión en el espacio anular incrementan hasta que en la mayoría de los casos es mayor que en el interior, debido a que la mayor cantidad de cemento se encuentra ya alrededor de la TR y en el interior sólo un tirante menor, seguido por fluido de desplazamiento con menor densidad, que consecuentemente, causará menos presión (ver figura 3.11).

Figura 3.11. Secuencia de la cementación de una TR y el comportamiento de la presión diferencial.

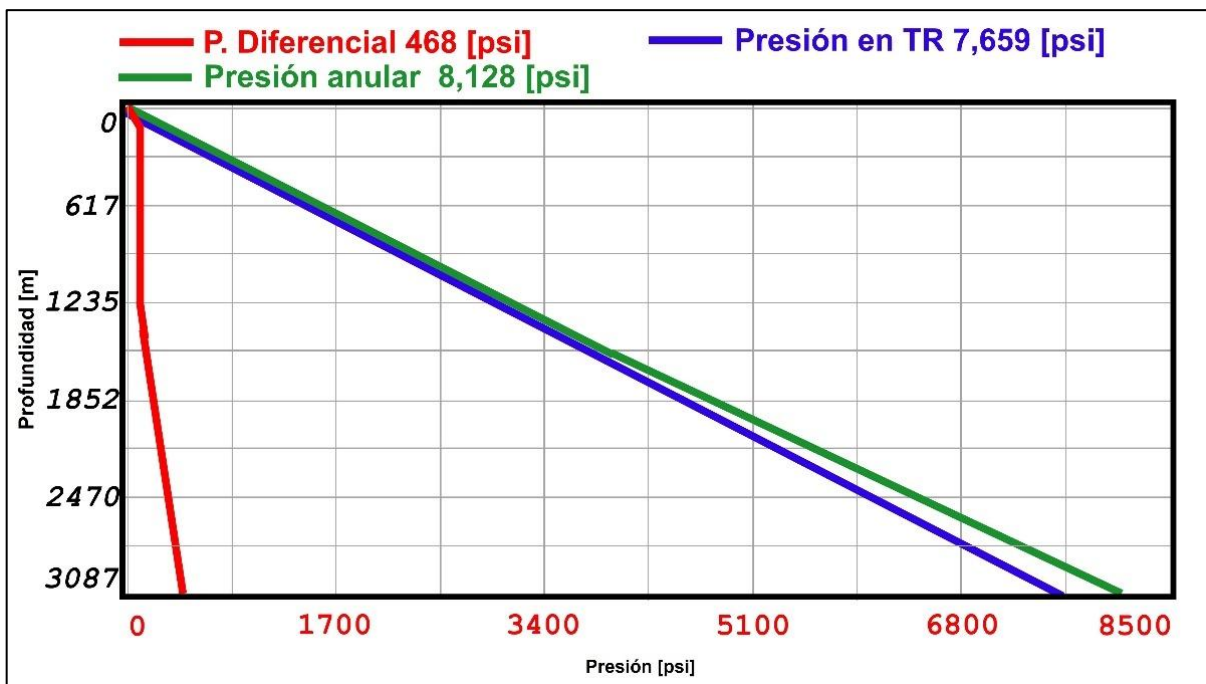


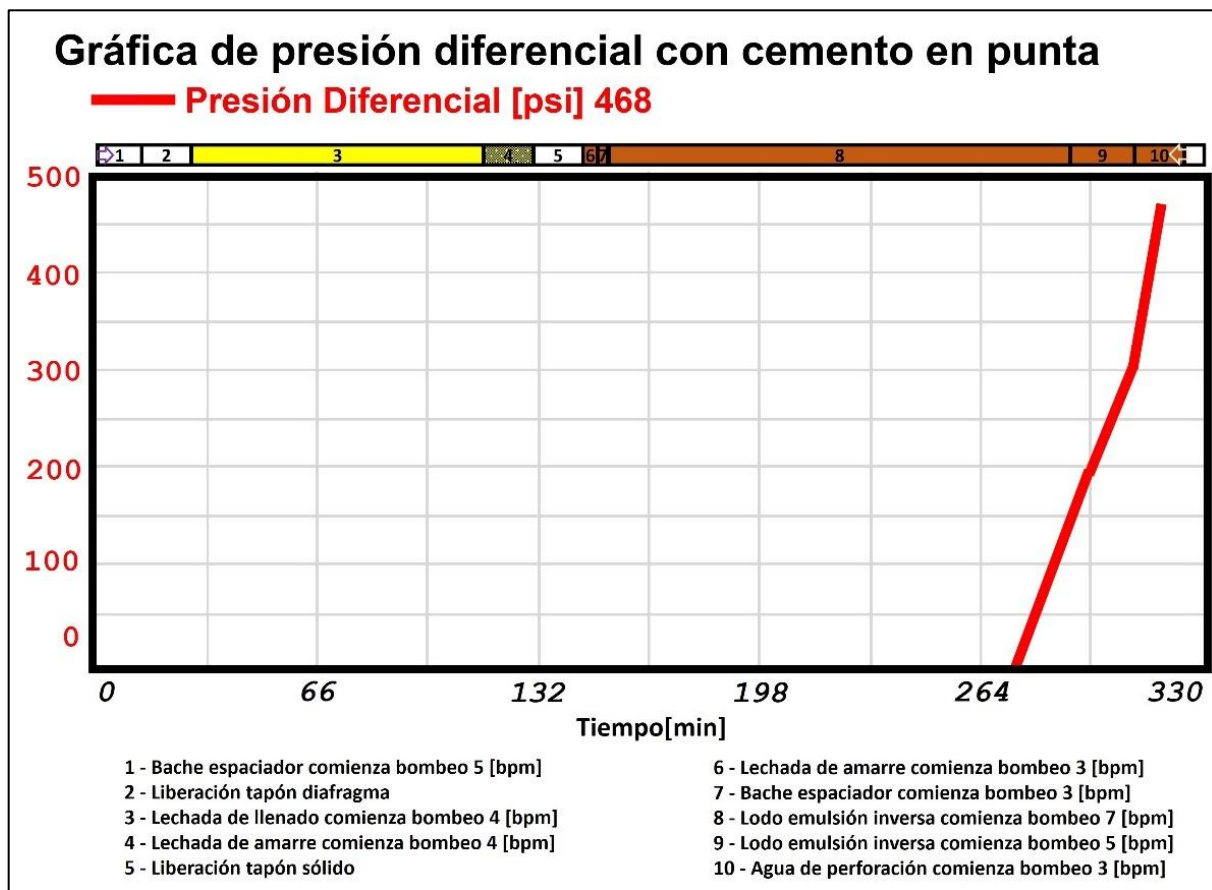
Nota. A medida que los fluidos llegan a su posición final, la presión en el interior de la TR disminuye por menor presencia de cemento que sólo se concentra en el *shoe track*, el espaciador y lodo con menor densidad, mientras que, en espacio anular, está la mayor cantidad de cemento, espaciador y lodo, ocasionando mayor carga hidrostática y originando la presión diferencial máxima. Adaptado de *Cementing Handbook* (p. 42) por George O. Suman (1977).

Dwight K. Smith (1990), menciona que cuando se bombean grandes cantidades de lechada de cemento y este queda en el espacio anular, a veces la presión en el interior de la TR es menor a la del espacio anular, por lo cual, es necesario colocar en el equipo de flotación válvulas de contrapresión que eviten la regresión de cemento al interior de la TR por presión diferencial, de aquí la importancia de calcular este parámetro.

El comportamiento de esta presión diferencial se puede simular para saber cómo será a lo largo de toda la cementación con alguno de los programas de cómputo mencionados en apartados anteriores. En la figura 3.12, la presión diferencial es representada por medio de un simulador en comparativa con la presión en el interior de la TR y la generada en el espacio anular, por otro lado, se representa también la máxima presión diferencial, que es aquella existente al término de la cementación de tuberías de revestimiento.

Figura 3.12. Presión diferencial simulada para la cementación de una TR.





Nota. Simulación del comportamiento de la presión diferencial durante un trabajo de cementación de TR.

3.3.5. Densidad equivalente de circulación.

Según Alí Prieto O. en *Fluidos e hidráulica avanzado* (2010). La densidad equivalente de circulación se define como el peso real aplicado contra las paredes de la formación y la TR en condiciones dinámicas y convertido en peso equivalente, es decir, la presión existente en todos los puntos del pozo cuando los fluidos están en movimiento. Depende de las pérdidas de presión en el espacio anular y la profundidad vertical del pozo, si este es horizontal o direccional. Los elementos que pueden aumentar a la *DEC* son:

- Alto porcentaje de sólidos.
- Altas densidades.
- Altas viscosidades.
- Altas reologías.
- Altos gastos.
- Espacio anular muy reducido.

La densidad equivalente de circulación (*ECD* por sus siglas en inglés), debe cumplir con dos condiciones en el interior del pozo, la primera es que debe ser mayor que el gradiente de poro ($ECD > G_P$), evitando manifestaciones o posibles brotes al bombear baches espaciadores o lavadores previo al cemento. Por otro lado, debe ser menor al gradiente de fractura ($ECD < G_F$), evitando fracturar a la formación y una pérdida de circulación inducida (PEMEX, 2008). Para calcular la *ECD* se puede utilizar la siguiente ecuación:

$$ECD = 0.7045 * \left(\frac{P_A + P_{FA}}{h} \right) \quad (3.30)$$

Donde:

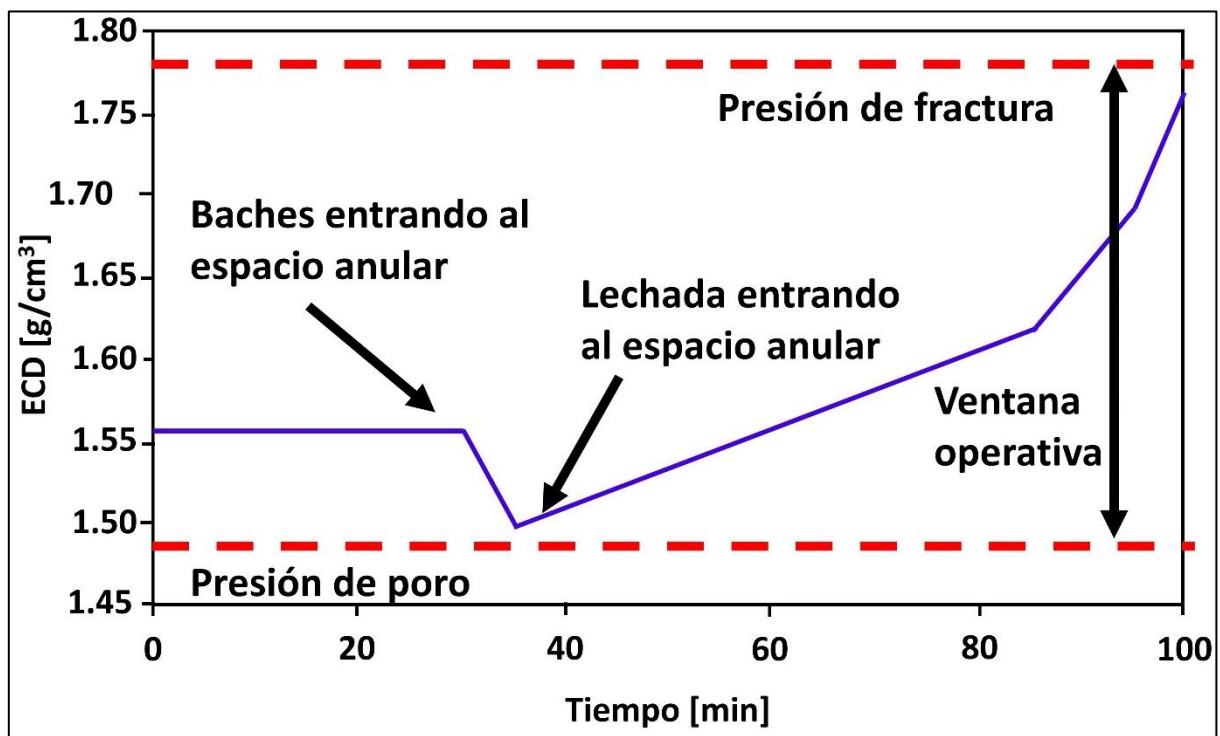
ECD = Densidad equivalente de circulación en [g/cc].

P_A = Presión hidrostática en el espacio anular en [psi].

P_{FA} = Pérdida de presión por fricción en espacio anular en [psi].

Los softwares de simulación de la cementación de pozos pueden realizar la representación de la densidad equivalente de circulación para conocer el comportamiento de este parámetro durante la operación y saber si el diseño de la cementación se encuentra dentro de los gradientes de poro y fractura, influyendo directamente en la velocidad de bombeo de fluidos (ver figura 3.13.).

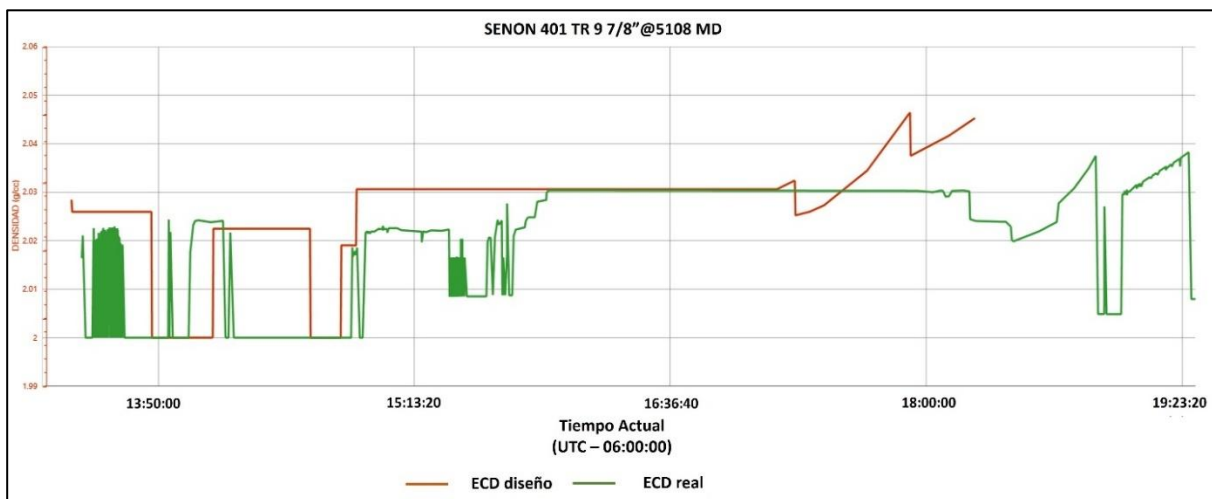
Figura 3.13. Gráfica representativa del comportamiento de la densidad equivalente de circulación en fondo.



Nota. El comportamiento de la *ECD* tiene cambios debido a los eventos de bombeo de fluidos durante la cementación, pero siempre debe mantenerse dentro de la ventana operativa, es decir, debe ser mayor al gradiente poro y menor al gradiente de fractura. Adaptado del libro 03. *Guía Práctica para Efectuar Cementaciones Primarias* (p. 4), por la Gerencia de Ingeniería y Tecnología de Perforación y Mantenimiento de Pozos de Petróleos Mexicanos. (PEMEX, 2008).

La figura 3.13. muestra la representación de la densidad equivalente calculada o de diseño previa a la cementación, pero como se ha visto en los parámetros anteriores, la *ECD* real a veces es parecida a la simulada, por lo que realizar la comparación entre ambas siempre puede servir para comprender de una mejor manera el comportamiento de las fuerzas presentes en el pozo que se está interviniendo. En la figura 3.14, se aprecia la gráfica de la *ECD* y su desempeño a lo largo de toda la operación.

Figura 3.14. Comparativa de *ECD* real contra la *ECD* de diseño.



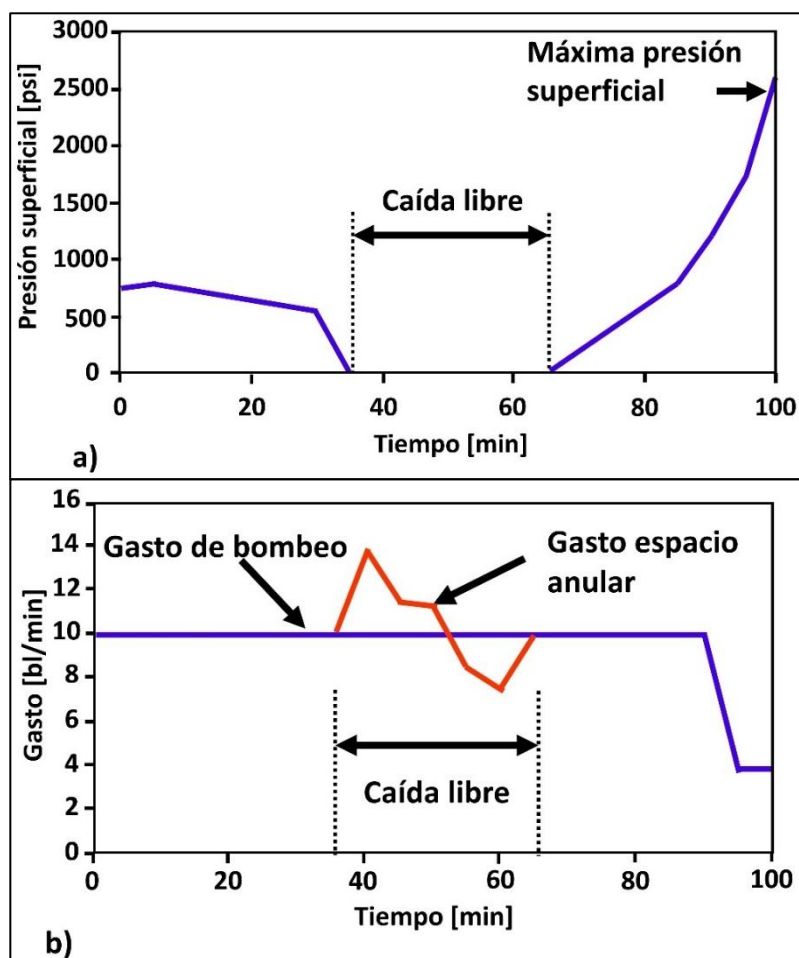
Nota. En esta gráfica de densidad contra el tiempo de operación, se pueden ver dos curvas. La curva roja es la densidad equivalente de circulación simulada o de diseño y la verde es la *ECD* real observada durante la cementación hipotética de una TR de 9 7/8 pg a 5,108 md. Como es de esperarse, no siempre se obtiene un comportamiento perfecto en el tiempo, pero las *ECD* si son muy parecidas.

3.3.6. Efecto de caída libre.

El gasto de bombeo de fluidos durante la cementación es de mucha importancia para lograr una operación exitosa, pues también influye directamente en la limpieza del pozo que permita una mejor adherencia del cemento a la formación y a la TR, pero a veces puede verse afectado por un fenómeno llamado *efecto de caída libre*.

Este efecto tiene lugar cuando la diferencia de densidades entre los fluidos que componen a una columna es significativa, generando una diferencia en el ritmo de flujo de fluidos en el espacio anular y en el interior de la TR, causando que la presión de bombeo en superficie sea igual a cero y el gasto de entrada sea distinto al gasto de salida (PEMEX, 2008). Este efecto se puede apreciar en la figura 3.15.

Figura 3.15. Efecto de caída libre.

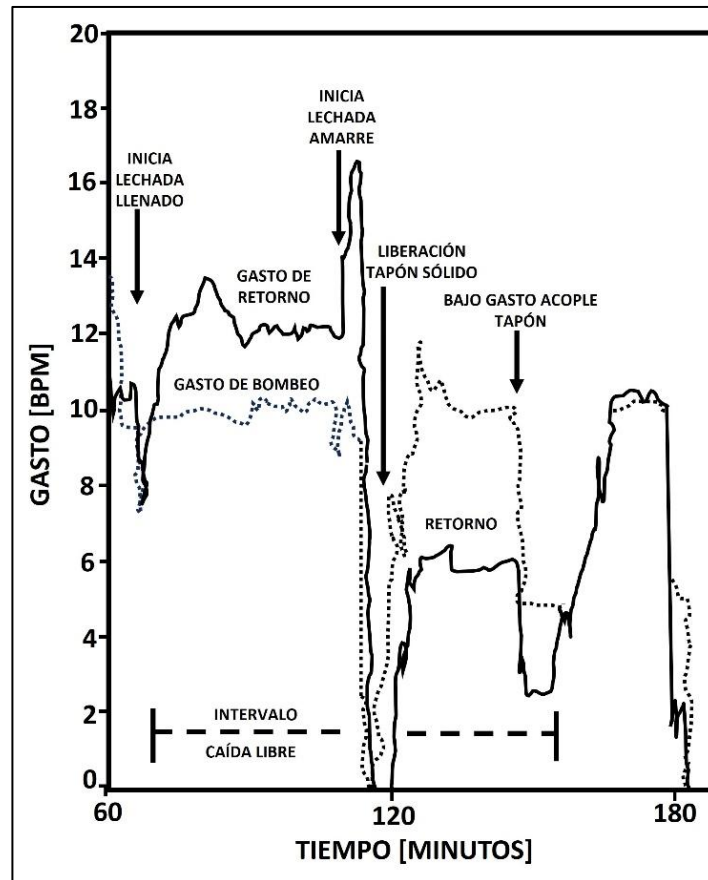


Nota. El efecto de caída libre puede ser detectado interpretando dos parámetros durante la operación: a) En los gráficos de la presión en superficie contra el tiempo de operación y en b), el gasto de bombeo contra el tiempo de operación. Adaptado del libro 03. *Guía Práctica para Efectuar Cementaciones Primarias* (p. 3), por la Gerencia de Ingeniería y Tecnología de Perforación y Mantenimiento de Pozos de Petróleos Mexicanos. (PEMEX, 2008).

En otras palabras, al inicio de la cementación, el interior del pozo se encuentra lleno de fluido de perforación con densidad menor al cemento. Cuando comienza el bombeo de la lechada de cemento, al tener una mayor densidad que el lodo, la caída por el interior de la TR puede ocurrir a una velocidad mayor al gasto de bombeo, lo cual dejará al pozo vacío en el interior, ocasionando que la presión en superficie sea igual a cero. Además, al tener un fluido con menor densidad por debajo del cemento, es posible que sea desplazado por la lechada teniendo un gasto de retorno de lodo mayor al gasto con el cual se está bombeando el cemento al pozo. El desplazamiento de lodo continúa hasta que el tapón diafragma llega al cople de retención, de tal manera que actuará como una barrera que evitará el paso del cemento y el desplazamiento de lodo, disminuyendo el gasto de retorno en superficie y que se puede confundir con una pérdida de circulación si no se interpreta correctamente. Posteriormente, el cemento y el fluido de desplazamiento son retenidos y acumulados en el interior de la TR hasta la ruptura del diafragma, permitiendo el paso del cemento al fondo y después al espacio anular, incrementando de nuevo el flujo de lodo en superficie. Existe un momento en el cual el cemento logrará el equilibrio de nivel en interior de TR y espacio anular, dando por terminado el efecto de caída libre y restaurando la presión en superficie y la homogeneidad en los gastos de entrada y retorno (ver figura 3.16).

Es importante la simulación de este fenómeno antes de la cementación por varias razones, por ejemplo, en etapas con gradientes de fractura bajos es necesario una velocidad de bombeo baja, por lo cual, el aumento de la velocidad de los fluidos por caída libre puede exceder la velocidad máxima de diseño, afectando la operación y la integridad de la formación. Por otra parte, cuando la velocidad de desplazamiento de los fluidos disminuye al finalizar la caída libre, puede que no se alcance la velocidad deseada para efectuar el flujo turbulento necesario.

Figura 3.16. Efecto de caída libre en el gasto durante la cementación.



Nota. El efecto de caída libre puede observarse durante la simulación de los gastos de bombeo al interior del pozo y de retorno por el espacio anular. Adaptado del libro *Cementing*, por Dwight K. Smith, (p. 97), 1990, SPE.

3.3.7. Jerarquía reológica.

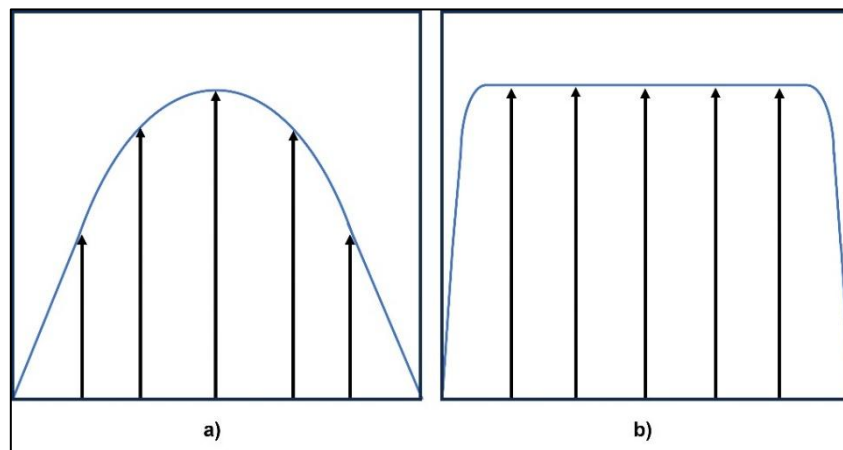
En los trabajos de cementación primaria es de suma importancia la caracterización reológica de la lechada de cemento, del bache espaciador y del fluido de perforación, que permita asegurar una secuencia descendente, donde el cemento presente mayor viscosidad, seguido del espaciador y teniendo al lodo de perforación en los valores más bajos para que sea removido de las paredes del pozo en el desplazamiento.

La *reología* la ciencia que tiene como objetivo el estudio del flujo y la deformación de la materia (Schlumberger, 2004). En otras palabras, la reología es la ciencia que se encarga de la interpretación de la relación entre los fluidos y las partículas contenidas en ellos cuando están en movimiento a causa de una fuerza aplicada sobre ellos, además, de los tipos de flujo que pueden presentar.

3.3.7.1. Tipos de flujo.

Teniendo como referencia a las tuberías como superficie sobre la cual los fluidos en estado líquido se mueven, el *flujo laminar* se describe como el movimiento de las partículas individuales de un fluido hacia adelante y en líneas rectas paralelamente al eje de la tubería, pero el flujo no es del todo uniforme, puesto que las partículas que tienen contacto con las paredes de la tubería se mantienen aparentemente estacionarias, mientras que las del centro que no mantienen contacto con la superficie de la tubería, avanzan con mayor velocidad y en línea recta (ver figura 3.17). Cabe mencionar, que el comportamiento de la velocidad de las partículas en flujo laminar es distinto y dependiente de la reología de los fluidos.

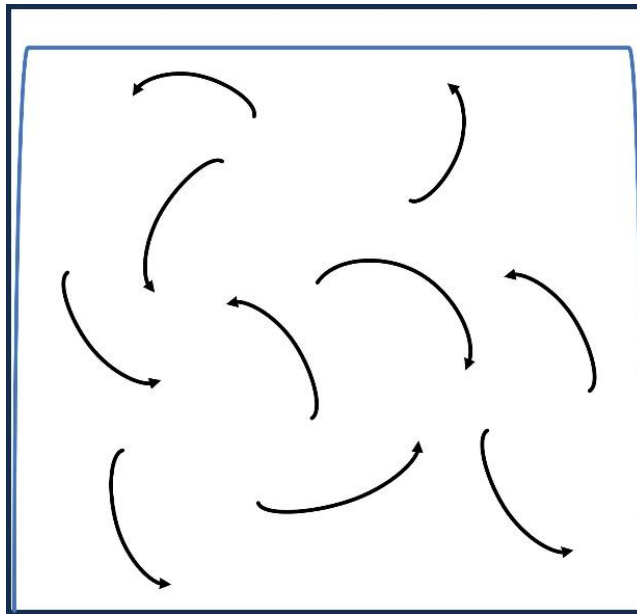
Figura 3.17. *Flujo laminar en el movimiento de fluidos newtonianos.*



Nota. El flujo laminar a), de los fluidos líquidos en línea recta y paralelo a la tubería. También existe el régimen de flujo llamado tapón b), donde la velocidad de partículas es similar del centro a las cercanías de la superficie de las paredes de la tubería. Adaptado del libro *Well Cementing*, por Dominique Guillot, (p. 94), 2006, SLB.

Por otra parte, también se tiene al *flujo turbulento*, en el cual, las partículas de los fluidos líquidos presentan movimientos aleatorios dentro de la tubería, teniendo menor cantidad de partículas en estado estacionario y deslizándose con velocidad constante en todo el fluido, de un lado a otro, lo que permite que fluya a mayor velocidad y de manera turbulenta o como si fueran remolinos (ver figura 3.18). Este tipo de flujo es dependiente del tiempo y del gasto de bombeo, es decir, se puede obtener a altas tasas de gasto y después de haber pasado de flujo laminar y de transición de laminar a turbulento.

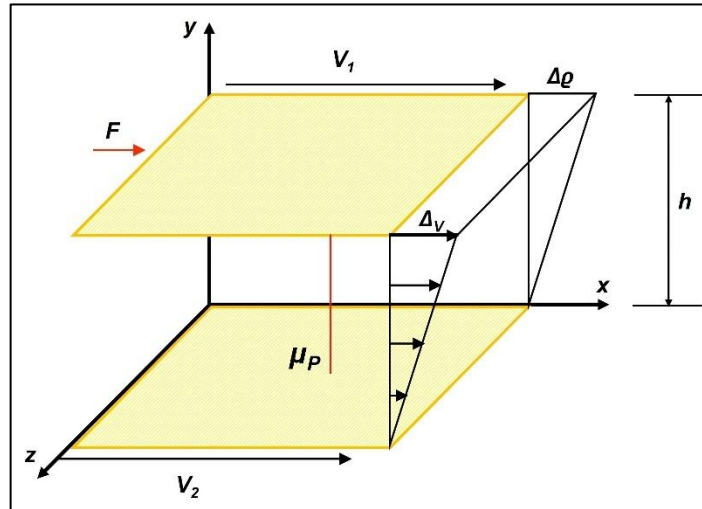
Figura 3.18. Representación del *flujo turbulento* de un fluido.



Nota. El flujo turbulento en un fluido se alcanza con altos gastos de bombeo, generando mayor velocidad de transporte de partículas, que origina movimiento aleatorio de cada una de ellas, fluyendo hacia adelante pero no paralelas al eje de la tubería. Adaptado del libro *Well Cementing*, por Dominique Guillot, (p. 94), 2006, SLB.

Dentro del flujo laminar, la ejemplificación se puede realizar por medio de placas que tienen movimiento paralelo entre sí y a distintas velocidades cuando una fuerza es aplicada sobre de ella (ver figura 3.19).

Figura 3.19. Flujo entre placas paralelas en régimen laminar.



Nota. Flujo entre placas paralelas. Adaptado del libro *Well Cementing*, por Dominique Guillot, (p. 94), 2006, SLB.

Así mismo, interfieren varias variables denominados *principios reológicos*, que regirán en el comportamiento del flujo de fluidos:

- **Velocidad de corte (γ):** Se refiere al gradiente de velocidad que se desarrolla entre las partículas de los fluidos que se encuentran en movimiento y es proporcional a la velocidad de deformación. De acuerdo con Guillot, la expresión matemática que representa a la velocidad de corte se puede apreciar en la ecuación 3.31 y el dimensionamiento de unidades en la ecuación 3.33.

$$\gamma = \frac{\text{Diferencia de velocidades entre 2 placas}}{\text{distancia entre 2 placas}} \quad (3.31)$$

$$\gamma = \frac{dv}{dx} = \frac{v_1 - v_2}{h} \quad (3.32)$$

Donde x es perpendicular a las placas, como se ve en la figura 3.19.

$$\gamma = \frac{\frac{distancia}{tiempo}}{distancia} = \frac{distancia * tiempo^{-1}}{distancia} = tiempo^{-1} = seg^{-1} \quad (3.33)$$

- **Esfuerzo de corte (τ):** Es el esfuerzo de fricción generado entre las partículas de un fluido cuando se le aplica una fuerza a su superficie, lo que origina el inicio del movimiento o flujo. Las unidades de medición son la fuerza por unidad de área (presión de bombeo o caída de presión durante el flujo de fluidos). La ecuación del esfuerzo de corte se muestra a continuación:

$$\tau = \frac{F}{A} \quad (3.34)$$

Donde:

τ : Esfuerzo cortante en unidades petroleras comunes como [lbf/100 ft²] o [Pa] en SI.

F : Fuerza en [lbf] o [N].

A : Area en [m²] o [ft²].

El esfuerzo de corte es proporcional o equivalente al gradiente de presión o de pérdida de presión por fricción.

- **Viscosidad (μ):** Se refiere a la resistencia interna que presentan las partículas de un fluido contra el flujo o movimiento. La viscosidad es la relación del esfuerzo cortante y la velocidad de corte, como se ve en la ecuación 3.36.

$$\mu = \frac{\tau}{\gamma} \quad (3.35)$$

Donde:

μ : Viscosidad en [lbf * seg/100 ft²] o [cP] en unidades petroleras y [Pa*seg] en sistema SI.

τ : Esfuerzo cortante en unidades petroleras comunes como [lbf/100 ft²] o [Pa] en SI.

γ : Velocidad de corte en [seg⁻¹].

3.3.7.2. Modelos reológicos.

Los modelos reológicos son la representación matemática de la viscosidad (relación de esfuerzo y velocidad de corte) y la deformación.

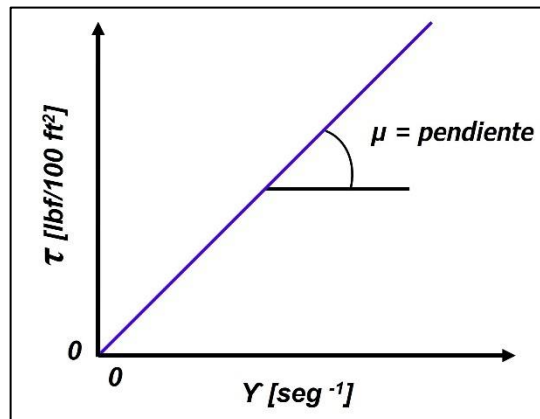
Según Guillot (2006), en el flujo laminar constante, la relación del esfuerzo de corte y la velocidad de corte es la que determina a los fluidos newtonianos y no newtonianos.

Además, la viscosidad de los cementos como ya se mencionó, es dependiente de la velocidad y del esfuerzo de corte, por lo que, es dependiente del tiempo. Sin embargo, por fines prácticos dentro de la industria petrolera, se consideran a los modelos reológicos como independientes del tiempo.

- **Fluidos newtonianos:** En este modelo, el esfuerzo de corte es directamente proporcional a la velocidad de corte, por lo cual, la viscosidad se comporta de manera constante (ver ecuación 3.36). En la figura 3.20, se muestra la gráfica correspondiente al modelo reológico de fluidos newtonianos, teniendo como curva de viscosidad a una línea recta.

$$\mu = \frac{\tau}{\gamma} = Cte \quad (3.36)$$

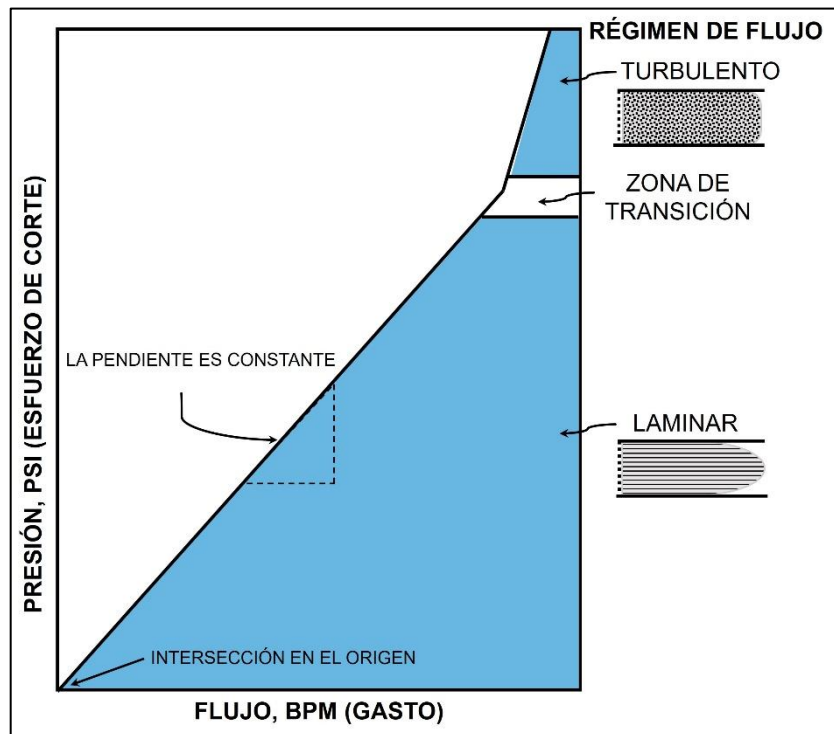
Figura 3.20. Gráfica representativa del comportamiento de la viscosidad de un fluido newtoniano.



Nota. Representación de un fluido newtoniano en flujo laminar. Adaptado del libro Well Cementing, por Dominique Guillot, (p. 96), 2006, SLB.

Este modelo se caracteriza porque los fluidos comienzan su movimiento tan pronto se les aplique una fuerza, por ejemplo, el agua, algunos aceites o la gasolina. Como ya se mencionó, la relación entre el esfuerzo y la velocidad de corte es proporcional y la viscosidad constante, es decir, el gradiente de presión – fricción y el gasto que es igual a la relación esfuerzo constante contra el gasto, son lineales y la curva de la viscosidad siempre pasa por el origen en la gráfica. Pero, cuando se aumenta el gasto a los fluidos newtonianos, la relación deja de ser lineal, incrementando el gradiente de presión y modificando el tipo de flujo, de laminar a turbulento, pasando por una transición (ver figura 3.21).

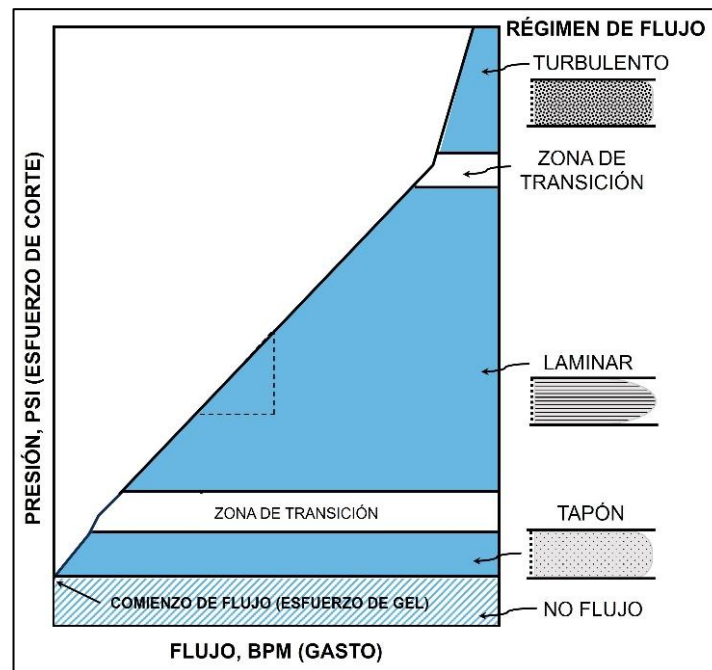
Figura 3.21. Modificación del tipo de flujo por incremento del gasto en fluidos newtonianos.



Nota. Cuando un fluido fluye a bajo gasto, teóricamente se presenta un tipo de flujo laminar, sin embargo, al aumentar el gasto, también incrementa la presión o el esfuerzo de corte, cambiando el tipo de flujo de laminar a turbulento mediante una zona de transición. Adaptado del libro *Cementing Handbook*, por George O. Suman Jr y Richard C. Ellis, (p. 31), 1977, Gulf Publishing Company.

- **Fluidos no newtonianos:** Son aquellos fluidos en los cuales generalmente su viscosidad está en función de la velocidad de corte o del gasto de bombeo, es decir, la viscosidad puede disminuir al aumentar la velocidad o incluso incrementar. La mayoría de los lodos de perforación y cementos tienen un comportamiento *pseudoplástico*¹⁴ y dicha curva de viscosidad no mantiene la relación lineal entre el esfuerzo y la velocidad de corte ni pasa por el origen de la intersección de estas. Por tal motivo, estos fluidos no se consideran newtonianos. Por otra parte, esta clasificación se caracteriza por presentar resistencia al flujo cuando se les aplica presión, también llamada resistencia al gel. Según George O. Suman Jr y Richard C. Ellis (1977), pueden fluir a velocidades bajas en flujo laminar, en forma que parecieran sólidos o más específicamente en un régimen de tapón, por lo que, se tendrán tres regímenes de flujo y dos zonas de transición (ver figura 3.22).

Figura 3.22. Comportamiento reológico de un fluido no newtoniano.



Nota. Comportamiento general de los fluidos no newtonianos. Adaptado del libro *Cementing Handbook*, por George O. Suman Jr y Richard C. Ellis, (p. 32), 1977, Gulf Publishing Company.

¹⁴ Los fluidos pseudoplásticos son aquellos en que la viscosidad se reduce con el incremento de la velocidad de corte. (SLB, 2025).

En la industria petrolera, existen tres modelos que se utilizan para la caracterización reológicas de los fluidos de perforación, bache lavador y/o espaciador y lechadas de cemento:

- **Ley de potencias:** Este modelo busca representar el comportamiento reológico de fluidos pseudoplásticos, dado que, fluyen al instante en que se les aplica presión, como a los fluidos newtonianos, sin embargo, la diferencia es que la relación de esfuerzo y velocidad de corte no es lineal (ver figura 3.23). La descripción del modelo ley de potencias o exponencial se realiza mediante las siguientes ecuaciones:

$$\tau = k\gamma^n \quad / n \neq 0 \quad (3.37)$$

Donde:

τ : Esfuerzo cortante en unidades petroleras comunes como [lbf/100 ft²] o [Pa] en SI.

γ : Velocidad de corte en [seg⁻¹].

k : Índice de consistencia [adim]

n : Índice potencial o de comportamiento de flujo [adim].

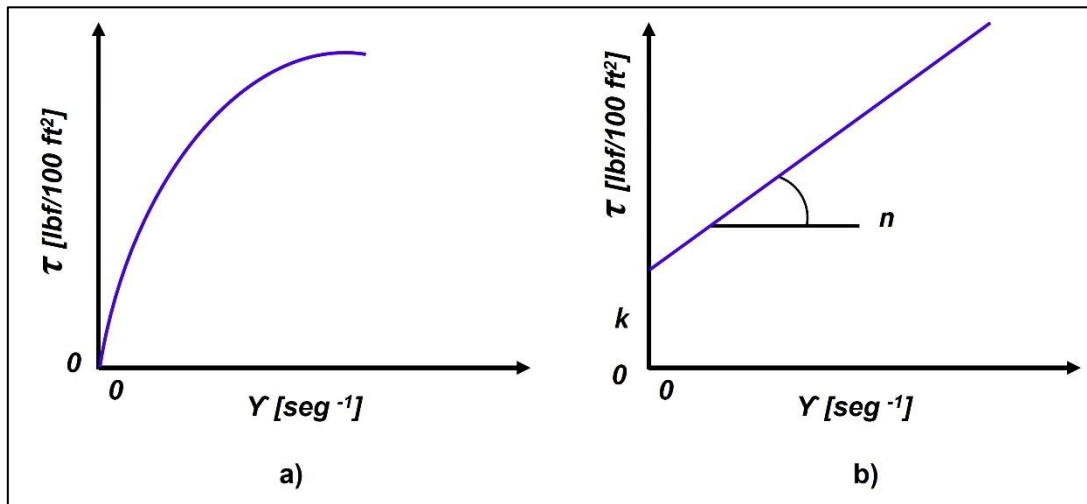
De la relación del esfuerzo de corte y la velocidad de corte se obtiene la viscosidad [μ], aplicando la ley de potencias:

$$\mu = k\gamma^{n-1} \quad / n \neq 1 \quad (3.38)$$

El índice potencial n cuantifica qué tanto comportamiento newtoniano tiene un fluido. En la ecuación 3.37, n no puede ser cero, debido a que entonces ya no sería un fluido no newtoniano y en la ecuación 3.38, n debe ser diferente de 1, de lo contrario, la viscosidad se vuelve constante, convirtiéndose en un fluido newtoniano. Para los pseudoplásticos, n es menor a 1.

En el caso del índice de consistencia k , esta variable recibe ese nombre por la relación proporcional que tiene con la *viscosidad aparente*¹⁵ de un fluido potencial, es decir, disminuyen con el aumento de la velocidad de corte desde el infinito hasta casi cero y también pasan de fluido laminar a turbulento más rápido.

Figura 3.23. Representación gráfica del modelo reológico ley de potencias.



Nota. a) Relación exponencial entre el esfuerzo y la velocidad de corte para un fluido ley de potencias, con n menor a 1. Este tipo de fluidos también se puede representar en escala doble logarítmica (Log – Log), donde la viscosidad es similar a un fluido newtoniano, pero ya no pasa por el origen de la gráfica. Adaptado del documento *Reología de los cementos*, por SLB, (p. 11), 2004, Schlumberger.

- **Modelo plástico de Bingham:** Es el modelo más simple para la descripción del comportamiento de un fluido que no fluye a menos que se le aplique un esfuerzo mínimo. Según Guillot (2006), la característica distintiva de los fluidos plásticos de Bingham es que no comienzan el corte hasta que la tensión o el esfuerzo alcanza el valor necesario para hacerlo fluir.

¹⁵ Se refiere a la viscosidad en un punto de la velocidad de corte medida, debido a que, en los fluidos no newtonianos, la viscosidad no es constante (Schlumberger, 2004).

En este modelo existen dos parámetros base para la caracterización reológica de fluidos plásticos de Bingham:

- El valor de τ cuando $\gamma = 0$, τ_y .
- La pendiente de la recta, μ_p .

Donde μ_p es la *viscosidad plástica* y τ_y es el *punto cedente*.

La **viscosidad plástica** se refiere a la resistencia al flujo debido a la fricción mecánica y la unidad de medida en el área de fluidos petroleros es el centipoise [cP]. La concentración de materiales sólidos como el cemento, la barita, bentonita y aditivos, así como, la viscosidad de los fluidos que componen a la fase líquida, son los factores que intervienen en el aumento o disminución de la viscosidad plástica.

Por otro lado, el **punto cedente** es el segundo componente que influye en la resistencia de flujo de los fluidos. Los fluidos plásticos de Bingham no fluyen a menos que se les aplique un esfuerzo mínimo. A esta presión mínima se le conoce como punto cedente. Sus unidades de medición son en [lbf/100 ft²]. La resistencia al flujo que se presenta es debido a la atracción eléctrica entre los sólidos que componen a los fluidos, por lo qué, necesitan un empujón para poder fluir.

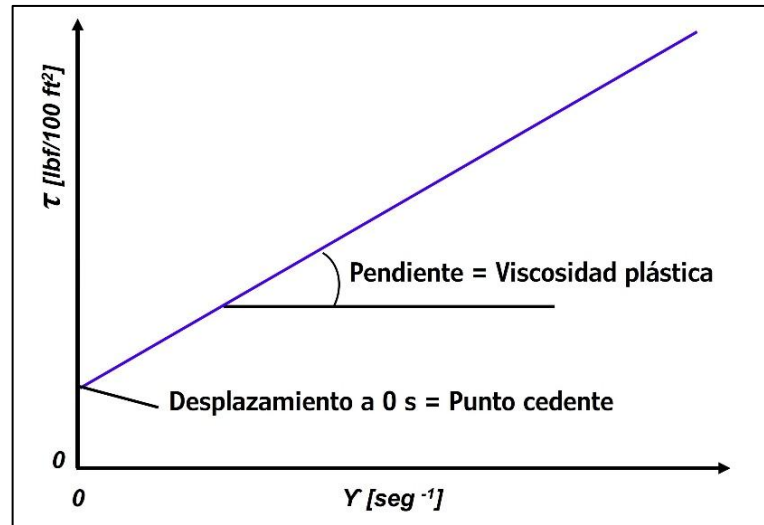
En general, los fluidos Bingham se describen en la figura 3.24 y bajo las siguientes ecuaciones:

$$\tau = \tau_y + \mu_p \gamma \text{ cuando } \tau > \tau_y \quad (3.39)$$

$$\gamma = 0 \text{ cuando } \tau \leq \tau_y \quad (3.40)$$

$$\mu = \mu_p + \frac{\tau_y}{\gamma} \quad (3.41)$$

Figura 3.24. Comportamiento de un fluido plástico de Bingham.



Nota. Representación de un fluido Bingham, donde la relación esfuerzo de corte y velocidad de corte es lineal pero no pasa por el origen. Adaptado del libro *Well Cementing*, por Dominique Guillot, (p. 97), 2006, SLB.

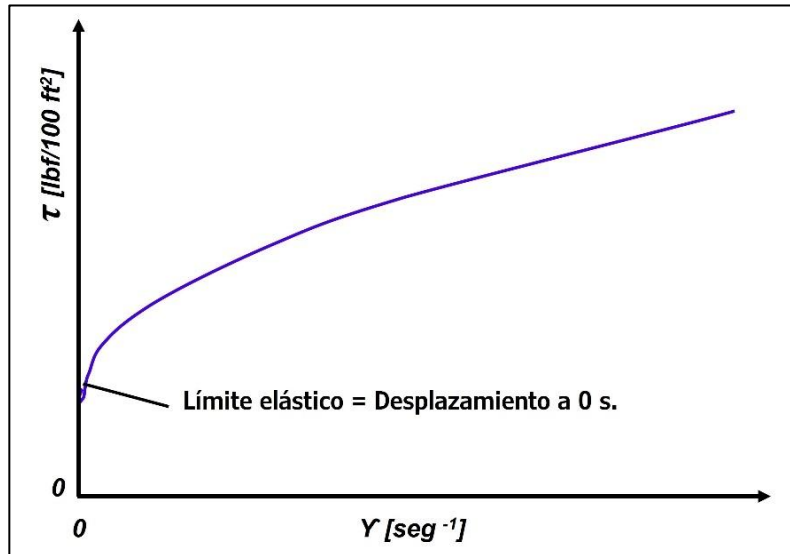
Cuando el esfuerzo de corte alcanza el valor mínimo para comenzar el movimiento de los fluidos, es decir, el punto cedente, a bajas velocidades de corte y de flujo existe el régimen laminar y la viscosidad plástica se mantiene constante, sin embargo, cuando el gasto aumenta, la relación entre los tensores se modifica, de igual manera la viscosidad.

- **Modelo Herschel – Bulkley:** De acuerdo con Guillot (2006), este modelo describe a los fluidos que tienen comportamiento combinado de fluidos ley de potencias y plásticos de Bingham, debido a que, presentan resistencia al flujo que requiere un esfuerzo mínimo para que puedan fluir y después de eso, la relación esfuerzo – velocidad de corte es de la forma ley de potencias, o sea, no lineal (ver figura 3.25). A continuación, se muestran las ecuaciones correspondientes a la representación del modelo Herschel – Bulkley:

$$\tau = \tau_y + k\gamma^n \text{ cuando } \tau > \tau_y \quad (3.42)$$

$$\mu = \frac{\mu + k\gamma^n}{\gamma} \quad (3.43)$$

Figura 3.25. Representación de un fluido con el modelo Herschel – Bulkley.



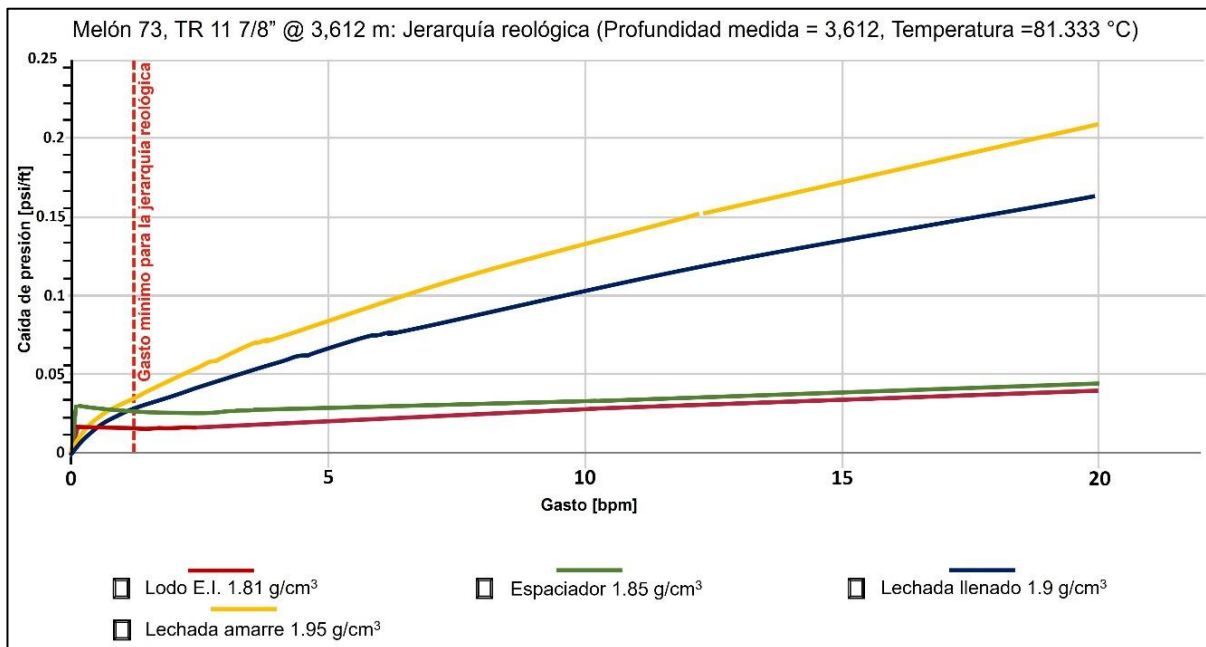
Nota. Fluido Herschel – Bulkley con $n < 1$, donde la relación esfuerzo de corte y velocidad de corte no es lineal ni pasa por el origen. Adaptado del libro *Well Cementing*, por Dominique Guillot, (p. 98), 2006, SLB.

Los fluidos Herschel – Bulkley se consideran como pseudoplásticos por la disminución de la viscosidad al aumentar la velocidad de corte o en caso práctico de campo, el gasto de bombeo, sin embargo, también necesitan de un empujón para hacerlos fluir. Por su comportamiento como ley de potencias después del inicio del flujo bajo las condiciones de caudal y viscosidad ya mencionadas, el esfuerzo de corte puede incrementar y alcanzar la transición de régimen laminar a turbulento de manera más rápida.

Los datos necesarios para analizar el comportamiento reológico de lodos de perforación, lechadas de cemento y bache espaciador se obtienen mediante las pruebas de laboratorio de cementaciones con ayuda del viscosímetro rotacional y si se requiere, con el consistómetro atmosférico o HP/HT en caso de requerir análisis con temperaturas más altas.

Con las mediciones realizadas con el viscosímetro rotacional¹⁶ se puede obtener la gráfica con la relación esfuerzo de corte – velocidad de corte o gradiente de fricción – gasto, para observar el tipo de curva obtenida y elegir el modelo reológico al que más se adapten las mediciones, sin embargo, también se puede ocupar la simulación de datos, con la cual, se busca predecir el comportamiento reológico de los fluidos que intervienen en la cementación de pozos, con la intención de ajustar las viscosidades de manera jerárquica, donde las lechadas de cemento se mantengan con valores altos sobre el espaciador y el lodo de perforación para asegurar una mejor capacidad de remoción y limpieza de la formación rocosa que será cementada. Al acomodo de viscosidades en los fluidos se le denomina *jerarquía reológica* (ver figura 3.26).

Figura 3.26. Simulación de la jerarquía reológica para la cementación de una TR de 11 7/8 pg.



Nota. Simulación del comportamiento reológico de los fluidos para la cementación de una TR de 11 7/8 pg a 3,612 md. La jerarquía reológica se cumple cuando el gasto de bombeo alcanza como mínimo 1.2 bpm.

¹⁶ Las pruebas de laboratorio asociadas con la reología se pueden revisar más a detalle en el subcapítulo 3.5. Pruebas de laboratorio, apartado 3.5.7. Reologías.

La simulación y análisis de la jerarquía reológica se realiza con la intención de predecir a qué gasto de flujo se cumple el comportamiento deseado en los fluidos, denominado *gasto mínimo*, el cual será el límite inferior de desplazamiento y al cual comienza a cumplirse la jerarquía reológica. De igual manera, es una referencia para la planificación de los gastos en la *cédula de bombeo*, que es un listado de actividades planeadas para la cementación en orden y por tiempos determinados, hasta cumplir el tiempo total de operación (ver apartado 3.4. Cédula de bombeo).

3.3.8. Centralización.

Según el Instituto Americano del Petróleo, *API* (*American Petroleum Institute*, por sus siglas en inglés, 2010), la centralización adecuada de las tuberías de revestimiento es necesaria para la colocación exitosa del cemento en el espacio anular y lograr el aislamiento del pozo.

Por esta razón, la centralización de tuberías de revestimiento ha sido durante mucho tiempo un elemento fundamental para asegurar una buena cementación primaria, de lo contrario, se pueden presentar problemas graves como falta de aislamiento y hermeticidad en el pozo, así como, un soporte inadecuado de las tuberías de revestimiento (API, 2008).

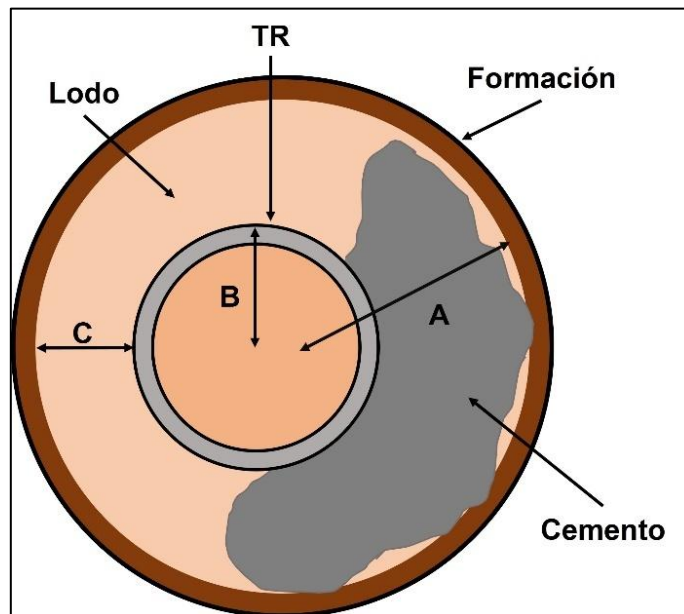
Existen principalmente tres razones para considerar la centralización de tuberías:

- Ayudar a que la TR llegue al fondo y a la profundidad deseada.
- Facilitar movimientos de la TR (reciprocante o rotatorio) durante el acondicionamiento y circulación del lodo de perforación y durante el trabajo de cementación.
- Proporciona una ruta óptima para el flujo de lodos, espaciadores y lechadas de cemento, por lo que una TR centrada, brinda una mayor capacidad de remoción de lodo y un buen aislamiento de pozo, teniendo cemento en la mayor parte del espacio anular.

El *standoff* o *punto muerto*, se refiere en el API 10TR4 como la distancia más pequeña entre el diámetro exterior de la TR y el diámetro del agujero descubierto o el diámetro interior de la TR anterior, así como también, la relación entre la separación y el claro anular expresada en porcentaje (ver ecuación 3.44).

En otras palabras, el *standoff* indica qué tan centrada se encuentra una tubería de revestimiento en el agujero (ver figura 3.27).

Figura 3.27. *Standoff* o punto muerto en la centralización de tuberías de revestimiento.



Nota. Representación del grado de centralización o *standoff* de una TR en el pozo después de ser cementada. Adaptada del libro *API Technical Report 10TR4, Selection of Centralizers for Primary Cementing Operations*, por el *American Petroleum Institute*, (p. 2), 2008, API.

$$Standoff = \frac{C}{A - B} * 100 \quad (3.44)$$

Donde:

Standoff: Centralización en [%].

A: Distancia del centro del agujero descubierto al diámetro interior en [pg].

B: Distancia del centro de la TR al diámetro exterior en [pg].

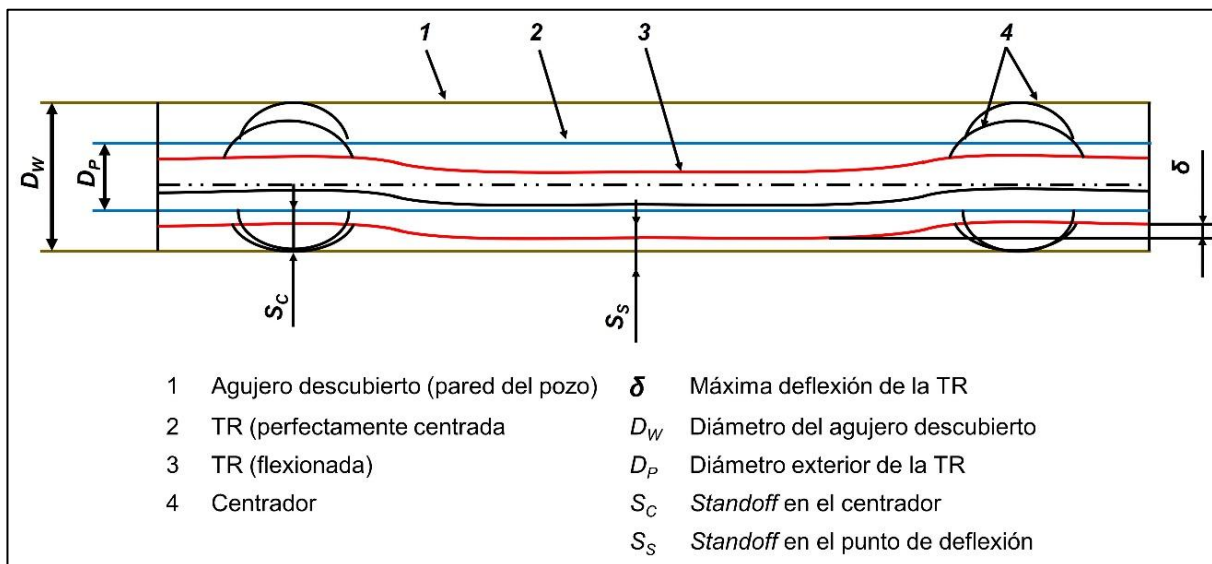
C: Distancia más corta desde el diámetro exterior de la TR hasta la formación en [pg].

En la figura 3.27. se tiene una tubería de revestimiento al finalizar el trabajo de cementación, por lo que, se observa que el cemento no logró posicionarse completamente alrededor de la TR en el espacio anular, lo cual crea un canal en donde se aloja fluido de perforación, consecuencia de una centralización inadecuada.

Según el *API* (2004), el *standoff* mínimo recomendado para asegurar una buena cementación primaria es del 67%, mientras que para Petróleos Mexicanos es del 75% (PEMEX, 2023).

Para llevar a cabo esta práctica de manera de correcta, la centralización requiere de dispositivos mecánicos llamados *centradores*¹⁷, para mantener a la TR alejadas de las paredes del agujero descubierto o de la TR anterior (ver figuras 3.28 y 3.29).

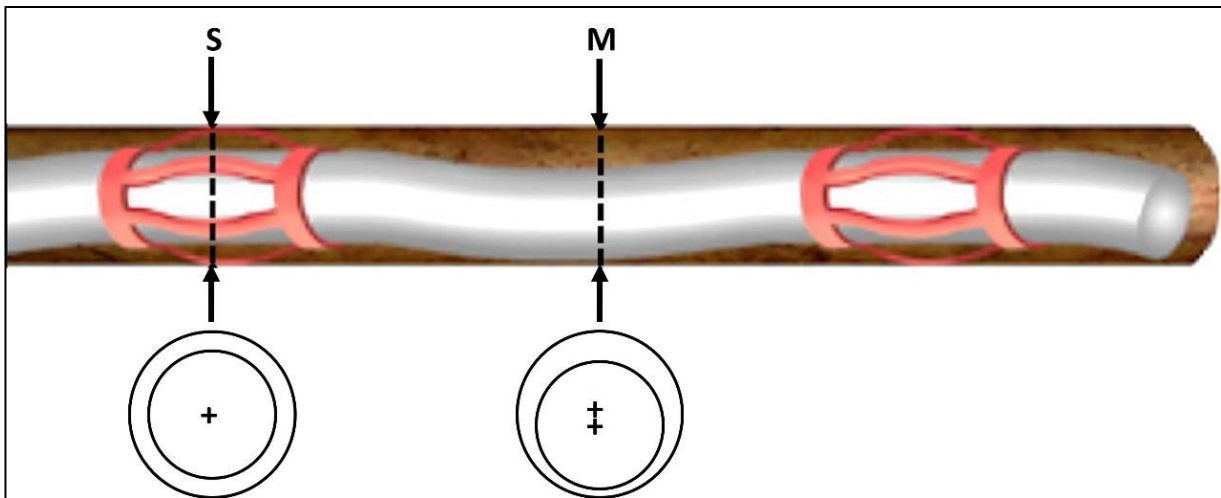
Figura 3.28. Centralización de una TR en el agujero descubierto.



Nota. Comparación entre una TR perfectamente centralizada y una pobremente centrada, dejando ver que en el caso real pueden existir puntos ciegos al no colocar un número de centradores óptimo. Adaptada del libro *API RP 10D – 4, Recommended Practice for Centralizer Placement and Stop – collar Testing*, por el *American Petroleum Institute*, (p. 5), 2004, API.

¹⁷ Ver apartado 3.6. Equipos y accesorios para la cementación de TR's.

Figura 3.29. Vista frontal del *standoff* en una TR en agujero descubierto.



Nota. Representación de la posición de una tubería de revestimiento con centradores en agujero descubierto, donde *S* es la centralización en el área del centrador, por lo que la TR es concéntrica al agujero (*standoff*) y *M* es la centralización entre centradores, distancia en la que existe deflexión de la TR por gravedad hacia la pared del agujero, siendo desconcéntrica (*midpoint*). Adaptada del documento *Tecnologías de vanguardia para asegurar una buena cementación*, por el GICSA S.A. DE C.V., (p. 23), 2024.

Entre las consideraciones más importantes de los centradores, se encuentran las siguientes:

- El centrador debe tener suficiente soporte de carga para superar las fuerzas normales que tienden a apoyar a la TR sobre las paredes del agujero, principalmente en pozos desviados, horizontales y en curvaturas. Para ello existen diferentes tipos de centradores.
- Se deben utilizar suficientes centradores para proporcionar una buena centralización de la TR en los intervalos necesarios, prioritariamente en el área y profundidad donde quedará posicionada la lechada de cemento y en caso de necesitar un anillo posterior, considerar colocar centradores entre TR's a la profundidad programada del anillo.

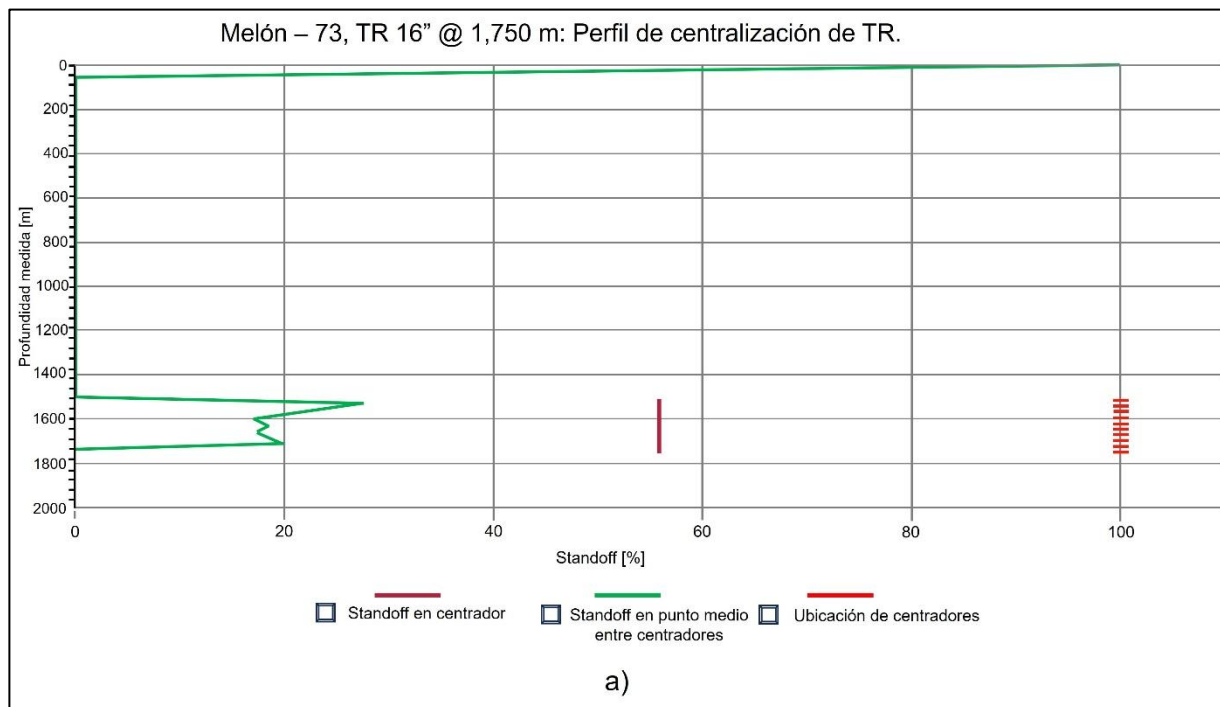
Para predecir el número óptimo de centradores a utilizar y con el objetivo de alcanzar un *standoff* adecuado y por arriba del estándar, se utiliza la simulación de la centralización.

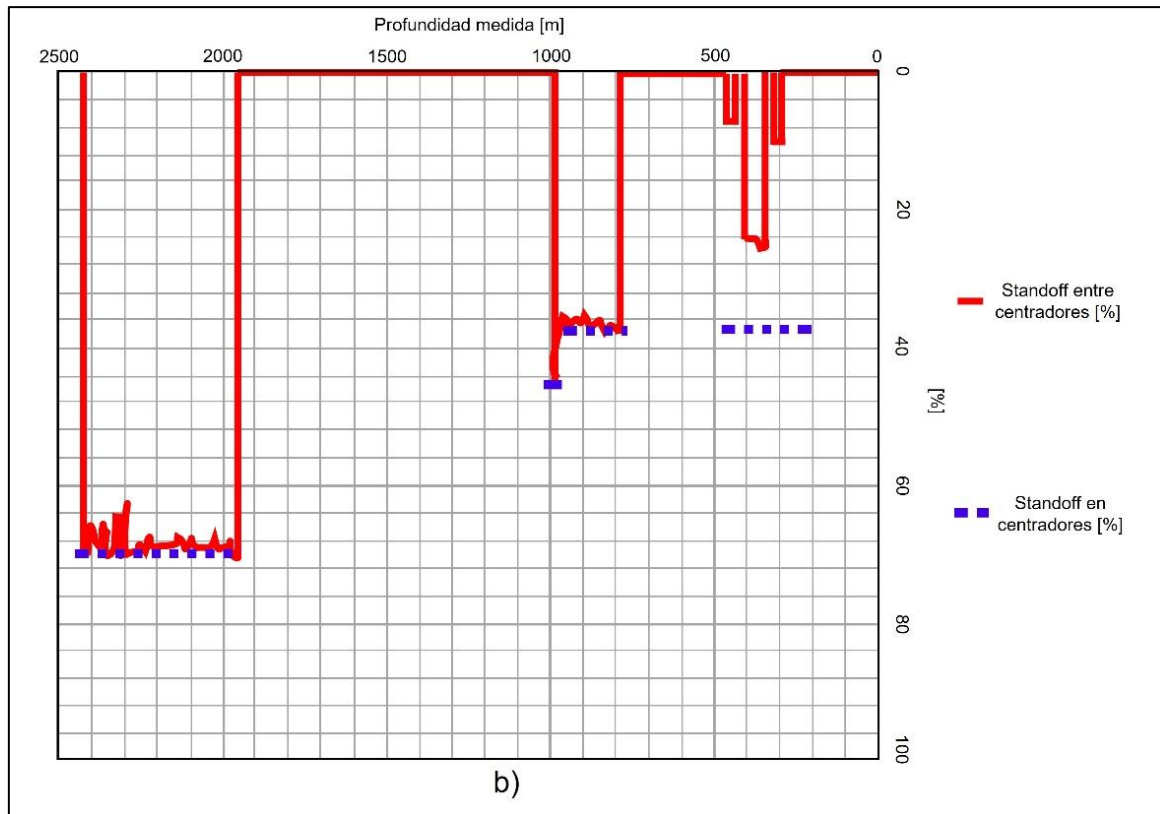
El Instituto Americano del Petróleo, API (2010), menciona que, para tener una centralización efectiva en el pozo, se deben considerar los siguientes factores:

- Diámetro y ángulo de desviación del agujero.
- Tamaño y peso de la TR.
- Diámetro y drift de la TR anterior.
- Densidad de los fluidos (cemento, bache espaciador y lodo de perforación).
- Propiedades de los centradores a utilizar.
- Información del registro *caliper* y direccional de agujero perforado.

En el apartado 3.3.1. *Tipos de simuladores*, se mencionan algunos como el *CEMPRO*⁺ o el *CentraDesign* que se utilizan para el cálculo del número de centradores necesarios para asegurar una buena remoción de lodo y en consecuencia una buena cementación (ver figura 3.30).

Figura 3.30. Simulación de la centralización de TR's con standoff diferentes.





Nota. Simulación de la centralización de tuberías de revestimiento. En a) se tiene una TR con 10 centradores en el fondo con un *standoff* pobre del 58%. Por otra parte, en b), hay una mejor centralización de la TR en el fondo con 70% de *standoff* y se nota que de 800 a 1,000 m se considera la colocación de centradores, lo que significa que esta TR tendrá un anillo de cemento entre TR's posteriormente a la cementación primaria.

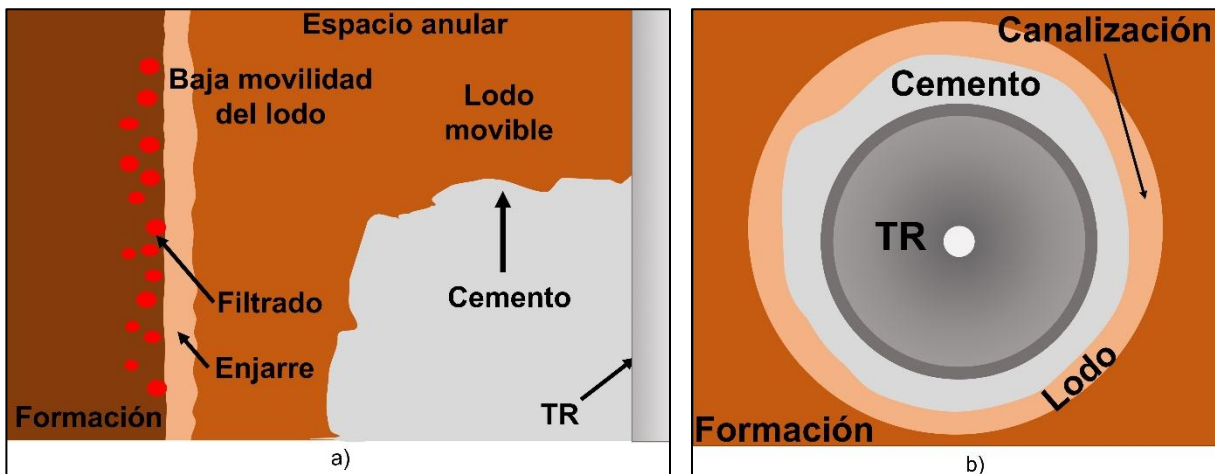
3.3.9. Canalización.

Como ya se mencionó, uno de los objetivos de mayor importancia en la cementación primaria de pozos es el aislamiento de las formaciones geológicas que se encuentran alrededor de las tuberías de revestimiento. Según Daccord et al. (2006), para cumplir con este propósito es necesario la remoción o eliminación del lodo de perforación y del bache espaciador y/o lavador en caso de haber en el espacio anular, y a la vez, este espacio debe quedar lleno con la lechada de cemento, por lo que, una buena remoción de lodo y una colocación adecuada de la lechada son necesarios para obtener el aislamiento del pozo (p. 143).

3.3.9.1. Remoción de lodo de perforación.

Si no se logra la remoción y desplazamiento de lodo por completo en el espacio anular, puede existir comunicación entre zonas de interés, es decir, diques de lodo a lo largo del espesor del cemento. Así mismo, el movimiento de un fluido empujando a otros de diferente densidad y reología, también crea un fenómeno denominado *canalización* y, en consecuencia, una pobre adherencia del cemento a las paredes del pozo.

Figura 3.31. Fenómeno de canalización en la cementación de tuberías de revestimiento.



Nota. Representación de la canalización en la cementación de una TR. En a) se tiene una vista frontal del avance del cemento con una pobre remoción de lodo durante el desplazamiento. En b) se observa la vista transversal de la canalización, teniendo lodo en las paredes del pozo y nula adherencia de cemento. Adaptada del libro *Cementing*, por Dwight K. Smith, (p. 94), 1990, SPE.

Las principales causas que originan canalización en la cementación de pozos son las siguientes:

- Centralización inadecuada (bajo *standoff*).
- Limpieza insuficiente del agujero previo a la introducción de la TR.
- Acondicionamiento reológico y de densidad no apropiado del lodo de perforación.
- Circulación escasa de lodo antes de la introducción y cementación de la TR.

-
- Selección de bache espaciador incompatible con el diseño de la lechada de cemento y lodo de perforación.
 - No realizar movimientos reciprocanes o de rotación en la TR durante el trabajo de cementación.
 - Falla en las barreras mecánicas (tapón diafragma y tapón sólido).

Para asegurar una buena remoción de lodo y la reducción de la canalización, Daccord et al. (2006), menciona que es necesario seguir una secuencia de pasos antes y durante el trabajo de cementación:

- a) Limpieza del agujero.
- b) Acondicionamiento del lodo de perforación.
- c) Desplazamiento del lodo y colocación de la lechada de cemento en el espacio anular.

En la **limpieza del agujero**, se realizan las siguientes actividades:

- Verificación de las propiedades del lodo de acuerdo con el programa propuesto en la perforación de la etapa.
- Realizar viajes de limpieza en el pozo, desalojando la mayor cantidad de recortes posible, según PEMEX (2023), al menos 1.5 ciclos.
- Toma de registros.

El **acondicionamiento de lodo** tiene como objetivo la modificación de propiedades del fluido de perforación a manera de que su desplazamiento sea lo más eficiente posible por el bache espaciador y por la lechada de cemento. Como ya se mencionó en la jerarquía reológica, el régimen de flujo ideal para una buena remoción de lodo es el turbulento, sin embargo, para lograr este tipo de flujo es necesario mayor velocidad de corte. Lo anterior puede traducirse como el aumento del gasto de bombeo para alcanzar el flujo turbulento, aunque cabe aclarar que la tasa de flujo no es lo mismo que la velocidad de corte, pero tienen el mismo efecto.

Alcanzar la turbulencia en el flujo del espaciador y el cemento ayuda a remover el lodo de las paredes del pozo con mayor eficiencia, pero tiene como consecuencia el aumento de la presión en el fondo y en espacio anular, por lo que, es posible sobrepasar al gradiente de fractura. Por esta razón es necesaria la simulación de la presión a lo largo de la cementación, la densidad equivalente de circulación y la jerarquía reológica de los fluidos.

En los casos en que irremediablemente el gradiente fractura se vea comprometido al alcanzar flujo turbulento para el desplazamiento del lodo, se recurre al flujo laminar, por lo que, disminuye el gasto de bombeo, pero aumenta la dificultad de remover el lodo adherido a las paredes del pozo, o sea, el enjarre. La estimación de la fuerza necesaria para remover el lodo gelificado o deshidratado de las paredes de la formación recibe el nombre de *erodabilidad*.

Para disminuir la fuerza de adherencia del fluido de perforación sobre la formación se necesita el acondicionamiento de lodo o más comúnmente llamado en campo *lodo relajado*. Los parámetros por modificar para el acondicionamiento son:

- Densidad: Se debe disminuir hasta el valor mínimo que cumpla con la estabilidad del pozo y sea mayor al gradiente de poro presente en la etapa de ventana operativa. Según el *Manual de Procedimientos de Diseño de la Cementación de Tuberías de Revestimiento de PEP* (2005), la diferencia de densidades entre el lodo, bache espaciador y lechada o lechadas de cemento debe ser del 10%, teniendo el lodo menor densidad y el cemento mayor.
- Reología: Disminución de la viscosidad plástica y punto cedente del fluido de perforación para ser removido con mayor facilidad del pozo, siempre y cuando no afecte la estabilidad del lodo. Según PEMEX (2005), el punto cedente de los fluidos desplazantes debe ser 20% mayor que el del fluido desplazado.

Con la modificación de los parámetros anteriores, se puede tener remoción de lodo eficiente aún con el tipo de flujo laminar. Las actividades que se pueden ejecutar y recomendaciones durante este paso son:

Constante circulación de lodo acondicionado en el pozo antes, durante y después de la introducción de TR's.

- Ruptura de geles y disminución del punto cedente y viscosidad plástica del lodo.
- Estimar el gasto de bombeo mínimo y máximo de lodo con la TR bajando.
- Introducción y apriete de tuberías de revestimiento.

Después del acondicionamiento del lodo y de la introducción de la TR en el agujero descubierto, se tiene el ***desplazamiento de los fluidos y la colocación del cemento en el espacio anular***. Para lograr una mejor remoción de lodo se recomienda lo siguiente:

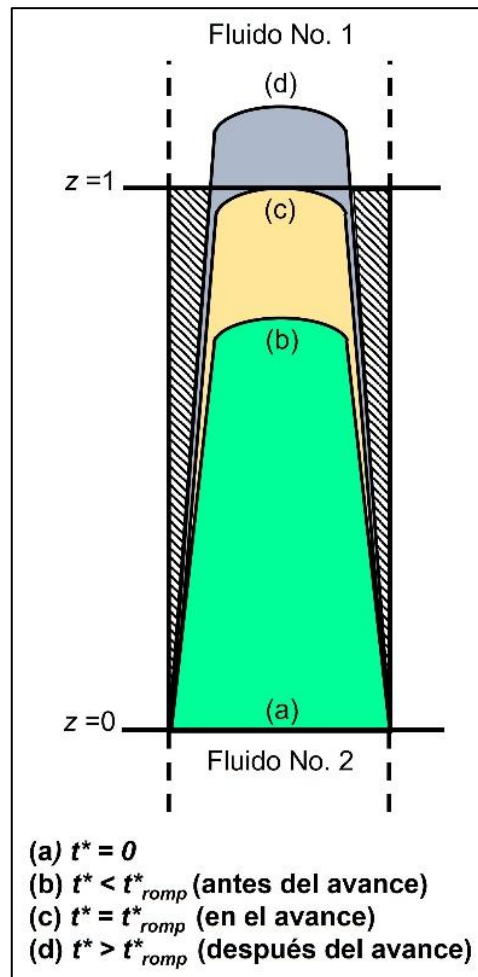
- Considerar la centralización con *standoff* mayor al 67% en el API STD 65 – 2.
- Movimientos recíprocos y de rotación para asegurar un mejor desplazamiento de los fluidos.
- Preparación del bache espaciador *compatible*¹⁸ con el cemento y el lodo de perforación.
- Uso de tapones como barrera sólida para la separación de fluidos y ayuda en el desplazamiento.
- Elección correcta del régimen y gasto de flujo que brinde la velocidad correcta para una mejor remoción y desplazamiento de lodo.

Uno de los principios que actúa en la remoción de lodo es la *eficiencia de desplazamiento*, que según Guillot et al. (2006), es la capacidad de un fluido para desplazar a otro con diferentes propiedades. Cuando se utiliza el mismo fluido para desplazamiento, se conoce como *eficiencia de circulación*.

¹⁸ La compatibilidad de fluidos se realiza mediante una prueba o serie de pruebas que se llevan a cabo para verificar que no se produzcan reacciones indeseadas con un fluido específico (SLB, 2025).

Para entender este concepto, se necesita suponer un volumen en el espacio anular V_A de longitud L con el fluido No. 1 que se considera como desplazado, el cual fluye a una velocidad q . Al momento $t = 0$, el fluido No. 2 reemplaza rápidamente al No. 1 en la posición de la entrada al espacio anular $z = 0$. De esta manera, la eficiencia de desplazamiento η_{desp} es la fracción del volumen anular ocupada por el fluido No. 2 (ver ecuación 3.45).

Figura 3.32. Representación de la eficiencia de desplazamiento entre fluidos.



Nota. Recreación gráfica del desplazamiento del fluido No. 1 por el fluido No. 2 en la distancia $z = 0$ y $z = 1$ al tiempo adimensional t^* y al gasto q . Adaptado del libro *Well Cementing*, por Gérard Daccord et al., (p. 146), 2006, SLB.

Representación de la eficiencia de desplazamiento:

$$\eta_{desp} = t^* * \frac{q}{V_a} \quad (3.45)$$

Donde:

η_{desp} : Eficiencia de desplazamiento [adim].

t^* : Tiempo adimensional.

z : Longitud [m].

q : Gasto de flujo en [bpm].

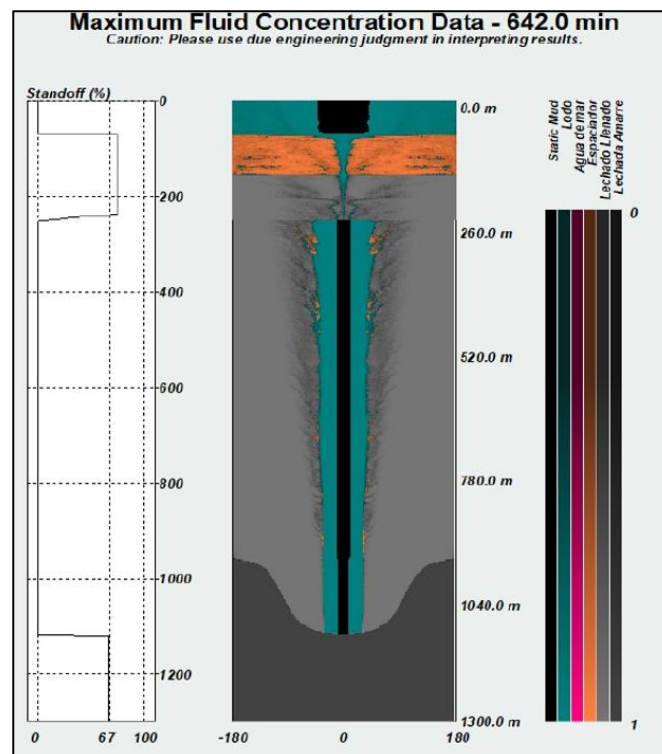
Tomando en cuenta la figura 3.32, la altura $z = 0$ muestra que el espacio anular se encuentra lleno totalmente del fluido No. 2, pero a manera que aumenta el valor de z , se forma la interfase entre el fluido No. 2 y No. 1, donde se observa la canalización entre ambos fluidos. Este efecto en la interfase de fluidos puede ocasionar la contaminación parcial de la columna de cemento, evento indeseable y que afecta a la adherencia a la formación, en especial cuando la TR se encuentra en altos niveles de excentricidad, es decir, pobremente centralizada.

De acuerdo con lo anterior, es posible estimar los efectos de la canalización en el espacio anular antes de la cementación de las tuberías de revestimiento. Al igual que los parámetros de los apartados anteriores de este capítulo, la simulación es una herramienta que brinda resultados aproximados de la profundidad a la que se tendrán las cimas canalizadas al culminar la cementación en una gráfica de porcentaje concentración de fluidos, dato importante para la toma de decisiones en los espesores del cemento y de la prueba de esfuerzo compresivo en laboratorio, que influirá en el tiempo total de la operación.

En la figura 3.33, se tiene la representación gráfica de la concentración de fluidos en el espacio anular después de la cementación de una tubería de revestimiento. En esta simulación, se tiene la comparación entre un perfil de centralización (*standoff*) y el porcentaje de fluidos contenidos en el espacio anular respecto de la profundidad del pozo, que es hasta los 1,300 md. En dicha comparación, se observa que la cantidad de lechada de amarre tiene la mayor concentración donde el *standoff* es del 67%, es decir, de los 1,120 md hasta 1,300 md, sin embargo, cuando disminuye la centralización, es donde comienzan los efectos de canalización por el aumento de la excentricidad de la TR en el agujero, y se observa un canal inmóvil que va desde los 1,118 md hasta aproximadamente los 200 m de profundidad.

En este ejemplo, se nota una cima canalizada de cemento a los 597 md con 1% de cemento y a los 700 md, 85% de cemento, 9.2% de lodo y 5.8% de espaciador.

Figura 3.33. Gráfica de la concentración de fluidos y canalización.



Nota. Recreación gráfica de la canalización de lodo ya con la posición final de los fluidos al finalizar la cementación de una tubería de revestimiento.

3.4. Cédula de bombeo.

También denominado *tiempo operativo* PEMEX (2005), es el tiempo que se requiere para posicionar todos los fluidos a la profundidad de diseño y es registrado en una tabla llamada cédula de bombeo.

Esta tabla está compuesta de varias columnas que contienen datos informativos y calculados necesarios para planificar las actividades de cementación en orden y cronometradas, siendo estos datos los siguientes:

- **Eventos:** Se refiere a la secuencia de actividades a realizar durante el trabajo de cementación.
- **Descripción:** En esta columna se colocan los fluidos a bombear que puede ser lodo de perforación, bache lavador, bache espaciador, lechada de amarre, lechada de llenado, agua de mar, agua de perforación o las actividades manuales, como la liberación de tapones, preparación y mezcla de fluidos, pruebas de equipos, entre otros.
- **Densidad:** Se coloca la densidad en g/cm^3 de los fluidos a bombear.
- **Volumen:** Son los volúmenes de cada fluido calculados para la operación (Lodo de perforación, bache espaciador, lechadas de llenado y amarre, agua de mar o de perforación si están consideradas). Ver el apartado 3.2.1. Volumetría.
- **Gasto:** Referido al gasto de bombeo calculado previamente u obtenido de las simulaciones de gasto óptimo para mantener la jerarquía reológica de fluidos en el pozo y el régimen de flujo que se necesita para la mayor remoción de lodo en el espacio anular, respetando los límites de los gradientes de poro y fractura, así como la presión máxima de desplazamiento.
- **Tiempo de bombeo:** Es el tiempo que tarda cada fluido en ser colocado en la posición de acuerdo con el diseño de la cementación. Este tiempo se obtiene con la ecuación 3.46 y 3.47.
- **Comentarios:** Indicaciones u otras actividades a realizar durante el bombeo de fluidos o cualquiera de los eventos registrados en la cédula de bombeo.

Para efectuar el bombeo en el trabajo de cementación se utiliza el equipo *unidad de alta presión*¹⁹.

Para determinar el tiempo de bombeo se necesita la ecuación 3.46:

$$t_b = \frac{V_F}{q} \quad (3.46)$$

Donde:

t_b : Tiempo de bombeo de cada fluido en [min].

V_F : Volumen del fluido a bombear en [Bls].

q : Gasto de bombeo elegido en [bpm].

Según la Subdirección de Perforación y Mantenimiento de Pozos de Petróleos Mexicanos Exploración y Producción (2010), cuando el volumen que se va a desplazar es muy grande en tuberías de revestimiento intermedias (16 pg, 13 3/8 pg y 9 5/8 pg), es necesario la reducción del tiempo de desplazamiento para evitar un *fraguado prematuro*, por lo que, el desplazamiento se realiza con la bomba del equipo y el cálculo de desplazamiento se realiza con la ecuación 3.47.

$$t_d = \frac{158.9 * V_F}{q * epm * Ef} \quad (3.47)$$

Donde:

t_d : Tiempo de bombeo de cada fluido en [min].

V_F : Volumen del fluido a bombear en [Bls].

q : Desplazamiento en [L/emb].

Ef : Eficiencia de la bomba.

¹⁹ Consultar apartado 3.6. Equipos y accesorios para la cementación de TR's.

Tabla 3.1. Cédula de bombeo para un trabajo de cementación de una TR.

Etapas	Descripción	Densidad [g/cm ³]	Volumen [Bls]	Gasto [bpm]	Tiempo [min]	Comentarios relevantes
1	Fluido de control	1.81	-	6.00	-	Romper circulación incrementando progresivamente los gastos, monitoreando constantemente las presiones.
2	Prueba de líneas	-	-	-	15.0	Prueba de líneas con 300 psi en baja y 2,500 en alta.
3	Espaciador	1.85	80.00	4.00	20.0	Bombeando a través de cajas de la UAP.
4	Shutdown	-	-	-	20.0	Liberar tapón diafragma, lavado de cajas UAP, prepara agua de mezcla y toma muestras de esta.
5	Inicia mezcla	-	-	-	15.0	Inicia mezcla de lechada de llenado y verificar densidad física con balanza presurizada.
6	Lechada llenado	1.90	404.20	3.50	115.5	Bombeo de la lechada de llenado.
7	Inicia mezcla	-	-	-	10.0	Inicia mezcla de lechada de amarre y verificar densidad física con balanza presurizada.
8	Lechada amarre	1.95	82.03	3.00	27.3	Bombeo de lechada de amarre y verificar densidad física con balanza presurizada.
9	Shutdown	-	-	-	10.0	Liberar tapón sólido y verificar alineación correcta del manifold de la cabeza de cementar
10	Lechada amarre	1.95	5.00	3.00	1.7	Bombeo de lechada de amarre y verificar densidad física con balanza presurizada.
11	Espaciador	1.85	20.00	3.00	6.7	Inicia desplazamiento con espaciador con UAP.
12	Fluido de control	1.81	800.00	7.00	114.5	Continúa desplazamiento con fluido de control con bomba del equipo.
13	Fluido de control	1.81	350.00	5.00	70.0	Continúa desplazamiento con fluido de control con bomba del equipo.
14	Fluido de control	1.81	100.00	4.00	25.0	Continúa desplazamiento con fluido de control con bomba del equipo.
15	Agua de perforación	1.00	30.42	2.00	15.2	Finaliza desplazamiento con agua de perforación con UAP.
16	Prueba de equipo de flotación	-	-	-	5.0	Verificación del funcionamiento del equipo de flotación y cuantificación del retorno hacia las cajas de la UAP.
Actividades			[min]	[hh:mm]	Tiempo de seguridad	
Tiempo total de la operación:			470.9	07:51		
Tiempo de mezcla, bombeo y desplazamiento - lechada llenado:			415.9	06:56		
Tiempo bombeable requerido lechada de llenado			751.0	12:31	335.1 [min], 05:35 [hh:mm]	
Tiempo de mezcla, bombeo y desplazamiento - lechada amarre:			285.4	04:45		
Tiempo bombeable lechada de amarre:			485	08:05	199.6 [min], 03:17 [hh:mm]	

Nota: Cédula de bombeo en la cual se visualiza cada evento en secuencia para la cementación de una TR, así como los fluidos, densidades, volúmenes, gastos y tiempo de bombeo.

La cédula de bombeo puede modificarse durante el diseño las veces que sean necesarias para ajustar el gasto de bombeo a las condiciones requeridas en el pozo y el tiempo de operación a partir del bombeo del cemento es fundamental para el diseño del tiempo bombeable en laboratorio.

3.5. Pruebas de laboratorio.

De acuerdo con Dargaud (2006), las pruebas de laboratorio de cementos y materiales son de gran importancia para el trabajo de cementación de pozos. La primera prueba comienza en la fabricación de cemento y aditivos con el objetivo de evaluar la calidad de los materiales. Posteriormente, la segunda evaluación sucede en cada etapa de un pozo, donde cada diseño de lechada debe ser sometido a pruebas para determinar si sus propiedades físicas son adecuadas para las necesidades del pozo y cumplen con las normas establecidas.

3.5.1. Normas API SPEC 10 A y API RP 10 B.

3.5.1.1. API SPEC 10 A.

El *American Petroleum Institute* (API por sus siglas en inglés), basado en la Organización Internacional de Normalización (ISO, por sus siglas en inglés) y la *American Society for Testing and Materials* (ASTM, por sus siglas en inglés), publicó la *Especificación 10 A, Cementos y materiales para cementación de pozos* que establece los requisitos físicos y químicos que deben de cumplir los ocho tipos de cementos que se pueden utilizar (A, B, C, D, E, F, G y H) y que no contienen ningún tipo de aditivo sólido o líquido. Esta norma menciona que, para poder cumplirse, el fabricante deberá realizar pruebas de acuerdo con lo siguiente:

- Utilizar un laboratorio bajo el sistema de gestión de calidad que se ajuste a la norma internacional como la Especificación API Q1 o la ISO 9001.

En general, las pruebas realizadas a los cementos se enlistan a continuación:

- Requisitos químicos y físicos de los cementos.
- Procedimiento de muestreo.

-
- Pruebas de finura.
 - Preparación de la lechada de cemento.
 - Prueba de agua libre.
 - Prueba de resistencia a la compresión.
 - Prueba de tiempo bombeable.

3.5.1.2. API RP 10 B.

La *Práctica Recomendada API 10 B Pruebas de cementos de pozos* también se basa en las normas ISO y ASTM. Esta norma contiene los procedimientos de las prácticas generales recomendadas para probar lechadas de cemento y materiales o aditivos en condiciones simuladas de los pozos. El objetivo es proporcionar un conjunto estándar de procedimientos de prueba que permitan comparar los resultados entre varios laboratorios. Los procedimientos de API RP 10 B e ISO 10426-2 pueden modificarse para que coincidan con las condiciones particulares de los pozos y los métodos de mezcla utilizados en el campo. (Dargaud & Boukheifa, 2006).

Las pruebas prácticas de laboratorio recomendadas por esta norma son las siguientes:

- Procedimiento para el muestreo de cemento, aditivos sólidos y líquidos, agua de mezcla, así como el envío y eliminación de muestras.
- Procedimiento y generalidades de la preparación de la lechada de cemento.
- Procedimiento para la determinación de la densidad de la lechada.
- Prueba destructiva y sónica del esfuerzo compresivo.
- Prueba de tiempo bombeable a condiciones de pozo.
- Prueba de pérdida de agua estática.
- Determinación de propiedades reológicas y resistencia de gel con ayuda del viscosímetro rotacional.
- Ensayos de permeabilidad.
- Procedimiento para determinar la caída de presión y el régimen de flujo para lechadas de cemento en tuberías y anillos.

-
- Prueba de estabilidad de lodos en la simulación de pozos.
 - Compatibilidad de fluidos de pozo.
 - Puzolanas.

Las pruebas de laboratorio que se realizan para las lechadas de cemento utilizadas en la cementación de tuberías de revestimiento intermedias que son objetivo de este documento, se basan en la norma *API RP 10 B Pruebas de cementos de pozos*.

3.5.2. Tipos de Cementos.

El cemento Portland es una mezcla de calizas con otros materiales que contienen carbonato de calcio, sílice, hierro y arcilla. Este agregado de materiales es molido y calcinado en hornos especiales y bajo un estricto procedimiento se convierte en el material denominado *Clinker*. Posteriormente, se le agrega sulfato de calcio como ingrediente final y puede tener las propiedades siguientes:

- Se considera como cemento hidráulico debido a que al estar en contacto con el agua se origina una serie de reacciones químicas, hidratación de las partículas del cemento que, en consecuencia, permite el fraguado y desarrolla la resistencia a la compresión.
- El fraguado del cemento no solo ocurre cuando entra en contacto con agua y se deja expuesto al aire, sino también ocurre cuando la mezcla se encuentra en agua, siendo la resistencia a la compresión predecible, uniforme y rápida de manera relativa.
- El cemento fraguado tiene baja permeabilidad y es casi insoluble al agua.

Debido a las propiedades anteriores, el cemento Portland se utiliza en la industria petrolera.

Según el *API* (2019), el cemento Portland se clasifica en clases A, B, C, D, F, G y H, siendo los primeros tres similares a los tipos I, II y III de la especificación *ASTM 150 C*.

-
- **Clase A:** Es el tipo de cemento más básico y se compone de Clinker molido con sulfato de calcio CaSO_4 y debe cumplir con los requisitos de la *ASTM 150 C Especificaciones estándar para cemento portland para cementos tipo I* y *ASTM C 465 Especificación estándar para aditivos de procesamiento para uso en la fabricación de cementos hidráulicos*. La elaboración de lechadas con cemento clase A requieren 46% de agua respecto al peso del cemento (API SPEC 10 A). Esta clase usa cuando no se requieren propiedades especiales, en pozos con profundidad de 0 a 1,830 m y temperatura de 77 °C.
 - **Clase B:** Cemento portland elaborado con Clinker y sulfato de calcio CaSO_4 como aditivo y es similar a la clase A. La diferencia es que este cemento se utiliza cuando se requiere una resistencia moderada o alta a los sulfatos, para profundidades de 0 a 1,830 m y temperatura de 77 °C. También debe cumplir con los requisitos de la *ASTM 150 C Especificaciones estándar para cemento portland para cementos tipo II* y *ASTM C 465*. La elaboración de lechadas con cemento clase B requieren 46% de agua respecto al peso del cemento (API SPEC 10 A).
 - **Clase C:** Esta clase es el cemento más fino de esta clasificación y debe cumplir con los requisitos de la *ASTM 150 C Especificaciones estándar para cemento portland para cementos tipo III* y *ASTM C 465*. Se utiliza cuando se necesita una alta resistencia a la compresión inicial, moderada y alta resistencia a los sulfatos, para profundidades de 0 a 1,830 m y temperaturas de hasta 77 °C. De acuerdo con la API SPEC 10 A, para elaborar lechadas con cemento clase C se requiere el 56% de agua respecto del peso del cemento.
 - **Clase D:** Se obtiene moliendo Clinker con sulfato de calcio CaSO_4 y está diseñado para usarse en condiciones de temperatura moderadamente altas (aproximadamente 110 °C), con resistencia alta y moderada a los sulfatos en profundidades de 1,830 m a los 3,050 m. Los agentes modificadores de fraguado (retardantes o aceleradores) se mezclan durante la fabricación bajo la norma ya mencionada ASTM. Para la elaboración de lechadas para pruebas de laboratorio, se necesita el 38% de agua respecto al peso del cemento según la norma API SPEC 10 A.

-
- **Clase E:** Este tipo de cemento se fabrica similarmente a la clase D, la diferencia es que está diseñado para altas temperaturas (hasta 143 °C aproximadamente), para profundidades de 1,830 m a 4,270 m y con resistencia moderada y alta a los sulfatos. Para preparar lechadas con este cemento, se requiere el 38% de agua respecto al peso del cemento según la norma API SPEC 10 A.
 - **Clase F:** Este producto se fabrica de manera similar a la clase D y está diseñado con el fin de utilizarse en altas temperaturas (160 °C aproximadamente), para profundidades de 3,050 m a 4,880 m. También se fabrica con moderada y alta resistencia a los sulfatos. Para preparar lechadas con este cemento, se requiere el 38% de agua respecto al peso del cemento según la norma API SPEC 10 A.
 - **Clase G:** Su fabricación consiste en la molienda de Clinker compuesto por silicatos de calcio hidratados con sulfato de calcio. No se deben utilizar aditivos distintos al CaSO_4 , agua u otros aditivos químicos para la reducción de cromo VI, al menos que se requieran y siempre y cuando no afecte a la función principal del cemento clase G para pozos. Este cemento se considera como básico para pozos petroleros y es diseñado para la resistencia moderada y alta a los sulfatos. El cemento G puede emplearse en profundidades de 0 m a 2,240 m, sin embargo, al agregarse aditivos retardadores o aceleradores, el cemento es capaz de soportar amplios rangos de presión y temperatura. La preparación de lechadas con esta clase requiere el 44% de agua respecto al peso del cemento según la norma API SPEC 10 A.
 - **Clase H:** Su fabricación es similar a la clase G, solo que la granulometría de este cemento es más gruesa y con especificaciones físicas y químicas más rigurosas, por ello se considera uno de los cementos más uniforme y eficiente para la cementación de pozos. El cemento H puede emplearse en profundidades de 0 m a 2,240 m, sin embargo, al agregarse aditivos retardadores o aceleradores, el cemento es capaz de soportar amplios rangos de presión y temperatura. La preparación de lechadas con esta clase requiere el 38% de agua respecto al peso del cemento según la norma API SPEC 10 A.

En los trabajos de cementación de pozos en México, el documento *NRF – 069 – PEMEX – 2002 Cemento clase “H” empleado en pozos petroleros*. Donde se menciona que el cemento clase H es el de mayor calidad y el más usado en el mundo, capaz de corregir los problemas técnicos y de costos que otros sistemas causaron.

El cemento clase H tiene dos maneras de utilizarse:

- Cemento H solo: Se refiere al cemento de clase H sin ningún tipo de aditivo sólido para evitar la retrogradación. Se utiliza en pozos con temperaturas estáticas (BHST) menores a 110 °C (230 °F).
- Cemento H dosificado: Cemento clase H mezclado con aditivos sólidos o secos como harinas sílices, arenas, entre otros materiales para evitar la retrogradación del cemento en pozos con temperaturas mayores a 110 °C (230 °F) o para incrementar el esfuerzo compresivo de la lechada ya en proceso de fraguado. Al conjunto de materiales sólidos secos que se mezclan con el cemento tipo H seco en distintos porcentajes respecto al peso del cemento y desde la planta de fabricación se le denomina *Blend*.

3.5.3. Aditivos.

Según el *API* (1997), un aditivo es aquel material añadido a una lechada de cemento para modificar o mejorar alguna propiedad deseada en el cemento.

Debido a las condiciones de presión y temperatura existentes en cada etapa de los pozos perforados, los aditivos para cemento permiten la adaptación de las lechadas a dichas condiciones, pues modifican al sistema de cemento para que se pueda tener una colocación eficiente de las lechadas entre la tubería de revestimiento y la formación, adquiriendo una rápida resistencia al esfuerzo compresivo y el sello hermético en la zona de aislamiento en toda la vida útil del pozo.

Al final del subcapítulo anterior se mencionó que la clase *API* de cemento más utilizado en la industria petrolera es el tipo H, teniendo dos variantes, el *H solo* y *H dosificado*. Los materiales sólidos y secos agregados durante la fabricación al cemento *H dosificado* también se encuentran dentro de los aditivos usados para brindar propiedades necesarias para una buena cementación de tuberías de revestimiento. De igual manera, se tienen aditivos en estado líquido que se vierten durante la preparación de la lechada que brindan características específicas según se requiera en los pozos. En la tabla 3.2, se enlistan los diferentes tipos de aditivos.

Tabla 3.2. *Aditivos utilizados para el cemento en la industria petrolera.*

Resumen de aditivos de cemento		
Tipo	Beneficio principal	Posible efecto secundario
Extendedores	Reduce la densidad de la lechada Aumenta el rendimiento de la lechada	Altera la viscosidad de la lechada Prolonga el tiempo bombeable Reduce el esfuerzo compresivo inicial y final
Densificantes	Densidades más altas en las lechadas	Aumenta la reología del lodo Reduce el esfuerzo compresivo final Sedimentación
Aceleradores	Acorta el tiempo bombeable Esfuerzo compresivo inicial más alto	Altera la viscosidad de la lechada Interfiere en el control de la pérdida de filtrado y dispersantes
Retardadores	Prolonga el tiempo bombeable	Altera la viscosidad de la lechada Reduce el esfuerzo compresivo inicial Aumenta el esfuerzo compresivo final
Controladores de filtrado	Reduce la deshidratación de la lechada	Altera el tiempo bombeable y la viscosidad Altera el esfuerzo compresivo inicial y final
Dispersantes	Baja la viscosidad de la lechada	Aumenta el tiempo bombeable Altera los esfuerzos compresivos iniciales y finales Puede ocasionar sedimentación y agua libre
Material para control de pérdida de circulación	Previene/reduce la pérdida de la lechada en la formación	Aumenta la viscosidad de la lechada Baja los esfuerzos compresivos inicial y final
Cloruro de sodio NaCl	Mejora la adherencia en zonas de sal Previene la pérdida de la fase líquida en zonas de sal	Acorta el tiempo bombeable (<10% por peso de agua) Aumenta el tiempo bombeable (>18% por peso de agua) Baja la viscosidad de la lechada Aumenta el esfuerzo compresivo inicial
Arena/Harina sílice	Previene la retrogradación del cemento a temperaturas mayores de 110 °C (230 °F)	Mayor rendimiento Altera el tiempo bombeable Aumenta la viscosidad de la lechada
Antisedimentantes	Previene la sedimentación y el agua libre	Aumenta el tiempo bombeable y la viscosidad
Antiespumantes	Reduce el aire entrampado en el mezclado de la lechada	
Latex	Control de la migración de gas Reducción de la deshidratación de la lechada Mejora la adherencia	Altera el tiempo bombeable y la reología
Yeso	Mejora la adherencia Desarrollo rápido del esfuerzo compresivo	Altera el tiempo bombeable

Nota: Lista de aditivos más utilizados en la industria petrolera para la cementación de tuberías de revestimiento. Adaptada del documento *Procedimiento para el diseño de la cementación de tuberías de revestimiento*, 223 – 21100 – DI – 042, por la Gerencia de Estrategias de Ingeniería y Diseño de Perforación y Terminación de Pozos, (2005), p. 39, PEMEX.

Los materiales utilizados como aditivos se describen a continuación en la tabla 3.3.

Tabla 3.3. Materiales utilizados como aditivos para cemento H.

Aditivos para cemento en la industria petrolera			
Aditivos	Beneficios	Composición química	Mecanismo de acción
Acelerador	Acorta el tiempo bombeable	CaCl ₂ , NaCl, formiatos de Na y Ca, nitritos y nitratos	Incrementa permeabilidad de la capa de fase C-S-H
	Desarrolla temprana resistencia a la compresión	Silicatos de Na.	Formación de núcleos en fase C-S-H por reacción con iones Ca ²⁺
Retardador	Alarga el tiempo bombeable	Lignosulfonatos Ácidos hidroxicarboxílicos Derivados de la celulosa	Adsorción sobre la capa de C-S-H, reduciendo la permeabilidad.
		Organofosfonatos	Prevención de la nucleación y crecimiento de productos de hidratación
		Varios tipos de compuestos inorgánicos	Precipitación de sólidos impermeables sobre la capa de fase C-S-H.
Extendedor	Disminuye la densidad de la lechada	Bentonita	Absorción de agua
	Mayor rendimiento del lodo	Silicato de sodio Puzolanas	Formación de la fase C-S-H + absorción de agua
		Gilsonita (asfaltita) Carbón en polvo Microesferas	Menor densidad que el cemento
		Nitrógeno	Cemento espumado
Agente densificante	Mayor densidad de lodo	Barita (BaSO ₄) Hematita (Fe ₂ O ₃) Ilmenita (FeTiO ₃) Tetraóxido de Manganeso (Mn ₃ O ₄)	Mayor densidad que el cemento
Dispersante	Disminuye la viscosidad de la lechada	PNS PMS Lignosulfonatos Sulfonato de poliestireno	Repulsión electrostática inducida de los granos de cemento
		Policarboxilato Polisacáridos hidroxilados Ácidos hidroxicarboxílicos	Impedimento de la floculación de los sólidos del cemento
Pérdida de filtrado	Reduce la deshidratación de la lechada	Polímeros celulósicos	Aumenta la viscosidad en la fase líquida
		Poliaminas Polímeros aromáticos sulfonados PVO PVA Copolímeros y Terpolímeros AMPS	Reduce la permeabilidad del enjarre de filtración del cemento
		Bentonita Látex PVA reticulado	Puentes de partículas a través del enjarre de filtración del cemento
Material de control de pérdidas de circulación	Prevención de la pérdida de lodo y cemento hacia la formación	Gilsonita (asfaltita) Carbón granular Hojuelas de celofán Cáscaras de nuez Materiales fibrosos	Efecto puente a través de la formación
		Yeso Algunas sales de sulfato solubles Bentonita Polímeros celulósicos reticulados	Comportamiento tixotrópico inducido de la lechada

Antiespumante	Reduce el aire atrapado durante el mezclado de la lechada	Éteres de poliglicol Siliconas	Insoluble en sistemas espumantes Tensión superficial menor que la del sistema espumado
Agente fortalecedor	Mayor resistencia a la tracción, resistencia a la tensión y tenacidad	Fibras de vidrio y polímeros Microcintas metálicas Caucho molido	Transmisión de tensiones localizadas de manera más uniforme a lo largo de la matriz del cemento
Trazadores radioactivos	Determinación más sencilla de la ubicación del cemento en el espacio anular	$^{53}\text{I}_{131}$ $^{77}\text{Ir}_{192}$	Emisión de radioactividad

Nota: Tabla de principales aditivos utilizados para lechadas de cemento en pozos petroleros, beneficios, materiales usados y mecanismos de acción. Adaptada del libro *Well Cementing*, por Erick B. Nelson y Dominique Guillot, (2006), p. 91, Schlumberger.

3.5.4. Volumen absoluto.

De acuerdo con Griffin (2006), el volumen de un material particular se mide de dos maneras:

- **Volumen absoluto:** Es el volumen del cemento en sí, sin tomar en cuenta al volumen del aire que existe entre las partículas de cemento. Para calcularlo, se tiene la ecuación 3.48.
- **Volumen a granel:** Se refiere a la suma del volumen absoluto y del volumen del aire.

$$V_{Abs} = \frac{1}{\rho_{Mat}} \quad (3.48)$$

Donde:

V_{Abs} : Volumen absoluto en [gal/lb], [cm³/g], etc.

ρ_{Mat} : Densidad de los materiales en [lb/gal], [g/cm³], etc.

En unidades inglesas de Estados Unidos y Reino Unido, el cemento portland en general se mide en libras, lo cual, 1 [ft³] corresponde a 94 [lb], es decir, un *saco* de cemento. Gracias a los estudios realizados por el *API* y otras instancias internacionales, se llegó a que el volumen absoluto de un saco de cemento (94 [lbs]) de clasificación *API* es de 3.59 [gal] estadounidenses o 0.48 [ft³], tomando en cuenta una gravedad específica de 3.14.

Cabe mencionar que tanto la gravedad específica, así como el volumen absoluto del cemento y de los aditivos secos utilizados (ver tabla 3.3) pueden variar debido a que las empresas y compañías proveedoras pueden adquirir los materiales de diversas fuentes, lo que origina las variaciones mencionadas.

Por otro lado, cuando se necesita cemento H dosificado, se requieren aditivos o materiales sólidos que deben ser agregados al cemento durante su fabricación, el ya mencionado *blend*. Las concentraciones de estos aditivos sólidos se expresan en porcentaje sobre el peso del cemento seco (*BWOC*²⁰ por sus siglas en inglés), peso correspondiente al material por cada 1 saco o 94 [lbs] de cemento y la manera de determinar la masa de los aditivos se puede obtener con la siguiente ecuación:

$$W_A = 94 \text{ [lbs]} * \%_C \quad (3.49)$$

$$M_T = W_A + 94 \text{ [lbs]} \quad (3.50)$$

Donde:

W_A : Peso de cada aditivo en [lbs].

$\%_C$: Concentración del aditivo respecto al peso del cemento seco *BWOC* en [%].

M_T : Peso total de la mezcla de sólidos en [lbs].

Cuando se necesitan varios aditivos sólidos en un *blend*, se puede utilizar el mismo principio de la ecuación 3.49 para cada material junto con la ecuación 3.50.

²⁰ *BWOC* describe la cantidad en porcentaje de un material adicionado al cemento y es el método utilizado para describir la cantidad de la mayoría de los aditivos en forma seca (SLB, 2025).

La siguiente expresión, muestra este cálculo para pesos diferentes a 1 saco de cemento:

$$W_{Blend} = W_{Cmt} + \sum (W_{Cmt} * \%_C) \quad (3.51)$$

Donde:

W_{Blend} : Peso del blend en [lbs], [Kg], [Ton], etc.

W_{Cmt} : Peso del cemento en [lbs], [Kg], [Ton], etc.

En caso de requerir sales, como el cloruro de sodio NaCl, el peso de la sal se requiere respecto al peso del agua ($BWOW^{21}$ por sus siglas en inglés) o a veces cuando la lechada es una mezcla compleja de aditivos y cemento, se utiliza la medición de aditivos respecto al peso total de la mezcla ($BWOB^{22}$ por sus siglas en inglés).

Tabla 3.4. *Volumen absoluto y gravedad específica de algunos aditivos secos y agua dulce.*

Material	Volumen absoluto		Gravedad específica
	[gal/lb]	[m³/Ton]	
Barita	0.0278	0.231	4.33
Bentonita	0.0454	0.377	2.65
Carbón molido	0.0925	0.769	1.30
Gilsonita	0.1123	0.935	1.06
Hematita	0.0244	0.202	4.95
Ilmenita	0.0270	0.225	4.44
Arena sílice	0.0454	0.377	2.65
NaCl (sobre la saturación)	0.0556	0.463	2.15
Agua dulce	0.1198	1.000	1.00

Nota: Tabla de principales aditivos secos para cemento de clasificación *API*. Adaptada del libro *Well Cementing*, por Erick B. Nelson y Dominique Guillot, (2006), p. 660, Schlumberger.

²¹ $BWOW$ se refiere a la cantidad en porcentaje de un material adicionado a la lechada de cemento sobre la base del peso del agua utilizada para mezclar la lechada. Esta convención se utiliza normalmente para la sal NaCl (SLB, 2025).

²² $BWOB$ se refiere a la cantidad en porcentaje de un material adicionado al cemento cuando el material se adiciona sobre la base de la cantidad total de una mezcla específica (SLB, 2025).

Los aditivos que se mencionaron en la tabla 3.3. ya se utilizan en estado líquido y en algunas ocasiones, el peso de estos se calcula en BWOC o en BWOB, sin embargo, para mayor conveniencia también se recurre a la concentración de aditivos en [gal/saco] para unidades inglesas o en [L/saco] en el SI.

A continuación, se muestran los cálculos necesarios para la caracterización de una lechada de cemento:

- **Densidad:** Este valor se obtiene mediante el análisis de los gradientes de poro y de fractura a lo largo de la etapa en la ventana operativa del pozo que se está perforando, donde la densidad no debe ser menor al gradiente de poro ni mayor al de fractura. Por experiencia, la densidad de la o las lechadas de cemento a emplear para una tubería intermedia dependen de la presión hidrostática que ejerce la columna de fluidos (lodo de perforación, bache espaciador y cemento) en el espacio anular y la relación de la densidad equivalente de circulación con el gradiente de poro y de fractura, donde la presión hidrostática de la columna debe ser mayor a la presión de poro y menor a la presión de fractura y la DEC debe ser contenida entre los gradientes de poro y fractura.

$$P_p > P_H > P_F \quad (3.52)$$

$$G_P > DEC > G_F \quad (3.53)$$

Donde:

P_P : Presión de poro en [Kg/cm²] o [lb/pg²].

P_F : Presión de fractura en [Kg/cm²] o [lb/pg²].

P_H : Presión hidrostática de la columna de fluidos en el espacio anular en [Kg/cm²] o [lb/pg²].

G_P : Gradiente de poro en [g/cm³] o [lb/gal].

G_F : Gradiente de fractura en [g/cm³] o [lb/gal].

DEC : Densidad equivalente de circulación [g/cm³] o [lb/gal].

Desde un punto de vista más arbitrario, para determinar la densidad de la lechada de cemento en laboratorio se usa la relación de la suma de la masa de los materiales respecto a la suma del volumen absoluto de cada uno de ellos, en otras palabras, la ecuación empleada en unidades de campo es la siguiente:

$$\rho_{lec} = \frac{m_{cem} + m_{agua} + m_{ad}}{V_{cem} + V_{agua} + V_{ad}} \quad (3.54)$$

Donde:

ρ_{lec} : Densidad de la lechada en [g/cm³] o [lb/gal].

m : Masa del cemento en [Kg], [g] o [lb].

v : Masa del agua en [L] o [gal].

- **Requerimiento de agua:** Se refiere al volumen de agua necesario para alcanzar la densidad deseada en una lechada de cemento. Se mide en [ft³/saco], [gal/saco] o [L/saco]. Para calcular el requerimiento de agua se necesita realizar un balance de materia entre los pesos y volúmenes del cemento, aditivos sólidos, líquidos y el agua como variable incógnita, teniendo como dato principal a la densidad de la lechada de la ecuación 3.54:

$$\rho_{lec} = \frac{m_{Mat} + Req_A}{V_{Mat} + Req_A} \quad (3.55)$$

Despejando el requerimiento de agua Req_A :

$$\rho_{lec} * (V_{Mat} + Req_A) = m_{Mat} + Req_A \quad (3.56)$$

$$\rho_{lec} * V_{Mat} + \rho_{lec} * Req_A = m_{Mat} + Req_A \quad (3.57)$$

$$\rho_{lec} * Req_A - Req_A = m_{Mat} - \rho_{lec} * V_{Mat} \quad (3.58)$$

$$Req_A * (\rho_{lec} - 1) = m_{Mat} - \rho_{lec} * V_{Mat} \quad (3.59)$$

$$Req_A = \frac{(m_{Mat} - \rho_{lec} * V_{Mat})}{(\rho_{lec} - 1)} \quad (3.60)$$

Donde:

Req_A : Requerimiento de agua para 1 saco de cemento en [gal/saco], [ft³/saco] o [L/saco].

V_{Mat} : Suma del volumen de 1 saco de cemento y aditivos en [lbs], [Kg], [g], etc.

m_{Mat} : Suma del peso de 1 saco de cemento y aditivos en [lbs], [Kg], [g], etc.

ρ_{lec} : Densidad de la lechada en [lb/gal] o [g/cm³].

- **Rendimiento de la lechada:** Es el volumen de un saco de cemento más el volumen de todos los aditivos añadidos y el agua de mezcla. Se utiliza para calcular el número de sacos necesarios para los trabajos de cementación de tuberías de revestimiento.

$$Rend_{lec} = V_{Mat} + Req_A \quad (3.61)$$

$$\#Sacos = \frac{V_{lec}}{Rend_{le}} \quad (3.62)$$

Donde:

$Rend_{lec}$: Rendimiento de la lechada en [ft³/saco], [L/saco] o [m³/Ton].

$\#Sacos$: Número de sacos de cemento a utilizar en toda la operación.

V_{lec} : Volumen total de la lechada de cemento en [ft³], [L] o [m³] o [Bls].

- **Agua de mezcla:** Es el volumen total de agua requerida para la preparación de la lechada de cemento. Se calcula con la siguiente ecuación:

$$Agua_{mezcla} = Req_A * \#Sacos \quad (3.63)$$

Donde:

Agua_{mezcla}: Volumen total de agua de mezcla requerida para la preparación de la lechada de cemento en [ft³], [gal], [Bls] o [L].

Otro dato de mucha importancia es el bache espaciador, donde de acuerdo con la Gerencia de Estrategias de Ingeniería y Diseño de Perforación y Terminación de Pozos de PEMEX (2005), si durante la perforación de la etapa se utilizó lodo base agua, lo más adecuado es utilizar espaciadores con la misma base de agua dulce, de igual manera, en caso de utilizar lodos base aceite, se recomienda usar espaciadores compatibles con emulsiones. La densidad del frente espaciador debe estar entre la densidad del lodo y la densidad de la lechada de cemento y si el gradiente de fractura lo permite, el espaciador pueda ser 0.06 [g/cm³] mayor al lodo de perforación.

Respecto al contacto del espaciador con las paredes del pozo y la TR en el espacio anular, en condiciones ideales donde no existen posibles inducciones o pérdidas de circulación durante la perforación de la etapa, se recomienda que el volumen de espaciador tenga 150 m de longitud y el volumen se puede obtener con la ecuación 3.64.

$$V_b = 0.5067 * (OD^2 - ID^2) * L_b \quad (3.64)$$

Donde:

V_b: Volumen del bache espaciador en [L].

OD: Diámetro del agujero descubierto en [pg].

ID: Diámetro exterior de la TR en [pg].

L_b: Longitud del bache espaciador, recomendando 150 [m].

El cálculo anterior se realiza tomando en cuenta la longitud del espaciador, sin embargo, otra manera de determinar el volumen es mediante el tiempo de contacto que se recomienda ser de 10 minutos. La ecuación 3.65 determina el volumen del espaciador:

$$V_b = 10 * Q_{ea} \quad (3.65)$$

Donde:

Q_{ea} : Gasto de flujo en el espacio anular en [bpm].

Ambos volúmenes delimitan los límites mínimo y máximo de los baches a emplear y la decisión de cual utilizar depende de la presión hidrostática ejercida por la columna de fluidos en el espacio anular y la DEC existente, que deben ser comparadas con las presiones y gradientes de poro y fractura, cuidando no salir de la ventana operativa.

3.5.5. Pesado y mezclabilidad de los materiales.

Tomando como base la práctica recomendada API 10 B *Pruebas de cementos de pozos* para la descripción de pruebas de laboratorio en este capítulo, es necesario decir que la cantidad de lechada a preparar es de aproximadamente 600 [ml].

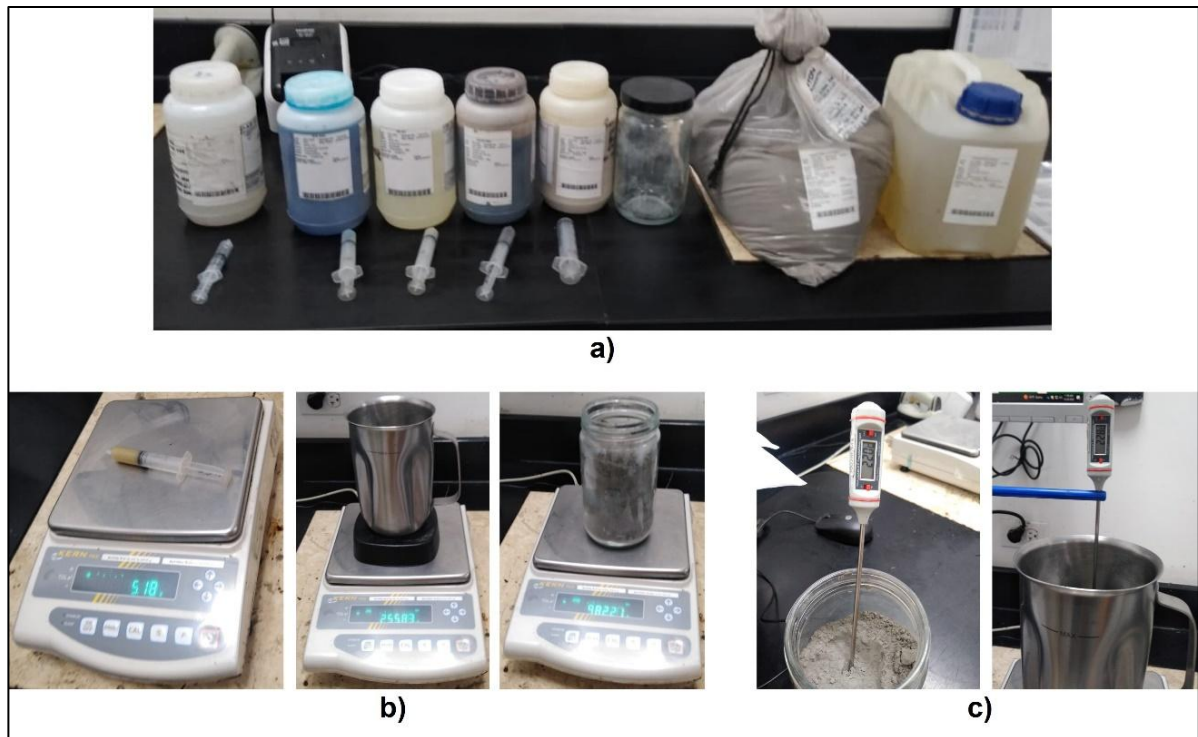
Como ya mencionó, la cantidad de agua y aditivos sólidos que pudieran requerirse se necesitan en unidades de masa respecto al peso del cemento *BWOC*, mientras que, en los aditivos líquidos, la concentración en litros por cada saco brinda el peso para la muestra de la lechada a preparar. Las porciones se determinan a partir del diseño de lechada requerido, comenzando por la densidad y para cada material sólido o aditivo líquido, se debe realizar el balance de materia como el que se desarrolló para el requerimiento de agua en el subcapítulo anterior.

Como dato importante, la gravedad específica del cemento tiene un rango de 3.10 a 3.25 y las condiciones en que puede variar entre los valores mencionados depende de las moliendas y sus posibles cambios naturales en las materias primas utilizadas durante su fabricación. De manera similar, el agua puede tener la misma variabilidad en su gravedad específica debido a las fuentes de suministro, lo cual puede causar desviaciones en la densidad de la lechada, por lo qué, es necesaria la verificación de las gravedades específicas del agua y cemento que se va a utilizar según el origen de las muestras para una mayor precisión en la masa de cada material al realizar el balance de materia. Esta actividad se realiza de acuerdo con la norma ASTM C 188, con un matraz de Le Chatelier o con la ayuda de un pignómetro.

Cuando ya se tienen la relación de masas del cemento, agua y aditivos para los 600 [ml] de lechada, se procede al pesado de los materiales con la siguiente secuencia:

- a) Calibración de la báscula mecánica o electrónica por lo menos una vez al año con una variación del ± 0.1 % de la carga indicada.
- b) Iniciar el pesado del cemento, agua de mezcla y aditivos según los datos obtenidos del balance de materia para una lechada de 600 [ml]. El agua y el cemento deben verterse en recipientes limpios y secos, sin exceso de agua para compensar evaporaciones.
- c) Medir y documentar la temperatura del cemento seco y del agua a condiciones de campo. En caso de no conocer dicho dato, se tomará la temperatura de 23 [°C] con variación de ± 1 [°C] dentro de los 60 [s] previos al inicio del mezclado.

Figura 3.34. Pesado y medición de la temperatura del cemento, agua y aditivos.



Nota: La secuencia de actividades para la medición de materiales es la siguiente:

- a) Verificación de lotes, moliendas, caducidades, etc., en el cemento, agua y aditivos.
- b) Pesado de materiales.
- c) Medición de temperatura previo al mezclado del cemento y del agua.

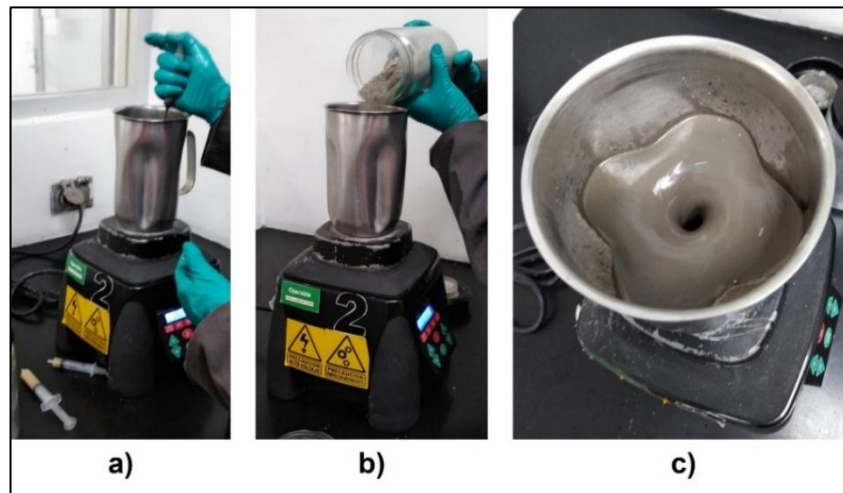
Para realizar el mezclado se debe utilizar un dispositivo mezclador, diseñado con materiales resistentes a la corrosión. Este dispositivo se compone por dos partes, el mecanismo del motor y el vaso con paletas o aspas.

Las especificaciones a detalle para el mantenimiento se describen a detalle en la sección 5.2.3. *Dispositivo mezclador* de la práctica recomendada API 10 B.

Posterior al pesado de los materiales y medición de la temperatura del cemento y del agua de mezcla, prosigue el mezclado con las siguientes recomendaciones:

- a) En el caso de tener aditivos secos, deberán mezclarse de manera completa y uniforme con el cemento antes de integrarse al agua de mezcla.
- b) El vaso de la mezcladora con el agua de mezcla contenida en él, deberá colocarse en la base del motor e iniciar el mezclado a una velocidad de $4,000 \pm 200$ [rpm], donde se agregarán todos los aditivos líquidos y se continuará con la misma velocidad hasta lograr la dispersión de aditivos con el agua. El orden de integración de aditivos puede ser relevante y manejarse como mezclado especial, por lo que esta actividad también debe ser documentada.
- c) Ya con toda la fase líquida mezclada, mantener la velocidad de mezclado y agregar el cemento en no más de 15 [s], al observar la formación del vórtice, tapan el vaso y aumentar la velocidad a $12,000 \pm 500$ [rpm] por 35 ± 1 [s].

Figura 3.35. *Mezclado de cemento, agua y aditivos.*



Nota: Momentos observados durante el mezclado de materiales.

- a) Mezclado de agua y aditivos líquidos.
- b) Integración del cemento al agua con aditivos y
- c) Vórtice formado en la mezcla de la lechada al pasar 35 [s].

3.5.6. Medición de la densidad.

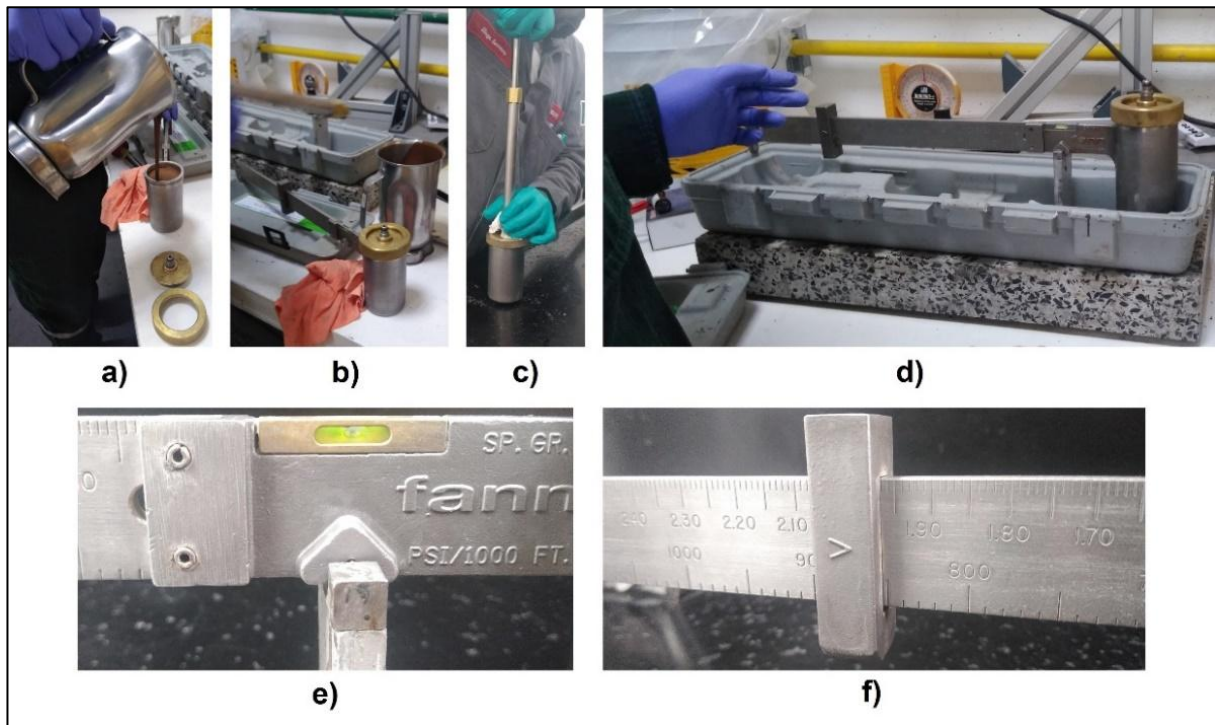
Para la verificación de la densidad de la o las lechadas de cemento se requiere de la balanza presurizada, similar a la balanza de lodos convencional, pero con la diferencia de que la muestra de cemento se coloca en un recipiente bajo presión, con la intención de eliminar el aire que pudiera agregarse al verter la lechada a la balanza por medio de una jeringa, la cual, inyecta la lechada a presión hasta que ya no entra más cemento. El objetivo de la presurización es realizar una medición de densidad más certera de la lechada en condiciones similares a la del fondo del pozo.

Los pasos por seguir para la medición de la densidad de la lechada de cemento son los siguientes:

- a) Calibración de la balanza presurizada de acuerdo con la práctica recomendada API 10 B (p. 9).
- b) Realizar el pesado de cemento, agua y aditivos, así como el mezclado de estos.
- c) Llenar el vaso de la balanza con lechada de cemento dejando un volumen vacío en el extremo superior del vaso de aproximadamente 1/4 pg.
- d) Colocar la tapa al vaso con el vástago del pistón adentro del vaso, cerrar roscando la tapa. Posteriormente, limpiar todo rastro de cemento en la superficie exterior de la tapa o del vaso.
- e) Con ayuda de la bomba de presurización o jeringa, inyectar cemento a través del pistón de la válvula de retención en el vaso de la balanza, empujando el pistón de la jeringa con una fuerza mínima de 50 [lbs] hasta que el vaso ya no admita más lechada de cemento. Posteriormente, enjuagar el vaso con agua para retirar residuos de cemento.
- f) Colocar el vaso con la barra graduada sobre el soporte. Mover el peso deslizante a la derecha o a la izquierda hasta equilibrar la viga y la burbuja debe estar centrada entre las dos marcas de la viga (ver figura 3.36). Leer la densidad de las escalas graduadas en la viga a la posición de la pesa deslizante.

- g) Al terminar de realizar la lectura de densidad, para liberar la presión en el vaso de la balanza se debe volver a conectar la boquilla de la bomba de presurización sobre la válvula de retención en el vaso y empujar hacia abajo el revestimiento de la bomba. Al final, lavar bien cada utensilio.

Figura 3.36. Medición de la densidad de la lechada de cemento en laboratorio.



Nota. Para la medición de la densidad de lechadas, se deben seguir los pasos siguientes:

- Llenado del vaso de la balanza presurizada con lechada de cemento recién preparada.
- Colocación de la tapa en el vaso de la balanza,
- Con ayuda de la bomba de presurización, se realiza la inyección de cemento en el vaso para expulsar el aire entrampado.
- Equilibrio de la balanza con la pesa deslizable,
- Verificación de la posición de la burbuja en medio de las líneas fijas y
- Lectura de la densidad en la escala deseada.

Para lechadas de cemento tipo H solo, según la especificación API 10A Cementos y materiales para cementación de pozos, la densidad de la lechada estándar elaborada con 38% de agua y sin aditivos es de aproximadamente $1.98 \text{ [g/cm}^3\text{]}$ y puede tener ligeros cambios según la densidad del cemento sólido. Al agregar aditivos sólidos o líquidos, la densidad puede variar y controlarse a los valores necesarios para el pozo.

En la medición de la densidad de lechadas de cemento, los resultados pueden tener tolerancia de $\pm 0.01 \text{ [g/cm}^3\text{]}$, de lo contrario, se deberá revisar el balance de materia, el pesado de materiales o la calibración de la balanza presurizada.

3.5.7. Reologías.

En el subcapítulo 3.3.8. *Jerarquía reológica*, se mencionaron las funciones y la importancia de la simulación de las propiedades reológicas de las lechadas de cemento en la cementación de tuberías de revestimiento, regímenes y patrones de flujo, entre otros parámetros que durante el diseño de las lechadas son simulados con ayuda de los distintos softwares abordados en la sección 3.3.1. *Tipos de simuladores*.

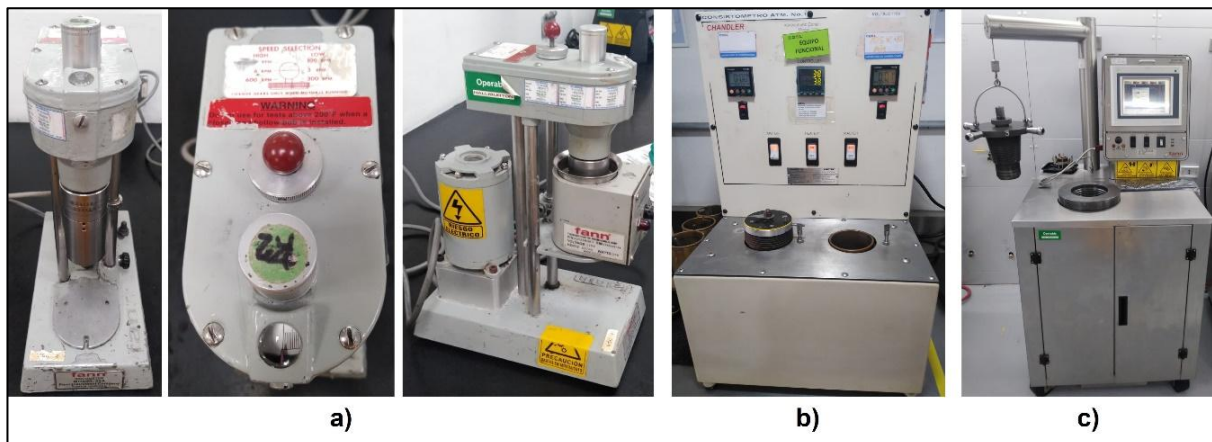
En laboratorio, toca sustentar el diseño de dichas lechadas de cemento y su comportamiento reológico por medio de la medición de propiedades reológicas (viscosidad plástica, punto de cedencia, etc), en el *viscosímetro rotacional* (ver figura 3.37), que es un instrumento de indicación directa que se acciona con ayuda de un motor con o sin reductor de velocidad, donde la *camisa exterior* se activa con la velocidad de rotación constante para cada ajuste de revoluciones por minuto [rpm]. Cuando la camisa es rotada, la muestra de lechada contenida en una *termocopa* brinda señal al *cilindro interior* y a un *péndulo* del viscosímetro, que, a su vez, es restringido por un *resorte de torsión* que indica el desplazamiento del péndulo. Las especificaciones y calibración del viscosímetro rotacional se pueden consultar en la *RP API 10 B*, aunque las indicaciones de calibración más específicas en cada viscosímetro son dadas por el fabricante de dicho equipo.

La *RP API 10 B* recomienda seguir el procedimiento estandarizado para generar resultados que se puedan reproducir en campo de la industria petrolera, debido a que, dichas propiedades de la lechada son sensibles a los métodos utilizados, lo cual, una comparación de resultados entre distintos procedimientos no es recomendable.

Cuando la lechada de cemento es sometida a pruebas de mediciones reológicas, la temperatura de la mezcla es un factor muy importante y por el hecho de ser un fluido bombeado o con movimiento en el interior del pozo, la temperatura de fondo circulante *BHCT* es la que se toma como temperatura base para este procedimiento, por lo que se tienen dos condiciones:

- Si la *BHCT* es menor a 87 °C (189 °F) la lechada de cemento deberá acondicionarse con el consistómetro atmosférico (ver figura 3.37).
- Si la *BHST* es mayor a 87 °C (189 °F), se necesitará del consistómetro *High Pressure/High Temperature* (HPHT por sus siglas en inglés) o alta presión – alta temperatura (ver figura 3.37) para su acondicionamiento.

Figura 3.37. Equipos utilizados en la medición de propiedades reológicas de las lechadas de cemento.



Nota: Representación de los equipos usados para pruebas reológicas.

- Viscosímetro rotacional.
- Consistómetro atmosférico.
- Consistómetro HPHT.

El procedimiento para realizar la medición de las propiedades reológicas de la lechada de cemento es el siguiente:

- a) Revisar que los lotes y caducidades del cemento, agua de mezcla y aditivos sean los correctos. Posteriormente, de acuerdo con el API Spec 10 A o RP 10 B, realizar el pesado y mezcla de los materiales hasta integrarlos como lechada de cemento de 600 [ml] a temperatura ambiente para evitar choques térmicos que puedan afectar la sensibilidad de algún aditivo.
- b) Teniendo en cuenta la temperatura de fondo circulante *BHCT*, inmediatamente después del tiempo de mezclado, verter la lechada contenida en el vaso de mezclado hacia la copa del consistómetro atmosférico si la *BHCT* es menor a 87 [°C] o colocar la muestra de lechada en la copa del consistómetro *HPHT* si la *BHCT* es mayor a 87 [°C], cerrar la copa según sea el caso y colocarla dentro del consistómetro correspondiente para iniciar su acondicionamiento²³ a la temperatura requerida.
- c) Cuando la lechada ha alcanzado la temperatura y presión deseada, debe mantenerse en ella durante 20 minutos. Al terminar el tiempo de acondicionamiento, en el caso de un consistómetro atmosférico, la lechada deberá verterse hasta la marca de llenado en la copa térmica del viscosímetro previamente calentada a ± 2 °C de la temperatura de prueba. Si se utilizó el consistómetro *HPHT*, será necesario enfriar la muestra de la lechada rápidamente hasta los 87 [°C] manteniendo la presión requerida. Posteriormente, revisar si la copa presurizada contiene residuos de aceite de trabajo del consistómetro, limpiar bien y abrir con mucho cuidado la tapa de la copa. Con ayuda de una espátula, remover enérgicamente la lechada durante 5 [s] para volver a dispersar cualquier sólido que pudiera asentarse e inmediatamente verter a la termocopa del viscosímetro rotacional previamente calentada a 87 [°F] (ver figura 3.38). Durante todas estas actividades se necesitará no dejar estática la lechada en ningún momento.

²³ El acondicionamiento de la lechada se refiere a elevar la temperatura y la presión de la lechada a condiciones de la *BHCT*.

- d) Con el mango del viscosímetro rotacional girando con la velocidad mínima, colocar y ajustar la termocopa hasta la línea marcada en el mango, manteniendo la distribución uniforme de la lechada y minimizando su gelificación.
- e) Antes de realizar cualquier lectura en el viscosímetro, se deberá registrar la temperatura de la lechada de cemento. Para realizar la primera lectura con el dial, se deberá mantener la rotación a la velocidad más baja, esperar 10 [s] y tomar la primera lectura. Posteriormente, realizar el resto de las lecturas en orden ascendente y luego descendente, dejando un periodo de 10 [s] después de cambiar de velocidad y cada cambio será inmediato al finalizar cada lectura. Como ejemplo del registro de lecturas se puede ver en la tabla 3.5.

Tabla 3.5. *Ejemplo del registro de las lecturas reológicas tomadas del viscosímetro rotacional a diferentes velocidades.*

RPM	Lecturas Ascendentes	Lecturas descendentes	Relación de lecturas	Promedio de lecturas
3	21	24	0.87	22.5
6	40	36	1.11	38
30	65	83	0.78	74
60	84	100	0.84	92
100	100	115	0.87	107.5
200	137	147	0.93	142
300	170			170

Temperatura inicial de la lechada = 150 [°F]

Temperatura final de la lechada = 146 [°F]

Propiedades reológicas registradas a la temperatura promedio = 148 [°F]

Nota: Ejemplificación del registro de lecturas ascendentes y descendentes con el viscosímetro rotacional a las velocidades de 3, 6, 30, 60, 100, 200 y 300 [rpm]. Si en la relación de lecturas se tiene algún valor mayor a 1, se puede interpretar como una posible sedimentación en la lechada de cemento. Por otra parte, si existen valores en su mayoría menores a 1, se puede sugerir gelificación. Adaptada del documento *RP 10 B Pruebas de cementos de pozos*, por el *American Petroleum Institute*, (1997), p. 97, *API*.

Cuando hay diferencias significativas en las lecturas se tiene una lechada inestable, es decir, que puede tener una gelificación excesiva o asentamiento severo y, en consecuencia, el protocolo será revisar la composición de la lechada para su reajuste.

- f) Las mediciones tomadas de la lechada en el viscosímetro rotacional a utilizar para la elaboración del modelo reológico es el promedio de las mediciones hechas en cada velocidad.
- g) Si se requieren realizar más pruebas para una lechada, se necesitará hacerlas con muestras de lechada recién elaboradas en cada prueba, de lo contrario, no habrá confiabilidad en las lecturas obtenidas.
- h) Con las mediciones tomadas del viscosímetro rotacional y que se ejemplifican en la tabla 3.5. de esta sección, se puede calcular el punto cedente y la viscosidad plástica preliminar mediante las ecuaciones 3.66 y 3.67. Cabe destacar que dichas ecuaciones son idóneas para un modelo reológico plástico de Bingham y se utiliza como referencia rápida para obtener los valores aproximados de los parámetros mencionados, por lo que, para una aproximación correcta y con mayor certidumbre, es necesario utilizar el modelo reológico que mejor se adapte al comportamiento de la lechada, es decir, plástico de Bingham, ley de potencias o Herschel – Bulkley.

$$V_p = 1.5(\theta_{300} - \theta_{100}) \quad (3.66)$$

$$\gamma_p = \theta_{300} - V_p \quad (3.67)$$

Donde:

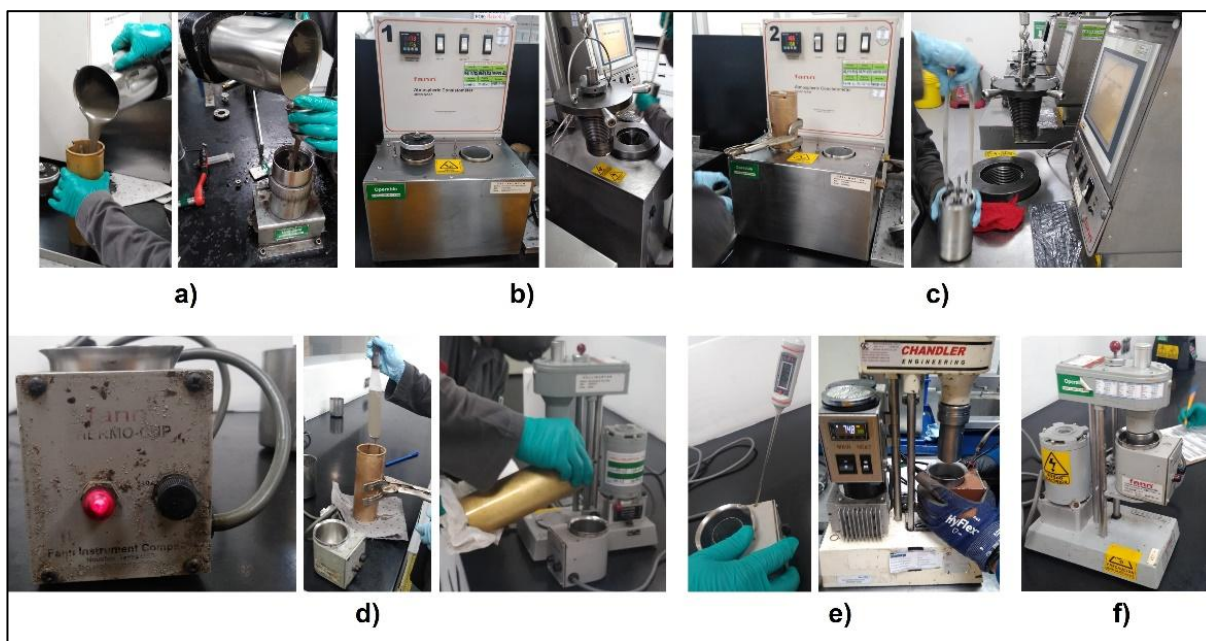
V_p : Viscosidad plástica en [cP].

γ_p : Punto de cedencia en [lbf/100 ft²].

θ_{300} : Lectura a 300 rpm.

θ_{100} : Lectura a 100 rpm.

Figura 3.38. Procedimiento de pruebas reológicas de la lechada de cemento.



Nota. El procedimiento para efectuar pruebas reológicas en lechadas de cemento se resume a continuación:

- a) Colocación de la lechada recién preparada en la copa presurizada del consistómetro HPHT o si es el caso, en el vaso del consistómetro atmosférico.
- b) El inicio del acondicionamiento de la lechada.
- c) fin del acondicionamiento y retiro de las muestras de los consistómetros.
- d) Precalentamiento de la termocopa, dispersión de la lechada con ayuda de una espátula y vertimiento de la lechada en la termocopa.
- e) Medición de la temperatura de la lechada y colocación de la muestra en el viscosímetro rotacional.
- f) Toma de lecturas ascendentes y descendentes del viscosímetro.

Para determinar la resistencia de la fuerza de gel de la lechada de cemento, se puede realizar inmediatamente a la lectura de parámetros para reologías o en una prueba independiente y directa. En cualquiera de las dos maneras, el procedimiento es el siguiente:

- a) Si la prueba para este parámetro se hace después de cualquier medición reológica, se deberá reacondicionar en el viscosímetro rotacional por un minuto a 300 [rpm] con el objetivo de dispersar los geles y tener una mejor medición de su resistencia. En caso contrario, si se tiene una muestra de lechada recién preparada, se tendrá que seguir el procedimiento de acondicionamiento en el consistómetro atmosférico o *HPHT* y de colocación de la muestra en la termocopa para su carga posterior en el viscosímetro rotacional ya descrito en este subcapítulo.
- b) Apagar el viscosímetro durante 10 [s] y registrar la temperatura de la lechada. Posteriormente, ajustar el viscosímetro a la velocidad de 5.1 [s⁻¹] e iniciar la rotación de este, registrando las lecturas inmediatamente al iniciar la rotación. Con el máximo valor leído, calcular la fuerza de gelificación a los 10 [s] con la ayuda de la ecuación 3.66.

$$\tau = 1.065 * F * \theta \quad (3.68)$$

Donde:

τ : Esfuerzo cortante o fuerza de resistencia al gel en [lb/100 ft²].

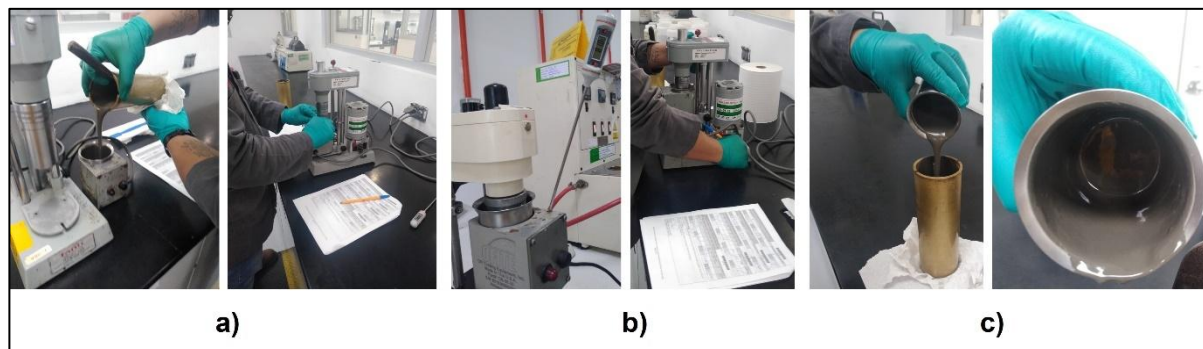
F : Factor de torsión del resorte del viscosímetro.

θ : Lectura del viscosímetro en los grados del instrumento.

- c) Apagar el viscosímetro 10 [min] y registrar la temperatura de la lechada. Posteriormente, realizar las lecturas de acuerdo con el paso b) para calcular la fuerza de gelificación a los 10 [min].
- d) Medir la temperatura final de la lechada al finalizar las lecturas y reportar la fuerza de gel como promedio de las temperaturas registradas.

- e) Para culminar la prueba, retirar la muestra de lechada de cemento de la termocopa y con una espátula, raspar levemente el residuo en el fondo de esta. Si la lechada se remueve con facilidad es señal de que no existe sedimentación de la lechada (ver figura 3.39).

Figura 3.39. Visualización de la no sedimentación de la lechada de cemento en laboratorio.



Nota. Para la obtención de la fuerza de gel, se tiene:

- Colocación de la lechada de cemento acondicionada en la termocopa y carga de esta en el viscosímetro rotacional.
- Se muestran las mediciones de temperatura antes y después de las lecturas, así como el registro de cada lectura posterior a los 10 [s] y 10 [min] para calcular el esfuerzo de gel.
- Por último, al finalizar la toma de información, se retira la lechada de la termocopa y con la espátula se verifica la no existencia de sedimentación de sólidos en el fondo de la copa.

3.5.8. Agua libre.

Según la API RP 10B, la prueba de laboratorio para determinar el fluido libre en una lechada de cemento es necesaria para corroborar la estabilidad de la lechada en condiciones estáticas o de reposo, por lo que, para realizar esta evaluación, se necesita acondicionar la muestra a temperatura y presión de circulación para simular la colocación del cemento dentro del pozo a intervenir. Posteriormente, la muestra debe mantenerse estática por un periodo de tiempo para verificar si parte de la fase líquida que compone a la suspensión se separa de la mezcla o si parte de los sólidos tienen asentamiento o sedimentación. La cantidad de fluido libre permitido según el API es menor o igual al 5.9% en pozos verticales y de ángulos menores a 90°, mientras que, en pozos horizontales es del 0%.

Para este caso, sólo se tomará en cuenta el fluido separado de la lechada en estado de reposo, ya que, por experiencia, la prueba de sedimentación se puede determinar de acuerdo con el procedimiento descrito en la segunda parte del apartado 3.5.8. *Reologías*, al final de la obtención de la fuerza de gel.

Los pasos por seguir para la obtención del agua libre son los siguientes:

- a) Realizar la verificación de materiales, pesado y mezclado de acuerdo con los subcapítulos 3.5.5. *Pesado y mezclabilidad de los materiales* de este documento para la elaboración de 600 [ml] de lechada de cemento y teniendo en cuenta el balance de materia para la densidad necesaria de la lechada.
- b) Acondicionar la muestra de lechada de cemento elaborada según la temperatura de circulación *BHCT* tomando en cuenta dos casos: Temperaturas menores o iguales a 90 [°C] y mayores a 90° [C]. Para la primera opción, utilizar el consistómetro atmosférico será la acción adecuada, mientras que, en el segundo caso, el consistómetro *HPHT* será lo necesario para alcanzar mayor temperatura de calentamiento de la lechada de cemento. Las particularidades de operación para ambos consistómetros pueden consultarse en la *API RP 10 B*, página 114. El tiempo de acondicionamiento al llegar a la temperatura de prueba se recomienda a $30 \pm 1/2$ [min].
- c) Cuando el tiempo de acondicionamiento ha finalizado, si la lechada excede los 90 [°C] se recomienda el enfriamiento de esta a 90 [°C] por seguridad, suponiendo que el punto de ebullición del agua sea de 100 [°C]. La lechada debe colocarse en una probeta graduada e inerte al cemento, donde el volumen de lechada vertida será entre 100 y 250 [ml]. Al llenar la probeta, registrar el volumen de prueba.
- d) Se recomienda tapar la boca de la probeta con una envoltura de hule e introducirla en una cámara de curado precalentada a la *BHCT* o a 80 [°C] como referencia si la temperatura de ebullición del agua es de 100 [°C] para disminuir los efectos de la condensación de la fase líquida de la lechada, manteniendo la *BHCT* en la muestra y en reposo total durante 2 [hrs]. Para tener mayor acercamiento a las condiciones del pozo, se puede utilizar un soporte que brinde el ángulo de inclinación real de la tubería a cementar.

- e) Si la BHCT es una temperatura baja, no es necesario utilizar la cámara de curado u horno precalentado, por lo que solo se dejará la muestra de la lechada en una probeta cubierta con una envoltura de hule para evitar cualquier evaporización y se tendrá en reposo a temperatura ambiente por 2 [hrs].
- f) Transcurridas las dos horas de reposo de la lechada, identificar y medir el fluido libre transparente o turbio posicionado por encima del resto de la lechada con una precisión de ± 0.2 [ml]. Para cualquiera de los tres casos de temperatura, menor o igual a 90 $^{\circ}\text{C}$, mayor a 90 $^{\circ}\text{C}$ y a temperatura ambiente, la manera de calcular el porcentaje de fluido libre será con la siguiente ecuación:

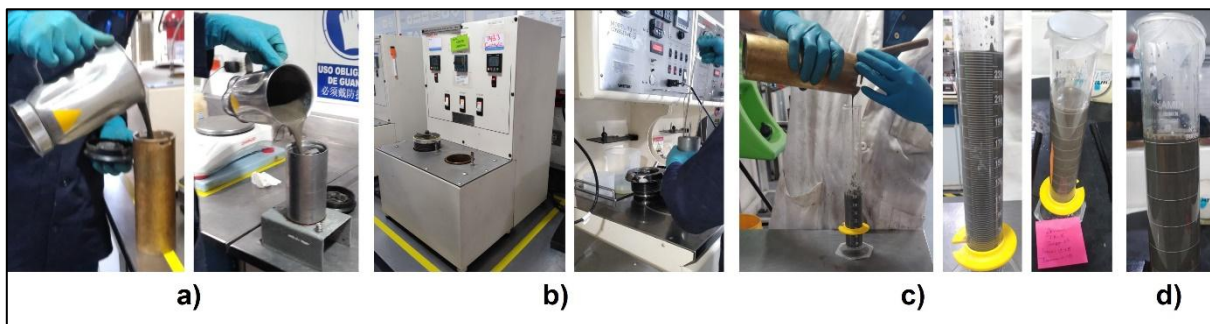
$$\% \text{ Agua libre} = \frac{Vol_{FL} * 100}{Vol_L} \quad (3.69)$$

Donde:

Vol_{FL} : Volumen de agua libre medido en [ml].

Vol_L : Volumen de lechada inicial en la probeta en [ml].

Figura 3.40. Prueba de agua libre en laboratorio de cementaciones.



Nota: En la prueba de fluido libre:

- a) Ya teniendo la lechada preparada se vierte en la copa dependiendo del consistómetro a usar.
- b), se acondiciona en consistómetro atmosférico o HPHT según el caso.
- c) se vierte la lechada en la probeta, se cubre con hule y se deja en reposo por dos horas.
- d), se mide el volumen de agua libre después del reposo.

3.5.9. Pérdida de filtrado.

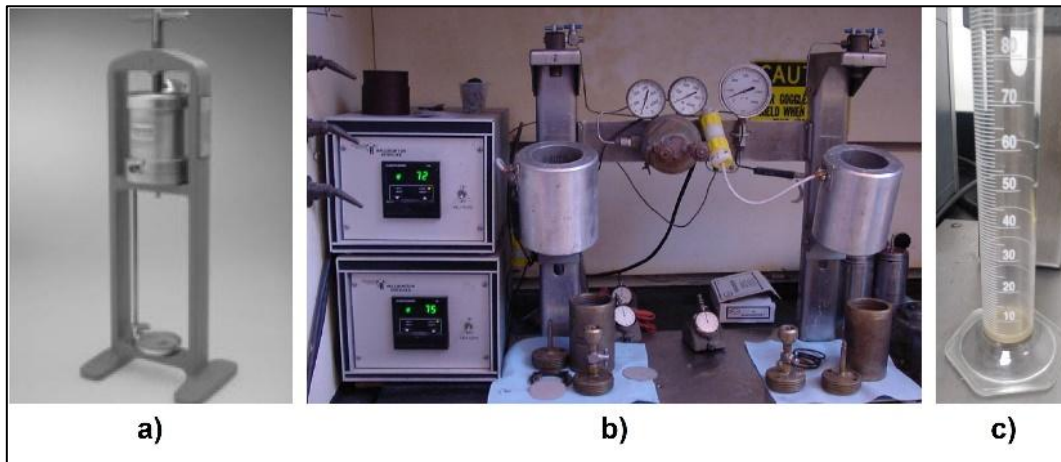
En la prueba pérdida de filtrado o de fluido se suele simular la pérdida de la fase líquida de una lechada de cemento frente a una formación permeable y bajo la presión de fondo o llamada también *Bottom Hole Static Pressure* (*BHSP* por sus siglas en inglés).

Los objetivos de realizar esta prueba en el laboratorio son los siguientes:

- Evitar cualquier obstrucción anular.
- Conservar las propiedades de la lechada en el fondo del pozo.
- Reducir daños a la formación.
- Reducir la migración de gas al pozo.

Según el *API*, existen dos tipos de equipos accionados con nitrógeno para la realización de esta prueba, uno es el filtro prensa de baja presión para temperaturas menores a 90 [°C] y el otro es el filtro prensa de alta presión y temperatura (*HPHT* por sus siglas en inglés) para temperaturas mayores a 90 [°C] (ver figura 3.41). En ambos casos, se deben utilizar dos celdas con malla, una del número 325 (3.5 [pg²] o 22.6 [cm²]) y la otra del número 60. Por las presiones y temperaturas que se manejan en estas pruebas es necesario que los quipos y aparatos sean operados por personal capacitado y con mucha precaución. Las especificaciones y métodos de calibración de los aparatos, termómetros, manómetros y utensilios pueden consultarse en el apéndice D de la *API RP 10 B*.

Figura 3.41. Equipos de laboratorio para la prueba de pérdida de fluido.



Nota. En el laboratorio de cementaciones y por disposición de las normas API 10 A y 10 B, se utilizan:

- a) Filtro prensa de baja presión.
- b) Filtro prensa *HPHT*.
- c) Probeta de 100 [ml].

El procedimiento por seguir para la ejecutar la prueba de pérdida de filtrado se muestra a continuación:

- a) Verificar los datos de lote y caducidades del cemento, agua y aditivos. De acuerdo con el balance de materia obtenido acorde al diseño de la lechada de cemento, realizar el pesado y mezclado de materiales como se describe en el apartado 3.5.5. *Pesado y mezclabilidad de los materiales* de este documento para la elaboración de 600 [ml] de lechada.
- b) Utilizar el consistómetro atmosférico o *HPHT* para el acondicionamiento de la lechada de cemento a temperatura *BHCT* o circulante, siempre tomando la referencia de temperatura de 90 [°C]. Los pasos para el acondicionamiento de la lechada se describen en el subcapítulo 3.5.7. Reologías.
- c) Posterior al tiempo de acondicionamiento del cemento en cualquiera de los dos consistómetros, con ayuda de una espátula, revolver la lechada que se encuentra dentro del vaso o copa para hacerla uniforme. Después, verter la muestra en la celda especial del filtro prensa y realizar el montaje de la celda y cada una de sus partes en el filtro siguiendo las instrucciones del fabricante.

- d) Si la temperatura de prueba es menor a 90 [°C], la prueba debe comenzar inmediatamente después del acondicionamiento, por lo que, la colocación de la muestra debe de hacerse en menos de 6 [min]. Por otra parte, si la temperatura es mayor a 90 [°C], se debe precalentar la celda del filtro a la mayor temperatura posible para poder verter la lechada recién salida del consistómetro en máximo 6 [min]. Para ambos escenarios, se debe medir y registrar la temperatura al terminar el acondicionamiento y después de llenar la celda del filtro.
- e) Una vez montada la celda en el filtro, conectar a la línea de nitrógeno y aplicar presión diferencial de 1,000 ±500 [psig], después abrir la válvula superior de la celda de pérdida de fluido, manteniendo la presión mencionada en la celda.
- f) Para comenzar la prueba de pérdida de filtrado, colocar una probeta de 100 [ml] debajo de la celda montada en el filtro, abrir la válvula inferior de la celda y observar que el fluido filtrado se concentre dentro de la probeta. Contar 30 [s] desde la abertura de la válvula y registrar el volumen con tolerancia de ±1 [ml] de fluido recolectado.
- g) Registrar el volumen de agua acumulada en la probeta en 1, 5, 10, 15, 20 y 30 [min], siempre manteniendo la lechada a temperatura de prueba.

El API menciona dos condiciones para determinar la cuantificación de la pérdida de filtrado:

- Si existe manifestación de nitrógeno antes de los 30 [min] de prueba, cerrar la línea de hidrógeno y apagar el equipo. Registrar el volumen y tiempo transcurrido al cierre de válvulas. Calcular el filtrado con la siguiente ecuación:

$$API F_L = 2Q_F * \frac{5.477}{\sqrt{t}} \quad (3.70)$$

Donde:

API F_L: Filtrado API [adim].

Q_F: Volumen de filtrado obtenido al momento de la manifestación de nitrógeno en [ml].

t: Tiempo transcurrido al momento de la manifestación de nitrógeno en [min].

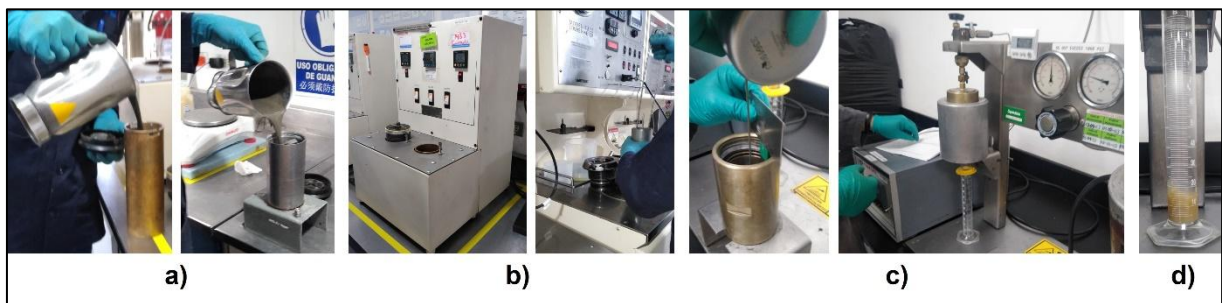
- Si la prueba transcurrió sin manifestaciones de nitrógeno durante 30 [min], usar la ecuación 3.71 para reportar el filtrado:

$$API F_L = 2Q_F \quad (3.71)$$

Al filtrado obtenido en la prueba durante 30 [min] se reportará como *pérdida de filtrado API*. Si la prueba concluyó en menos de 30 [min] se informará como *pérdida de filtrado API calculada*.

Para TR's intermedias, el control de filtrado en la cementación puede oscilar entre los 100 y 200 [cm³] o [ml], a menos que haya presencia de una zona productora.

Figura 3.42. Prueba de pérdida de filtrado en lechadas de cemento.



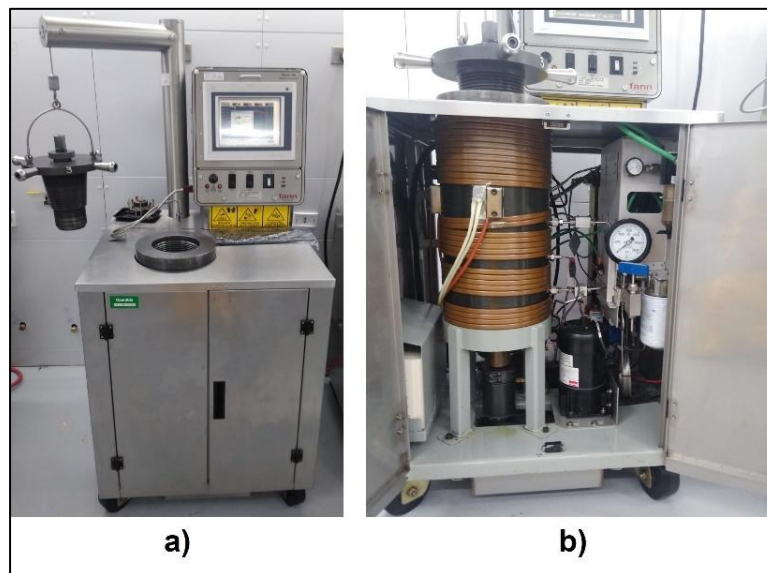
Nota. La secuencia de pasos para medir la pérdida de filtrado API se resume a continuación:

- Colocación en el vaso/copa del consistómetro atmosférico/HPHT,
- Acondicionamiento de la lechada,
- Terminado el tiempo de acondicionamiento, verter la lechada en la celda y montar en el filtro prensa en máximo 6 [min] e iniciar la prueba con la probeta ya colocada bajo la válvula de pérdida.
- Registrar el volumen acumulado según el *API*.

3.5.10. Tiempo bombeable.

El *API* menciona en la *RP 10 B*, que el tiempo bombeable o de espesamiento indica el tiempo que la lechada será bombeable o fluida a partir de su preparación. Para realizar esta prueba, se deben simular las condiciones de presión y temperatura del pozo, por lo que, se utiliza un equipo ya mencionado con anterioridad, el consistómetro alta presión/alta temperatura *HPHT* mostrado en la figura 3.43. Las especificaciones, calibración y funcionamiento del consistómetro *HPHT* se puede consultar en el apartado 9. *Pruebas de tiempo de espesamiento con simulación de pozos* de la norma *API RP 10 B*, *Pruebas de cementos de pozos*, pero es de importancia decir que cada equipo debe ser operado de acuerdo con las especificaciones del fabricante para un mejor uso y solo serán operados por personal capacitado y con mucha precaución por manejarse altas temperaturas y presiones.

Figura 3.43. *Consistómetro alta presión/ alta temperatura para la prueba de laboratorio de tiempo bombeable.*



Nota: a) Consistómetro *HPHT* y b) Sistema al interior del consistómetro *HPHT*.

Básicamente, la fluidez o bombeabilidad de la lechada es medida en el consistómetro como *consistencia*²⁴. La consistencia de una lechada de cemento se mide en unidades de consistencia *Bearden (Bc)*. Este valor es medido por un potenciómetro que mantiene contacto con una paleta que gira mientras la lechada es fluida y un circuito de medición de voltaje en el interior del equipo. El valor máximo que se puede alcanzar para que una lechada no sea bombeable es de 100 [Bc], sin embargo, por experiencia algunas compañías consideran que 75 [Bc] es un valor en que el cemento ya no es capaz de fluir.

Por otra parte, para simular las condiciones del fondo del pozo se utiliza aceite hidrocarburo o algún aceite específico que se calienta hasta alcanzar alta presión y temperatura, por lo que el consistómetro mide también la presión, temperatura del aceite y la temperatura de la lechada que será sometida a la simulación del pozo para analizar su comportamiento estático y dinámico bajo las condiciones recreadas previamente.

El procedimiento para la prueba de tiempo bombeable debe llevarse a cabo bajo las instrucciones detalladas del fabricante siempre y cuando se apeguen a la norma *API RP 10 B, Pruebas de cementos de pozos*. En caso de algún conflicto, se tendrá que acatar la indicación de la norma si exceder los límites de seguridad del fabricante. Los pasos por seguir se describen a continuación:

- a) Realizar la programación del consistómetro *HPHT* a las condiciones de presión, temperatura del pozo y el tiempo total de la prueba. Esta programación se realiza tomando en cuenta la cédula de bombeo, es decir, el tiempo total de la operación con 120 [min] adicionales de tiempo de seguridad y los momentos en que la lechada de cemento y los demás fluidos son bombeados desde la superficie hasta la posición final y los momentos de pausa que se utilizan para mezclado, liberación de tapones u otra actividad a realizar.

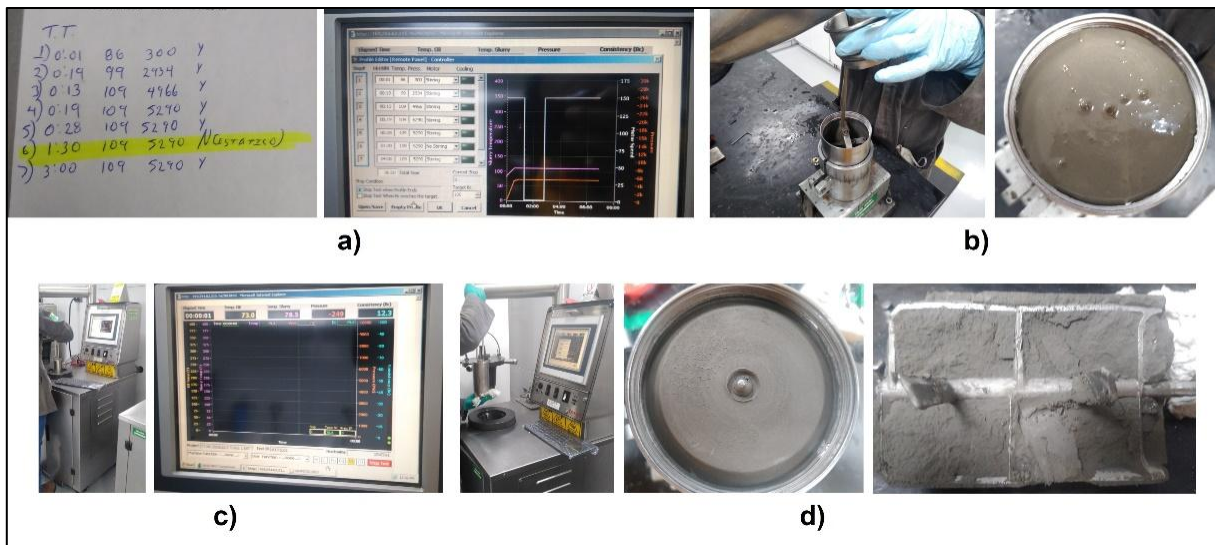
²⁴ La consistencia es una propiedad reológica de la materia, en este caso de la lechada de cemento, relacionada con la cohesión de partículas, su capacidad para deformarse y su resistencia al flujo (SLB, 2025).

Dado lo anterior, cuando se detiene el bombeo de fluidos por mezclado o liberación de accesorios, la lechada tendrá uno o más periodos en reposo a ciertos tiempos y estos lapsos se denominan *estáticos*, mientras que cuando se reanuda el bombeo, vuelve al estado *dinámico*. La programación del tiempo en el consistómetro para estáticos y dinámicos a las presiones y temperaturas a recrear se le da el nombre de *rampas*.

- b) Limpiar y lubricar la rosca de la copa del consistómetro, además de verificar el buen estado y funcionamiento del diafragma, la paleta, etc.
- c) Verificar los datos de lote y caducidades del cemento, agua y aditivos. De acuerdo con el balance de materia obtenido acorde al diseño de la lechada de cemento, realizar el pesado y mezclado de materiales como se describe en el apartado 3.5.5. *Pesado y mezclabilidad de los materiales* de este documento para la elaboración de 600 [ml] de lechada.
- d) Colocar la lechada recién preparada en la copa del consistómetro hasta 1/4 pg del borde de la copa. Colocar la tapa y revisar que la lechada se desborde por el orificio central de la tapa, colocar el tornillo en el agujero de la tapa y limpiar bien los residuos de cemento. Comprobar que la copa esté sellada y que la paleta puede girar, para después alojarla dentro del consistómetro HPHT.
- e) Con la copa en el interior del consistómetro, enganchar el mecanismo del potenciómetro a la barra de accionamiento del eje de la paleta. Posteriormente, iniciar el llenado de aceite y cerrar el cabezal del consistómetro, luego se debe insertar el sensor de temperatura y cuando la cámara esté llena de aceite, apretar las roscas del sensor de temperatura e iniciar la prueba, registrando la hora y la consistencia inicial. Este paso debe realizarse en máximo 5 [min] a partir de la finalización del mezclado de la lechada.
- f) Una vez transcurrido el tiempo esperado, el consistómetro detendrá sus funciones cuando se rompa el pin que sujeta la paleta a la copa y ya no pueda girar. En ese momento ya se alcanzaron las 100 [Bc] de consistencia y la lechada ya no es bombeable. Es muy relevante aclarar que al tener 100 [Bc] no significa que la lechada ya está fraguada, sino que ya no es posible hacerla fluir debido a todos los geles formados y en su transición de estado líquido a sólido.

- g) En la figura 3.44, se muestra a manera de resumen la secuencia de pasos ya explicada en este apartado para el procedimiento de llenado de la termocopa con la lechada de cemento, la introducción al consistómetro *HPHT* y su retiro del equipo al concluir la prueba.
- h) El comportamiento de la consistencia, presión y temperatura se presenta en una gráfica llamada *carta de tiempo bombeable* (ver figura 3.45).

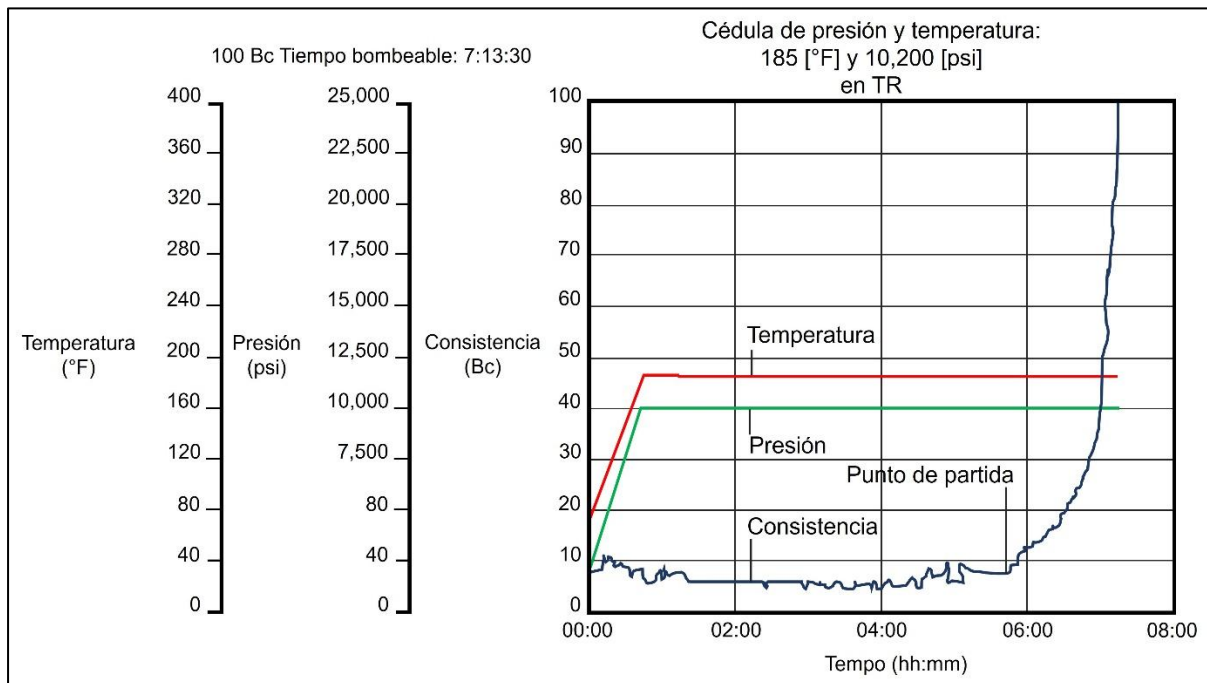
Figura 3.44. *Prueba de tiempo bombeable en laboratorio.*



Nota: Para realizar la prueba de tiempo bombeable:

- De acuerdo con el diseño de la lechada, programar las rampas en el consistómetro *HPHT*.
- Ya preparada la lechada de cemento, se vierte en la termocopa, se coloca la tapa y sus componentes hasta que quede bien cerrada.
- Se introduce la copa dentro del consistómetro y al iniciar la prueba se verifica en la pantalla del equipo la consistencia inicial y la hora de inicio. Al pasar el tiempo de diseño, tomar registro de cuando se alcanzaron las 100 [Bc].
- Se espera el enfriado de la muestra para poder retirar la copa del consistómetro y por último realizar la limpieza del equipo y utensilios.

Figura 3.45. Carta de tiempo bombeable.



Nota. En la carta de tiempo bombeable se representa el comportamiento de la consistencia del cemento, la temperatura de la lechada y del aceite del consistómetro que está a condiciones de la *BHCT*, así como la presión. Adaptado del libro *Well Cementing*, por Bernard Dargaud and Linda Boukhelifa, (p. 632), 2006, SLB.

En etapas de pozos que necesiten la colocación de dos lechadas para una sola TR, la lechada de llenado debe tener mayor tiempo bombeable, pues al ser la primera en bombearse y en tener contacto con la formación, mantener su fluidez por más tiempo permitirá realizar que cada momento de la cédula de bombeo se lleve a cabo aún con suspensiones de bombeo por mezclado, liberación de tapones o algún problema repentino en superficie que obligue a detener la operación.

Por otro lado, la lechada de amarre que regularmente es la de mayor densidad, será la que tenga menor tiempo bombeable. El tiempo de seguridad propuesto para ambas lechadas es con la intención de evitar algún tipo de *fraguado prematuro*, es decir, que el cemento se solidifique antes del tiempo programado.

3.5.11. Esfuerzo compresivo.

Para poder determinar la resistencia compresiva desarrollada por el cemento fraguado se pueden utilizar dos métodos establecidos en la *API RP 10 B*:

- Método directo.
- Método indirecto.

En el *método directo o destructivo*, la lechada preparada de acuerdo con el diseño programado y siguiendo las especificaciones del *API SPEC 10 A*, se vierte en moldes cúbicos para ser sometidos a periodos de curado²⁵ a temperaturas y presiones puntuales. Ya estando fraguado el cemento, los cubos son retirados de los moldes y se exponen una prueba de aplastamiento destructivo en una prensa hidráulica para calcular la resistencia compresiva cuando la integridad de la muestra sólida comienza a fallar.

Por otra parte, el *método indirecto* es un procedimiento no destructivo y se basa en el uso de fuerza sónica o acústica. Según Dargaud y Boukhelifa (2006), se mide el tiempo de recorrido de la energía ultrasónica a través de una muestra de lechada de cemento mientras esta se encuentra en proceso de curación o de fraguado en condiciones de presión y temperatura simuladas en el *Analizador Ultrasónico de Cemento (UCA)*²⁶ por sus siglas en inglés) (ver figura 3.46). Las ondas de resistencia ultrasónicas se correlacionan con el tiempo de tránsito por medio de una relación empírica que se establece en valores de resistencia a la compresión mecánica ya establecidas en varios sistemas de lechadas.

²⁵ El *curado* es el proceso por el cual el concreto elaborado con cemento hidráulico madura y endurece con el tiempo, como resultado de la hidratación continua del cemento en presencia de suficiente cantidad de agua y de calor (ACI, 2001).

²⁶ *Ultrasonic Cement Analyzer*.

Para finalizar, la estimación de la resistencia a la compresión se puede determinar de manera directa a través de un microprocesador preprogramado. En el *API RP 10 B* se puede consultar el procedimiento para realizar pruebas sónicas no destructivas de cementos con *UCA*.

Figura 3.46. *Analizador Ultrasónico de Cemento utilizado en pruebas no destructivas de resistencia a la compresión.*



Nota. El analizador ultrasónico de cemento o UCA, simula las condiciones de presión y temperatura a las que estará expuesta la lechada de cemento mientras ocurre su solidificación y el desarrollo del esfuerzo compresivo en el fondo del pozo. Además, con la correlación de las ondas ultrasónicas y el tiempo de tránsito, es posible determinar los valores de resistencia deseados al tiempo transcurrido.

Realizar la prueba de resistencia al esfuerzo compresivo brinda la información para conocer la resistencia respecto del tiempo y la final, el tiempo de espera del fraguado del cemento (*WOC* por sus siglas en inglés) y el tiempo para realizar la prueba de integridad de la TR o la evaluación de la cementación.

Los pasos por seguir para realizar la prueba no destructiva en laboratorio de cementos se pueden consultar en el *API RP 10 B*, y se resumen a continuación:

- a) Realizar la programación del *UCA* a las condiciones de presión, temperatura del pozo y el tiempo total de la prueba a través de las rampas. La calibración del equipo deberá realizarse mensualmente con una precisión en el sistema de medición de temperatura de ± 1.7 [°C] y deberá hacerse bajo las especificaciones del *API*. Cabe mencionar que la manipulación del equipo debe ser por personal capacitado y con las medidas de seguridad adecuadas.
- b) Verificar los datos de lote y caducidades del cemento, agua y aditivos. De acuerdo con el balance de materia obtenido acorde al diseño de la lechada de cemento, realizar el pesado y mezclado de materiales como se describe en el apartado 3.5.5. *Pesado y mezclabilidad de los materiales* de este documento para la elaboración de 600 [ml] de lechada.
- c) Colocar la lechada pura o contaminada recién preparada en la copa de *UCA* hasta el borde de la copa. Colocar la tapa e introducir en el interior del *UCA*. Realizar las conexiones de la copa al sistema de medición y la toma de nitrógeno.
- d) Iniciar la prueba con las rampas ya programadas, cuya duración es de 24 horas.

Figura 3.47. *Procedimiento para la prueba de resistencia al esfuerzo compresivo en laboratorio.*

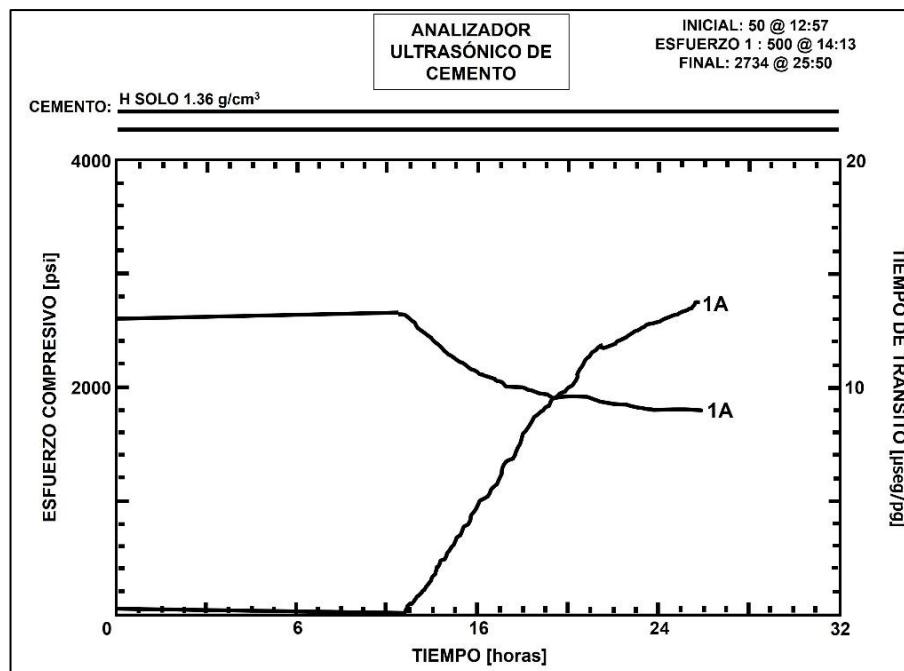


Nota. El proceso generalizado para la prueba de esfuerzo compresible e lechadas de cemento se sintetiza a continuación:

- a) Programación de rampas en el *UCA*.
- b) Preparación de muestra de cemento contaminada con fluido de perforación y bache espaciador.
- c) Colocación de la muestra en la copa y para finalizar en
- d) Introducción de la copa con la muestra en el *UCA* para comenzar la prueba.

De acuerdo con la *Guía Práctica para Diseñar y Efectuar Cementaciones Primarias* de Petróleos Mexicanos, se recomienda que en los trabajos de cementación para una o dos lechadas de cemento se desarrollen mínimo 500 psi de esfuerzo compresivo, manteniendo en este periodo de tiempo la TR inmóvil. Al cumplirse esta recomendación, es posible llevar a cabo actividades en superficie que no afecten o comprometan la integridad de la cementación, es decir, se puede retirar la cabeza de cementar, corte y/o biselado de TR, cambiar y colocar los BOP's para la siguiente etapa, entre otras. Para iniciar con las pruebas de integridad de cemento y TR, así como las actividades subsecuentes, se debe esperar el *WOC* establecido en la carta de *esfuerzo compresivo*, que es una gráfica que recolecta el comportamiento obtenido durante la prueba de laboratorio (ver figura 3.48).

Figura 3.48. *Carta de esfuerzo compresivo.*



Nota. Carta de esfuerzo compresivo arrojada como resultado final del analizador ultrasónico de cemento. La correlación entre ondas sónicas y tiempos de tránsito con datos previos de resistencia a la compresión de distintas lechadas, brindan datos muy aproximados de resistencia respecto del tiempo.

En la figura 3.47 se aprecia en el inciso b) una muestra de lechada de cemento contaminada con lodo de perforación y bache espaciador, aunque el *API RP 10 B* recomienda el procedimiento para lechadas de cemento puras, por experiencia en campo, en ocasiones también se realiza para lechadas contaminadas debido a que de esta manera el comportamiento del cemento es diferente, es decir, se ha observado que la resistencia al esfuerzo compresivo se desarrolla más lento, lo cual, es un escenario más realista de este parámetro y que ha ayudado a evitar malas prácticas en la cementación de tuberías de revestimiento.

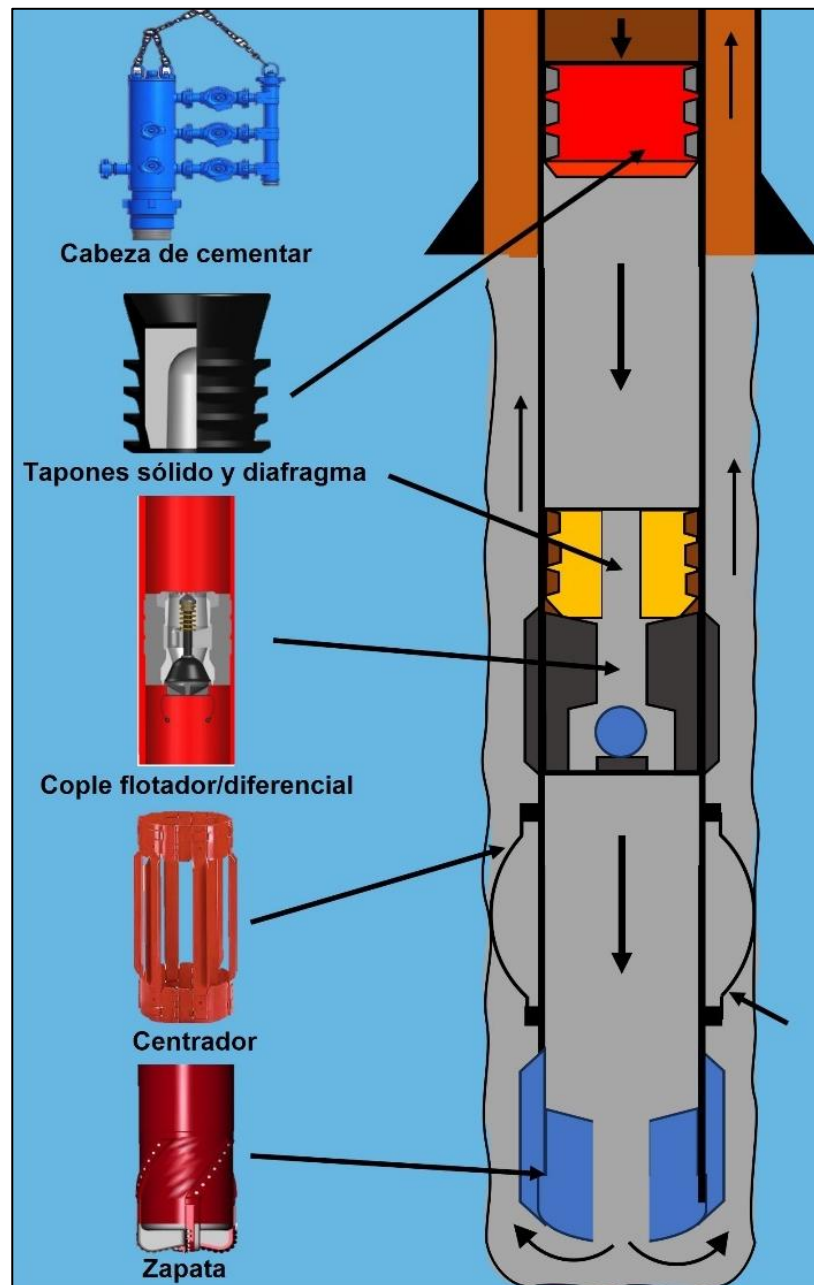
3.6. Equipos y accesorios para la cementación de TR's.

Para hacer más eficiente los trabajos de cementación de tuberías se ha desarrollado tecnología que cubra las necesidades de los pozos en las operaciones y brinde un apoyo para aprovechar la mayor parte de las propiedades de los fluidos de trabajo en el pozo y del cemento.

Según Dwight K. Smith en el libro *Cementing* (1990), los tapones de desplazamiento de cemento, coples flotadores o con válvulas contrapresión, centradores y las zapatas son herramientas que actúan como dispositivos mecánicos y que forman parte de la configuración de la sarta de revestimiento (ver figura 3.49). Estos dispositivos, también llamados accesorios son tecnología que con el tiempo se ha tratado de mejorar para mantener la vida útil de los pozos.

En esta sección se describirán dichos accesorios y se hablará de sus tipos y funciones. Además, también se abordarán los equipos de cementación como lo es la unidad de alta presión, cabezas de cementar y el equipo de adquisición de datos.

Figura 3.49. Accesorios para la cementación en la sarta de revestimiento.



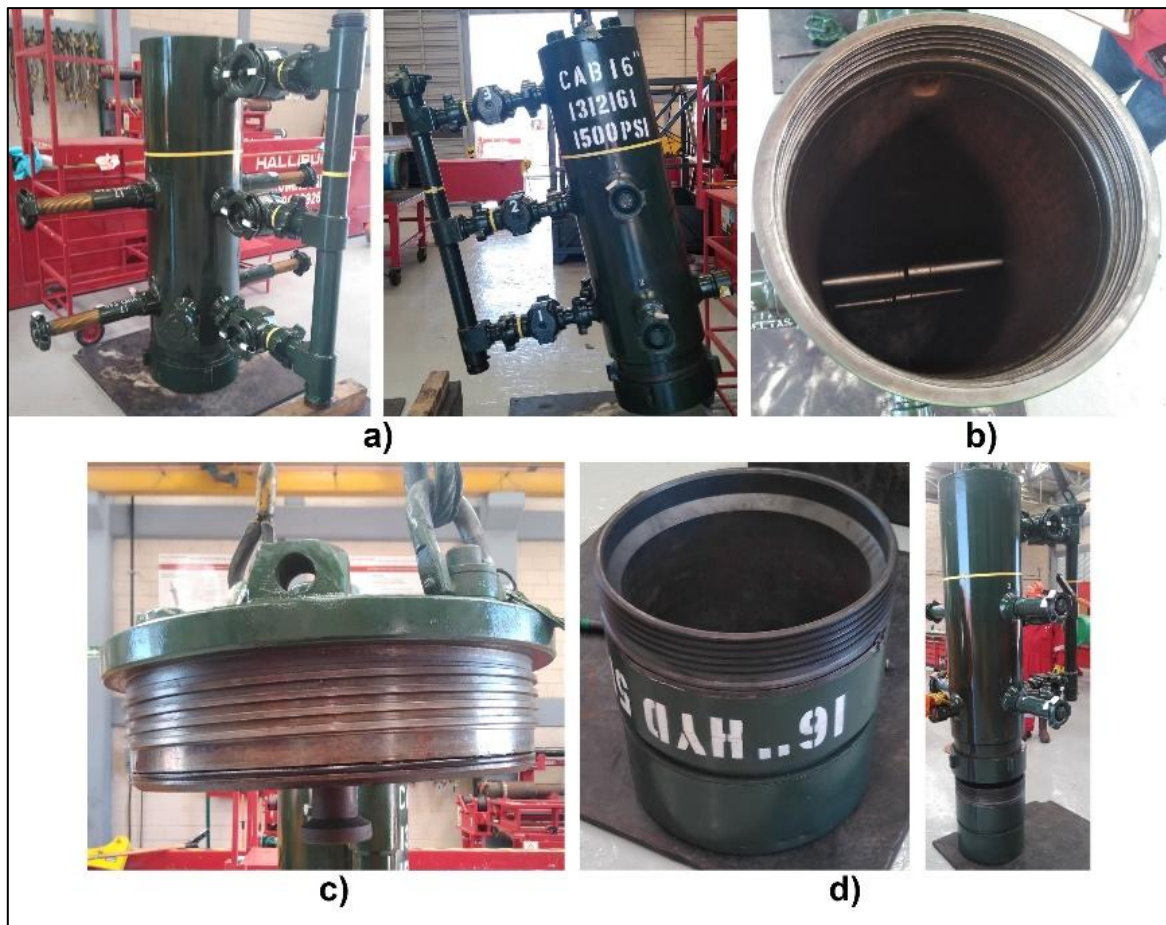
Nota. Accesorios utilizados como apoyo mecánico para la centralización, retención, protección de la tubería de revestimiento y encapsulamiento de la lechada de cemento. Adaptado de *Cementing Handbook* (p. 42) por George O. Suman (1977).

- **Cabeza de cementar:** Según la compañía Schlumberger (2025), la cabeza de cementación o más comúnmente llamada cabeza de cementar es un dispositivo que va fijado a la unión superior de la sarta de revestimiento con el objetivo de alojar uno o dos tapones que son liberados para encapsular la lechada de cemento y brindar apoyo como barrera mecánica de desplazamiento de lodo de perforación.

Existen varios modelos de cabeza de cementar y entre los más comunes destacan dos, la cabeza para tubería de revestimiento convencional o *plug containers* y el tipo top drive para tuberías cortas o liners.

La cabeza de cementar para TR se caracteriza por tener la capacidad de contener en su interior uno o dos tapones (diafragma y sólido) para la cementación, por lo que puede ser doble o sencilla. Tiene en su estructura uno o dos pines que retienen a los tapones, así como, un indicador que avisa cuando los tapones han sido liberados y además, cuenta con un sistema *manifold* con válvulas que permiten el paso de fluidos para determinada etapa de la cementación (ver figura 3.50). Regularmente, cuenta con una combinación que tiene como objetivo empalmar o colocar a la cabeza de cementar en la TR cuando ambas tienen roscas diferentes, por ejemplo, a veces la cabeza de cementar tiene rosca tipo ACME y la TR rosca TSH – 521.

Figura 3.50. Cabeza de cementar para TR.



Nota. Cabeza de cementar doble para TR.

- a) Camisa principal, dos pines para tapones, el indicador de paso, el *manifold* con tres válvulas para el paso de fluidos y se ve rotulado el diámetro y presión de trabajo.
- b) Se observa el interior de la cabeza y se distinguen dos vástagos que se encargan de contener a los tapones.
- c) Tapa del equipo.
- d) Combinación para la unión entre la cabeza y la TR que tienen diferentes tipos de roscas.

Como se ve en la figura 3.50, se tiene una cabeza de cementar doble para TR. Esta cabeza contiene dos pines que se accionan con rosca y que tienen la función de introducir o retraer dos vástagos, encargados de retener o liberar a los tapones de cementación alojados en la cabeza. Por experiencia, se deben contar las vueltas de cada pin para introducirse y retraerse con el motivo de conocer la cantidad de vueltas que liberan los tapones y de algún modo realizarse en el menor tiempo posible. Así mismo, debe verificarse la apertura y cierre de las válvulas del *manifold*²⁷ para evitar algún problema durante la cementación. Por otro lado, la revisión del buen funcionamiento del indicador de paso es importante para asegurar que los tapones fueron liberados con éxito y, por último, la combinación también se tiene que verificar, revisando la coincidencia de roscas, de diámetros y que el diámetro de los tapones sea menor al *drift*²⁸ de la combinación para evitar alguna obstrucción.

La *cabeza para top drive* es una cabeza de cementar usada para cementar liners, pues la geometría es distinta a una convencional para TR (Leugemors, Metson, Colvart, Krauss, & Plante, 2006). Este equipo no aloja tapones de cementación, pues dichos tapones forman parte de la configuración final de la herramienta soltadora – colgadora para liner que se baja a través del pozo para colgar dichas tuberías cortas. En lugar de tapones, a la cabeza de cementar tipo top drive se le insertan los denominados dardos, de los cuales se hablará más adelante.

Se compone por dos cámaras para dardos y dos válvulas de paso para retener o liberar dardos, dos válvulas de pie o tipo Kelly para apertura o cierre de pozo, un *swivel* con dos puertos de circulación para los fluidos requeridos durante la cementación (ver figura 3.51).

Este dispositivo también tiene diversos diámetros y presiones de trabajo.

²⁷ El *manifold* se refiere a una tubería o cámara común que contiene varias salidas laterales (SLB, 2025).

²⁸ El *drift* es la tolerancia máxima de diámetro interior de una tubería para introducir herramientas u otras tuberías (SLB, 2025).

Figura 3.51. Cabeza de cementar tipo top drive.



Nota. Cabeza de cementar tipo top drive para cementar tuberías cortas de revestimiento, también llamados liners.

- **Tapones de cementación:** Ed Leugemors y otros autores en *Cementing Equipment and Casing Hardware* del libro *Well Cementing* (2006), mencionan que los tapones para cementación son una barrera mecánica y semirrígida utilizada para encapsular a la lechada de cemento para que no sea expuesta al fluido de perforación utilizado durante la perforación del pozo, así como, para la limpieza de la tubería de revestimiento con ayuda de las aletas que forman parte de su geometría y para indicar la posición final del cemento en el fondo del pozo. Actualmente son fabricados con poliuretano o nitrilo, materiales que se pueden moler al término de la cementación para comenzar otras etapas en el pozo. Los tapones de cemento actuales son de dos tipos, al igual que en las cabezas de cementar, los hay para TR convencional y para liner. De igual modo, los tapones se clasifican en diafragma y sólido.

El tapón diafragma o tapón *bottom* (ver figura 3.52) es el primero en ser liberado durante la cementación, regularmente después del lodo de perforación y del bombeo del bache espaciador, por lo que, el cemento viaja después de que el tapón es introducido al pozo. Al llegar al cople de retención o a cualquiera de los equipos de flotación, el tapón diafragma interrumpe la salida de fluidos al espacio anular y los acumula aumentando la presión en el interior de la TR. Este tapón contiene en su interior una membrana que se puede romper a una cierta presión y según Dwight K. Smith menciona en el libro *Cementing* (1990), que el rango de presión de ruptura de diafragma convencional oscila entre los 200 y 400 psi y se usa este rango para evitar rompimientos prematuros y contaminación de la lechada de cemento.

El tapón sólido o tapón *top* (ver figura 3.52) se utiliza como barrera mecánica para desplazar a la lechada de cemento e impedir su contaminación al iniciar el desplazamiento con el bache espaciador y el lodo de perforación para colocar al cemento en su posición final. Aunque su forma es parecida al tapón diafragma, el tapón *top* es totalmente sólido y resistente, por lo que no es objetivo romperse.

Figura 3.52. Tapones sólido y diafragma para TR y cabeza de cementar convencional.

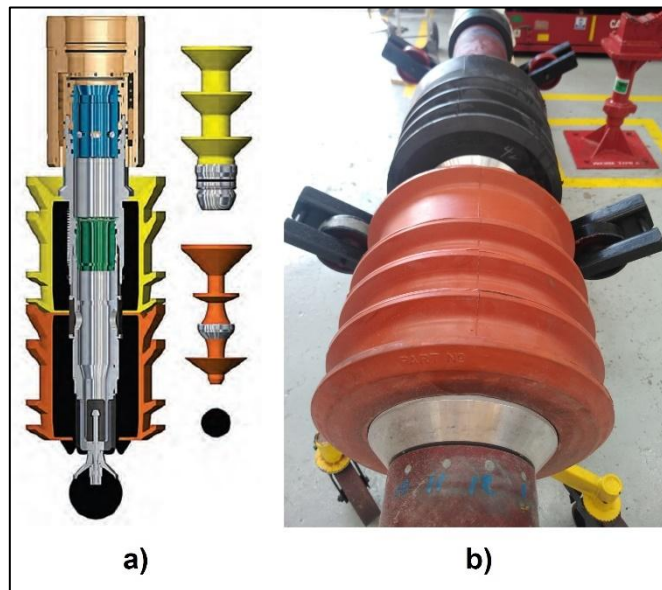


Nota. Tapones de cementación convencionales para TR:

- a) se tiene al tapón diafragma o *bottom*, que es el primero en ser liberado previo al bombeo del cemento.
- b) el tapón sólido o *top*, segundo en ser liberado y encargado de separar al cemento de los fluidos de desplazamiento.

Por otro lado, para tuberías cortas se utiliza un arreglo de tapones poco diferente de los convencionales, pues también se usan *top* y *bottom*, sin embargo, ambos tapones están sujetos uno al otro por medio de un mecanismo interno en los tapones (ver figura 3.53) y que, a su vez, el sistema de fija a la herramienta soltadora del liner.

Figura 3.53. Sistema de tapones para tuberías cortas.



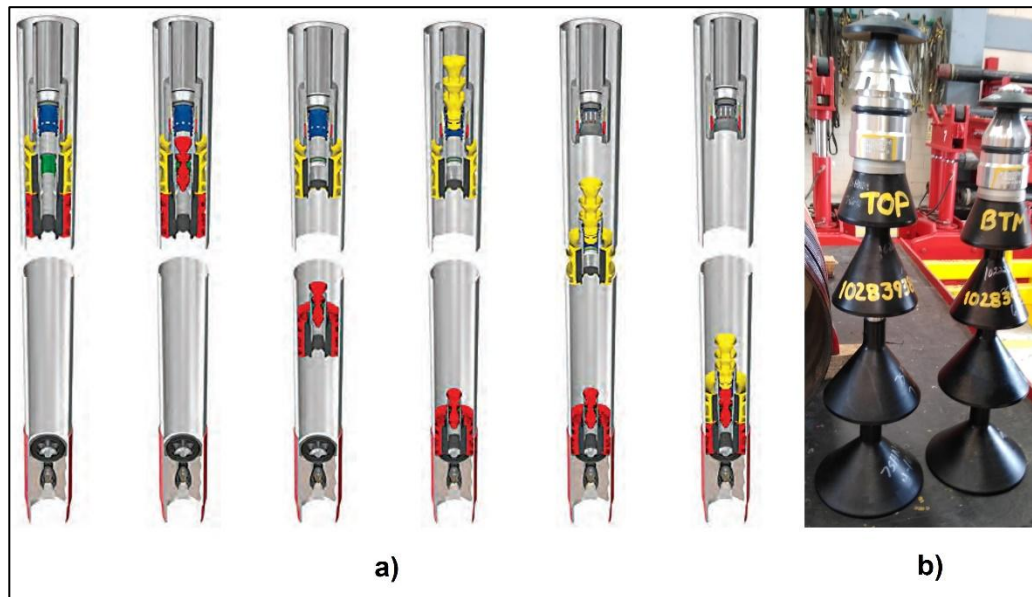
Nota. Sistema de tapones para tuberías cortas en trabajos de cementación.

a) se visualiza una ejemplificación del interior de los tapones que se encuentra fijado a la herramienta soltadora, acompañado de los dardos como mecanismo de activación de los tapones.

b) la apariencia más realista del set de tapones previo a su envío al lugar de trabajo. Adaptado del libro *Well Cementing*, por Ed Leugemors y otros, (p. 380), 2006, SLB.

En la figura 3.53 se aprecia el conjunto de dardos que accionan al sistema de tapones, estos dardos también reciben el nombre de *top* y *bottom*, por lo que cada dardo empuja al tapón que lleva el mismo nombre. Estos dardos son alojados en la cabeza de cementar tipo top drive y cuando se requiere son liberados y empujados hidráulicamente a través de la tubería de perforación y de la herramienta soltadora hasta llegar al sistema de tapones y liberar al tapón correspondiente para cumplir su función. En la figura 3.54 se puede ver la secuencia del viaje de dardos y tapones en los trabajos de cementación de tuberías cortas.

Figura 3.54. Viaje de dardos y tapones en la cementación de liners.



Nota. En secuencia del viaje de los dardos:

- a) Donde el dardo bottom empuja por medio de cierta presión al tapón bottom y de la misma manera con el dardo y tapón top.
- b) vista real de los dardos.

Adaptado del libro *Well Cementing*, por Ed Leugemors y otros, (p. 381), 2006, SLB.

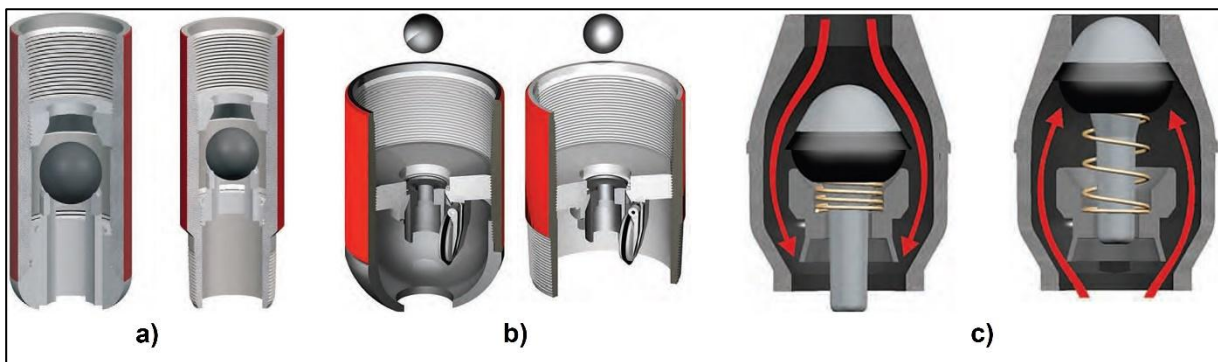
Como se ve en la figura 3.54, cada dardo desplaza a un tapón en específico, por esta razón la forma y longitud entre ambos dardos son distintas. De igual manera, la presión requerida para el desplazamiento es diferente, con el objetivo de evitar liberaciones prematuras, activación de otros accesorios o el anclaje/liberación del soldador – colgador del liner fuera del tiempo necesario. Por estas situaciones, la planeación de los eventos hidráulicos de presión debe ser clara y cuidadosa.

- **Equipo de flotación:** Según Ed Leugemors, James Metson y otros autores en *Well Cementing* (2006), el equipo de flotación tiene como función permitir el bombeo de la lechada de cemento hacia el espacio anular, teniendo en cuenta que tiene una densidad mayor al bache espaciador y al lodo de perforación, fluidos que desplazarán al cemento por lo que el equipo de flotación no dejará que el cemento regrese al interior del pozo.

El equipo de flotación es un conjunto de accesorios dentro de los cuales se encuentran zapatas flotadoras y coples de retención para distintos diámetros. Estos dispositivos se colocan en el extremo más profundo de la sarta de perforación (ver figura 3.49) y otra de sus funciones es ayudar a reducir el peso en el gancho y en la torre de perforación cuando la TR es introducida en el pozo, por lo que el efecto de flotación libera tensión en el equipo de izaje. Para poder bajar la TR al fondo, es necesario llenar la TR por el interior cada determinada cantidad de juntas o de lingadas para eliminar el aire contenido a una velocidad controlada de introducción y de llenado en función del diámetro y longitud de la sarta de revestimiento para evitar posible colapso. Los coples y zapatas flotadoras cuentan con válvulas que permiten el flujo de fluidos hacia el exterior del pozo, pero impiden que dichos fluidos regresen hacia el interior.

Generalmente, se utilizan tres tipos de válvulas en coples y zapatas del equipo de flotación: de canica, tipo *flapper* o charnela y la válvula de cono o asiento con resorte (ver figura 3.55). De igual manera, en la tabla 3. se muestran las ventajas y desventajas del uso de cada tipo de válvula en los trabajos de cementación.

Figura 3.55. Tipos de válvulas más usadas en el equipo de flotación.



Nota. Tipos de válvulas usadas.

- a) Zapata y cople con válvula de canica encargada de interrumpir el contraflujo.
- b) zapata y cople con válvula tipo flapper o de charnela, de las más recientes en la industria.
- c) se aprecia la válvula de cono o de asiento con resorte, la convencional en las operaciones.

Adaptado del libro *Well Cementing*, por Ed Leugemors y Watherford International, (p. 369), 2006, SLB.

Tabla 3.6. *Ventajas y desventajas de los tipos de válvulas.*

Tipos de válvulas	Flapper o charnela	Canica	Cono o asiento con resorte
Ventajas	Barato Menos restricciones De cierre automático	Sistema simple Fácil de usar Fácil de perforar	De cierre automático Resistente a la erosión Inclinación de 0 a 90° Fácil de perforar
Desventajas	Alta susceptibilidad a la erosión Fácil de bloquear Difícil de perforar	Depende del flujo para el cierre Bajo rendimiento en pozos direccionales Alta susceptibilidad a la erosión Se daña fácilmente	Baja tolerancia a algunos materiales anti pérdida para pérdidas de circulación

Nota. Ventajas y desventajas del uso de los diferentes tipos de válvulas en el equipo de flotación. Adaptado del libro *Well Cementing*, por Ed Leugemors y otros autores, (p. 369), 2006, SLB.

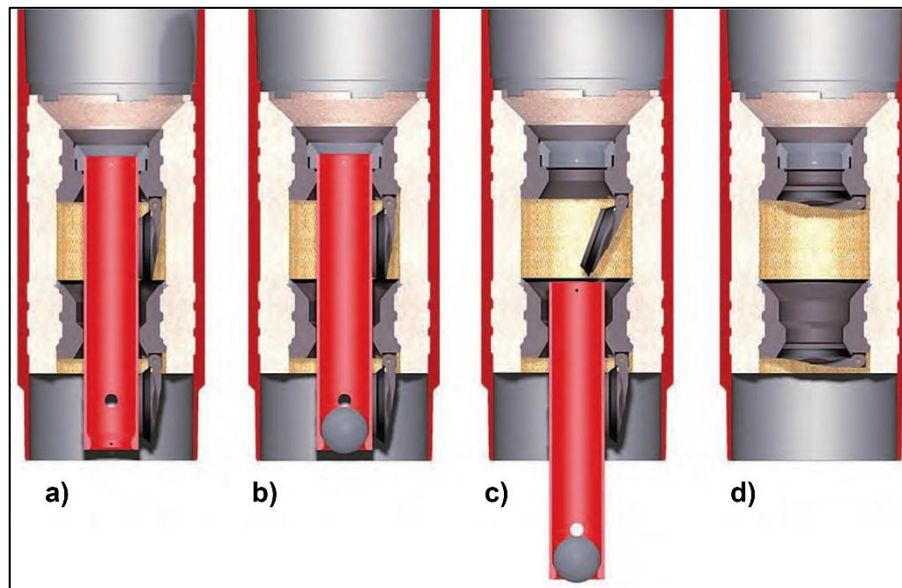
Actualmente, se han desarrollado dispositivos tubulares que combinan al equipo de llenado con el de introducción de TR's, denominados equipos de autollenado y de llenado diferencial.

El dispositivo de *llenado automático* o *autollenado* es un tubular que contiene válvulas similares a las del equipo de flotación convencional, la diferencia es que estas válvulas se mantienen abiertas mediante un mecanismo para permitir el paso de fluido de perforación al interior o exterior de la TR, es decir, permite la circulación normal e inversa si se requiere. Este tipo de accesorio disminuye el tiempo de introducción de la tubería de revestimiento y los picos de presión en el interior del pozo a medida que la TR se llena en el interior.

Este tipo de coples se convierte de autollenado a flotador generalmente cuando la TR ya se encuentra en posición para cementar y ya se ha acondicionado el fluido de perforación, sin embargo, en casos donde el lodo de perforación tiene demasiada recepción en superficie por el interior de la TR, se convierte antes de llegar al fondo para reducir derrames en el piso de perforación. La manera de hacer la conversión ya mencionada es por medio de una canica de metal, puede ser de latón o aluminio. Esta canica es lanzada desde superficie por el interior de la TR para viajar hasta el cople, donde al llegar, se registra un aumento en la presión interior.

El bombeo de lodo continúa hasta alcanzar la presión necesaria para la canica se desplace y empuje hacia abajo a la camisa que mantiene abierta la válvula del cople y cuando esto sucede, la válvula tipo *flapper* se cierra automáticamente (ver figura 3.56), registrando una pérdida de presión que al cerrar la válvula se mantiene estable.

Figura 3.56. *Conversión del cople de autollenado a flotador.*



Nota. Durante la introducción de la TR en el pozo:

- a) La posición de las válvulas se mantiene abierta y sin obstrucciones.
- b) Lanzamiento de una canica por el interior de la TR cuando se desea hacer la conversión a flotador, por lo que la canica obstruye el flujo por el interior y se registra el aumento en la presión.
- c) Se aprecia que la presión adecuada empuja a la canica para desplazar a la camisa que mantiene abiertas las charnelas.
- d) Cierre de las válvulas y el cople ya se ha convertido en flotador de doble charnela.

Adaptado del libro *Well Cementing*, por Ed Leugemors y Watherford International, (p. 373), 2006, SLB.

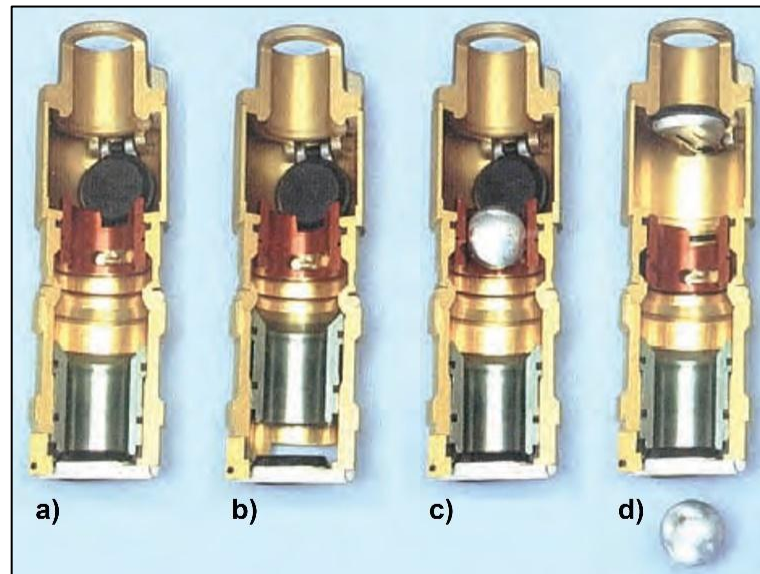
El equipo de llenado diferencial contiene un mecanismo combinado entre dispositivos flotadores y de autollenado, pues con el uso de estos coples se puede tener mayor control del llenado del interior de la TR y mantenerse al 90% respecto del volumen anular de lodo cuando solo se utiliza el cople.

En casos donde la configuración se compone de cople y zapata diferencial, el volumen del interior se mantiene en 81% respecto al volumen anular, según lo menciona Ed Leugemors en Well Cementing (2006), p. 374.

Los equipos de *llenado diferencial* se utilizan generalmente en sartas de revestimiento de gran longitud, con el objetivo de reducir daños a la formación por efectos de sobrepresión debido a la flotación de la TR. Por otra parte, reduce el tiempo de introducción de la TR al fondo del pozo y permite el paso o cierre parcial de los fluidos sin cerrar las charnelas necesariamente.

Se compone de un pistón que se mueve hacia arriba para permitir el paso de fluidos y hacia abajo para cerrarlo dependiendo de la presión superior o inferior a la que está expuesto, por lo que, durante la introducción de la TR, cuando la presión superior al pistón es mayor el pistón interrumpe el flujo y cuando la presión inferior al pistón es mayor, se vuelve restablecer (ver figura 3.57). Al llegar la sarta de revestimiento al fondo del pozo también se realiza la conversión a cople flotador con ayuda de una canica que, al ser lanzada por el interior, se aloja en un asiento dentro del cople que mantiene abierta la válvula charnela. Al incrementar el flujo de lodo por el interior, la canica desplaza al asiento y al pistón hacia abajo, por lo que, la charnela se cierra quedando convertido el cople de diferencial a flotador.

Figura 3.57. Mecanismo del sistema de llenado diferencial – flotador.



Nota. Durante la introducción de la TR en el pozo, la posición de la válvula se mantiene abierta y:

- a) Se tiene el pistón abajo, por lo que el flujo hacia el interior está cerrado.
- b) Se muestra el pistón arriba, por lo que el flujo es libre hacia el interior.
- c) Ya con la TR en posición de cementar, se lanza la canica por el interior y cae en una base o asiento que mantiene abierta la válvula charnela.
- d) La canica es empujada con fluido de perforación hasta que el asiento es desplazado hacia abajo, cerrando la válvula y convirtiendo al cople de diferencial a flotador.

Adaptado del libro *Well Cementing*, por Ed Leugemors y Watherford International, (p. 375), 2006, SLB.

Las especificaciones de presión y gasto para la conversión de coples de autollenado/diferencial a flotador dependen de cada fabricante y es importante tener en cuenta estas especificaciones pues como ya se ha mencionado, hay más accesorios que dependen de eventos de presión y gasto para ser activados, por lo que, la mala planeación de estas secuencias puede desencadenar alteraciones o problemas durante la cementación.

- **Zapatas:** Las zapatas son dispositivos semitubulares colocadas en el extremo más profundo de la sarta de revestimiento (ver figura 3.49), que tienen como objetivo principal la protección de la tubería de revestimiento durante las actividades de introducción, cementación e inicio de la perforación de la etapa siguiente.

Existen varios tipos de zapatas, dentro de los cuales se tienen comúnmente: zapatas guía o sencillas, flotadoras, diferenciales, rimadoras y perforadoras (ver figura 3.58).

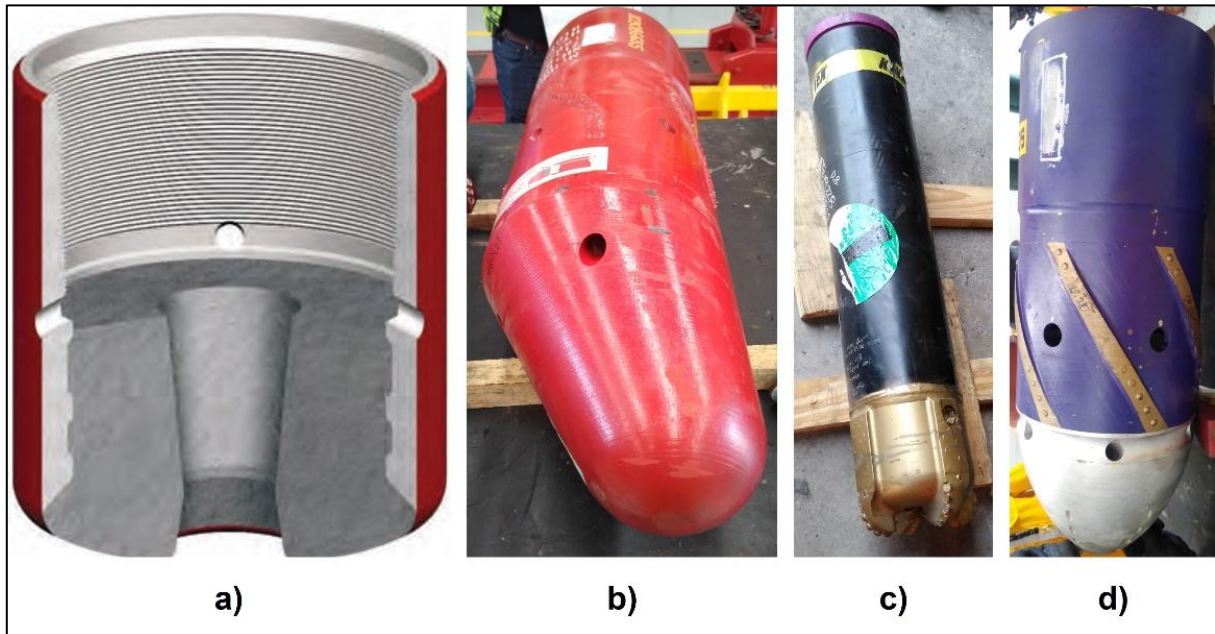
Las *zapatas guía y flotadoras* son cónicas y que generalmente tienen punta redonda con la cual guían a la TR hacia el centro del pozo para reducir cualquier impacto con las paredes del agujero descubierto o derrumbes. La diferencia entre ambas zapatas es que la guía no contiene ningún tipo de válvula de retención como la flotadora. Están elaboradas de acero en el exterior y de termoplásticos en el interior, además de que en la punta algunas pueden tener forma diferente llamada nariz, que permite mejor conducción de la sarta en el pozo. La nariz de estas zapatas puede ser de cemento, aluminio o de tipo composite, que soportan mayor carga de peso, abrasión y temperatura. Además, las zapatas son fabricadas para cada diámetro y rosca de las TR's.

Por otra parte, la *zapata diferencial* es similar a la flotadora en el exterior, pero el mecanismo interior es un sistema similar al cople diferencial.

La *zapata rimadora* también es parecida a la apariencia exterior de una zapata flotadora o diferencial, sin embargo, contiene insertos de acero que permite desbastar las paredes del agujero descubierto cuando se tienen formaciones muy abrasivas. La zapata rimadora puede combinarse con otras, por ejemplo, la zapata flotadora/ rimadora.

Otro dispositivo es la *zapata perforadora*. Esta cuenta con cortadores fijos similares a los de una barrena tipo PDC y no cuenta con nariz. Al igual que la zapata rimadora, la de cortadores fijos también puede desbastar a la formación o inclusive perforar el pozo a ciertas profundidades cuando se requiere. De acuerdo con las *Mejores Prácticas de Optimización* de Petróleos Mexicanos (2023), p. 36, las zapatas rimadoras y perforadoras se deben utilizar solo cuando se visualicen problemas de resistencia al bajar la TR al fondo o cuando existan registros de dificultades durante la perforación de la etapa o viajes.

Figura 3.58. Tipos de zapatas para tuberías de revestimiento.



Nota. a) Zapata guía. Adaptada del libro *Well Cementing*, por Ed Leugemors y Watherford International, (p. 364), 2006, SLB. En b) Zapata flotadora con nariz, c) Zapata perforadora y d) Zapata rimadora.

- **Centradores:** Según el informe técnico *API 10TR4 Selection of Centralizers for Primary Cementing Operations* (2008), la centralización adecuada de la tubería de revestimiento en la cementación primaria es fundamental para obtener cementaciones de calidad.

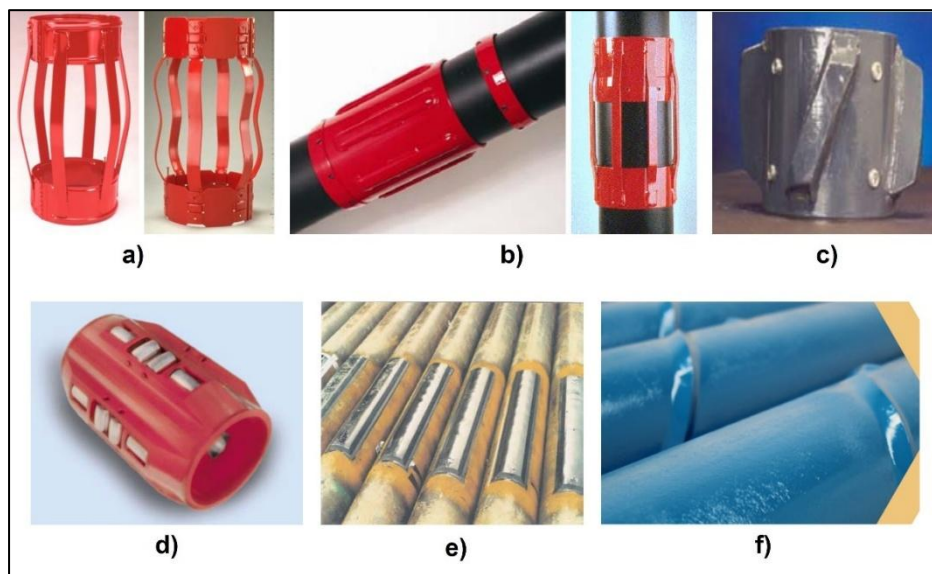
Ya en el subcapítulo 3.3.8. Centralización, se abordaron los beneficios y aspectos importantes sobre la centralización de tuberías de revestimiento, por lo que en esta sección se hablará particularmente de los centradores.

Un centrador es un dispositivo provisto de un collar articulado y centralizadores flexibles, de fleje, entre otros, para mantener a la tubería de revestimiento o liner en el centro del pozo con el fin de asegurar el emplazamiento eficiente de cemento alrededor de la sarta de revestimiento (SLB, 2025).

Existen distintos tipos de centradores, entre los que destacan los centradores rígidos, que se utilizan donde el diámetro del pozo es constante y calibrado. También se usan los centradores de arco de resorte o fleje, adecuados para agujeros irregulares o ensanchados, además, para agujeros con registro de grandes resistencias, como *torque y arrastre*, se utilizan los centradores con rodillos (ver figura 3.59). Para poder fijar estos accesorios a la TR se pueden utilizar abrazaderas, collarines o bisagras.

Otro tipo de centradores más recientes son los de resina con compuestos minerales, espiral de metal con recubrimiento de resina, y los de rociado térmico (ver figura 3.59). En general, esta nueva generación de centradores permite una mejor centralización de tuberías de revestimiento en agujeros estrechos o convencionales y reduce el efecto de *torque y arrastre* durante la introducción de TR y liner, así como la fricción y son capaces de soportar altas temperaturas de fondo y abrasiones.

Figura 3.59. Tipos de centradores utilizados en la cementación de tuberías de revestimiento.



Nota. Los diferentes tipos de centradores para TR son:

- a) Centradores de fleje sencillo y doble.
- b) Centradores rígido y rígido con fleje, en c) Centrador sólido con espiral.
- d) Centrador con rodillos.
- e) Centrador de resina o adheridos a la TR, adaptado del libro *Technical Report API 10TR4*, por el *American Petroleum Institute*. (pp. 3 – 5), 2008, *API*.
- f) Centrador con espiral metálico recubierto con resina. Adaptada del documento *Tecnologías de vanguardia para asegurar una buena cementación*, por *GICSA S.A. DE C.V.*, (p. 14), 2024.

- **Unidad de alta presión (U.A.P.):** Según la compañía SLB, la unidad de alta presión es un sistema de bombeo que se utiliza en operaciones de cementación y estimulación de pozos, accionada mediante una bomba triple de alta presión y una o más bombas centrífugas como apoyo para precargar a la bomba triple y manejar los fluidos de desplazamiento (SLB, 2025).

Las unidades de cementación se clasifican en terrestres de remolque y en móviles o de patín para operaciones marinas (ver figura 3.60). Comúnmente, las unidades de cementación se componen de un tanque de surgencia para tener una alimentación uniforme de cemento seco y un recirculador con mezclador de tobera de alta energía.

Además, las unidades de cementación contienen dos tanques de homogenización con capacidad de 6 a 25 Bls, dos bombas centrífugas de recirculación para mantener a la lechada en movimiento mejorando su esfuerzo constante o para abastecer a la bomba triple de alta presión para enviar el cemento al pozo. También contienen un *manifold* o múltiple de líneas para distintas combinaciones.

La eficiencia de las bombas en general oscila entre el 85% y el 90%, así como potencia entre los 200 y 500 caballos de fuerza dependiendo de los fabricantes. De igual manera, las unidades cuentan con uno o dos contenedores de almacenamiento de 10 Bls cada uno, también denominados *cajas*.

Figura 3.60. Unidades de alta presión para trabajos de cementación.



Nota. En a) Unidad de cementación para operaciones marinas y en b) Unidad para operaciones terrestres. Adaptado de curso *Cementaciones*, por Halliburton Energy, 2023.

La unidad de alta presión realiza la función de bombear al bache espaciador, al cemento y parte del desplazamiento hasta que dichos fluidos se coloquen en la posición final del diseño, por lo que maneja presiones de bombeo muy altas, superando a las bombas convencionales del equipo de perforación.

- **Bombas del equipo:** Son bombas reciprocantes que componen al sistema de circulación en cualquier equipo de perforación de pozos.

Su funcionamiento puede depender de motores accionados por medio de electricidad, gases o diésel, con potencia promedio de 1,750 caballos de fuerza, lo cual, les permite mover grandes volúmenes de fluido a una gran presión.

Según Enrique Rodríguez en el libro *Tecnología de perforación: Hidráulica de la perforación rotatoria* (1989), la potencia de la bomba es determinada por la longitud de la carrera, el diámetro del pistón y el valor máximo y mínimo de las emboladas por minuto establecidas por el fabricante.

Actualmente, en los equipos de perforación de pozos se utilizan las bombas de tipo tríplex de acción simple (ver figura 3.61), pues dichos dispositivos contienen tres pistones que permiten mayor velocidad de bombeo y mayor potencia que otras bombas como la bomba dúplex.

Por experiencia, regularmente las bombas del equipo suelen utilizarse para efectuar la parte final del desplazamiento en los trabajos de cementación, cuando ya no se requieren gastos o presiones muy altas de bombeo.

Figura 3.61. Bomba triplex del equipo de perforación.



Nota. Bomba triplex del sistema de circulación en el equipo de perforación. Adaptado de la página <http://oildrilling.es/2019/3-1-mud-pump-f-series.html>.

- **Equipo de adquisición de datos:** Este equipo está compuesto de sensores eléctricos que miden distintos parámetros de operación como gasto, presión, porcentaje de retorno de fluidos, sensores de medición de densidad, volumen acumulado, entre otros, a lo largo de toda la operación de cementación.

Los sensores del equipo de adquisición de datos mejoran significativamente la supervisión del trabajo en las operaciones, a la vez que almacenan datos para la evaluación posterior. Los datos almacenados pueden utilizarse para generar hojas de datos del trabajo y gráficos mejorados para un análisis más a fondo.

Figura 3.62. Pantalla del monitoreo de datos en tiempo real durante la cementación.



Nota. Programa de cómputo receptor de la información proporcionada por los sensores electrónicos del equipo de adquisición de datos instalados en líneas de entrada y salida del pozo, unidad de alta presión, etc. Adaptado del libro *Well Cementing*, por Bernard Dargaud and Linda Boukhelifa, (p. 632), 2006, SLB.

4. Procedimientos operativos para cementaciones primarias.

El 14 de octubre del 2016 se publicó en el *Diario Oficial de la Federación* la actualización de los *Lineamientos de Perforación de Pozos* por parte de la *Comisión Nacional de Hidrocarburos* (CNH) en los Estados Unidos Mexicanos. Dichos lineamientos mencionan en el ámbito de las consideraciones que las actividades de exploración y extracción de hidrocarburos son de interés social y público, las cuales, se deberán hacer con observación realizando las mejores prácticas y estándares de la industria tanto nacionales como internacionales para asegurar la eficiencia y continuidad de las actividades en la ejecución de proyectos.

Por otro lado, en dicho apartado de los lineamientos también se menciona que la Comisión tiene la facultad para la autorización de solicitudes de perforación de pozos a asignatarios y contratistas, por lo que, es de vital importancia establecer y supervisar los lineamientos aplicables en el diseño, perforación, terminación, mantenimiento y abandono de pozos.

Los trabajos de cementación de pozos petroleros se mantienen dentro de la rama de la perforación, como ya se mencionó anteriormente. Por esta razón, estas operaciones se encuentran de manera implícita en los lineamientos que se estarán mostrando en este apartado.

En el Título I, *De las Disposiciones Generales* y Capítulo Único, *Disposiciones generales*, se manifiestan los alcances de dichos lineamientos que a continuación se abordarán a manera de resumen:

- Artículo 1. Del objeto de los lineamientos: Como objetivo de estos procedimientos se tiene principalmente dar a conocer las obligaciones de los *operadores petroleros*²⁹, los requisitos y criterios para la autorización de la perforación de pozos y generalidades, así como los

²⁹ Según la Comisión Nacional de Hidrocarburos, el Operador Petrolero se refiere a los asignatarios y contratistas (CNH, 2013).

mecanismos para la supervisión del cumplimiento de los lineamientos, términos y condiciones de las autorizaciones.

- Artículo 2. Del ámbito de aplicación de los lineamientos: Menciona que dichas disposiciones son de carácter obligatorio para los operadores petroleros que requieran perforar un pozo en territorio mexicano, en cualquiera de las clasificaciones de yacimientos, así como, su ubicación terrestre o marítima en actividades de exploración o extracción de hidrocarburos.

En el Título segundo, *De las obligaciones relativas a la perforación de pozos*, Capítulo primero, *De las obligaciones generales*:

- Artículo 8. De la responsabilidad de los operadores petroleros: Dicta que los operadores petroleros son responsables de todas las actividades relacionadas a la perforación de pozos y de todos los efectos generados en estas, desde el diseño, construcción, terminación, mantenimiento y abandono de pozos.
- Artículo 9. De la observancia de las mejores prácticas: Los operadores petroleros deberán adoptar obligatoriamente las mejores prácticas de la industria en la perforación de pozos que se establecen en el Anexo II y las prácticas operativas señaladas en el Anexo V de los lineamientos (ver tabla 4.1 en el apartado 4.1. *Mejores prácticas de operación* de este documento) para observancia de la CNH. De igual manera, los operadores petroleros tendrán la oportunidad de proponer la adopción de normas, estándares y prácticas operativas que pudieran ser consideradas semejantes o superiores a las establecidas en los Anexos II, IV y V de los lineamientos, presentando certificaciones y documentación sobre los elementos técnicos detallados que acrediten ante la CNH el cumplimiento de las mejores prácticas, siendo siempre la Comisión quien dictamine el uso de las normas propuestas con base a la documentación existente.
- Artículo 10. Del resguardo de información: Los operadores deberán de realizar la documentación y resguardo de las actividades relacionadas a la perforación de pozos durante la vigencia de la asignación o contrato y hasta 5 años después del término de éstos.

Capítulo segundo, De los avisos y reportes.

- Artículo 16. De la notificación de incidentes o accidentes que afecten a la continuidad operativa, y de los obstáculos a la continuación de la perforación: Menciona que se deberá de notificar a la CNH acerca de cualquier incidente o accidente sucedido en las operaciones, así como también, de los obstáculos que impidan la continuidad de las actividades de perforación de pozos en un tiempo menor a las 12 horas de haber sucedido. Así mismo, se incluirá en la notificación la identificación del pozo involucrado, las acciones tomadas con la intención de controlar y disminuir el impacto del incidente, accidente u obstáculo, así como los cambios y modificaciones al programa de perforación sin olvidar las consecuencias de dichos cambios.

Título IV, *De la supervisión* en el Capítulo único, *Supervisión*.

- Artículo 49. De la supervisión del cumplimiento de los lineamientos: La CNH instaurará, substanciará y resolverá los procesos administrativos que correspondan con la supervisión del cumplimiento de los lineamientos de la perforación de pozos, conforme a la *Ley Federal de Procedimiento Administrativo*, según las disposiciones aplicables.
- Artículo 53. De las sanciones que podrá imponer la Comisión: Las sanciones ante el incumplimiento de los lineamientos de la perforación de pozos se realizarán por parte de la CNH con base al artículo 85 fracciones II y III y artículo 87 de la *Ley de Hidrocarburos*, así como, en términos del Título VI del *reglamento de la Ley de Hidrocarburos*. Las sanciones aplicadas serán en función de la severidad de la infracción y conforme al artículo 99 del *reglamento de la Ley de Hidrocarburos* y en la *Ley Federal del Procedimiento Administrativo*.

4.1. Mejores prácticas de operación.

En el Anexo II de los *Lineamientos de la Perforación de Pozos* publicados por la *Comisión Nacional de Hidrocarburos*, se establecen las *Referencias normativas* que se consideran como usan referencia normativa para la definición de mejores prácticas.

La normativa referenciada en el Anexo II de los Lineamientos de Perforación de Pozos, deberá ser observada obligatoriamente para los operadores petroleros durante el diseño, perforación, terminación, integridad, mantenimiento y otras actividades hasta su abandono, por lo que, los estándares deberán ser objeto de cualquier actualización periódica y su cumplimiento supervisado por la CNH.

Dicho lo anterior, solamente se tomarán en cuenta las normas y estándares relacionados directamente con el diseño, construcción, terminación, mantenimiento y abandono de pozos, y cualquier duda respecto a la interpretación de dichas normativas se podrá aclarar por escrito o en reunión programada solicitada por el operador petrolero a la CNH.

Para este subcapítulo, solo se mencionarán las mejores prácticas necesarias en la cementación primaria de pozos, eje central de este trabajo, aunque es importante aclarar que todas las normativas contenidas en el Anexo II de los lineamientos se refieren a todas las actividades referidas a la perforación de pozos y que no son objeto directo de esta investigación, aunque no son menos relevantes.

A continuación, en la tabla 4.1 se muestran las normas y estándares asociados con las mejores prácticas para las actividades de cementación primaria de pozos:

Tabla 4.1. *Normativa y estándares para las mejores prácticas en la cementación primaria de tuberías de revestimiento.*

No.	Estándar o Norma	Elemento técnico normado
1	API TR 1PER15K - 1	Protocolo para la verificación y validación de equipo de alta presión y alta temperatura.
2	API RP 65 - 1	Prácticas recomendadas para cementación en zonas de flujo de aguas someras en pozos de aguas profundas.
3	API RP 65 - 2	Cementación en zonas de flujo de agua someras en pozos de aguas profundas. Aislamiento de zonas de flujo potencial.
4	API Std 65 - 2	Aislamiento de zonas de flujo potencial durante la construcción de un pozo.
5	API RP 90	Prácticas recomendadas para el manejo de presiones anulares en pozos costa fuera.
6	API RP 92U	Operaciones de perforación bajo balance.
7	API RP 90 - 1	Manejo de presión en el espacio anular de TR's en pozos costa fuera.
8	API RP 90 - 2	Manejo de presión en el espacio anular de TR's en pozos terrestres.
9	API SPEC 10A	Especificaciones para cementos y materiales usados en la cementación de pozos.
10	ASTM C 150/ C150 M-16	Especificaciones para cemento Portland de la Sociedad Americana de Pruebas y Materiales.
11	API Spec 10D	Especificaciones para centradores flexibles de tuberías de revestimiento.
12	API RP 10B	Prácticas recomendadas para pruebas de cementos para pozos.
13	API RP 10D	Prácticas recomendadas para ubicación de centradores y pruebas de los sujetadores (<i>stop collars</i>).
14	API Spec 10TR - 4	Reporte técnico concerniente a las consideraciones que se deben tener en cuenta para la selección de centradores para actividades de cementación primaria.
15	ISO - 10426 - 1	Industrias de petróleo y gas natural - Cemento y materiales para la cementación de pozos - Parte 1. Especificaciones.
16	ISO - 10426 - 2	Industrias de petróleo y gas natural - Cemento y materiales para la cementación de pozos - Parte 2. Pruebas de cementación de pozos.

Nota. Estándares y normativas consideradas por la CNH para la definición de las mejores prácticas de operación en trabajos de cementación primaria de pozos. Adaptado del Anexo II de los *Lineamientos de Perforación de Pozos*, por la *Comisión Nacional de Hidrocarburos*, (p. 37 – 49), 2016, CNH.

4.1.1. Prácticas previas a la cementación de TR's.

En el Anexo V, *Guía para realizar actividades relacionadas con el aseguramiento de la integridad de pozos*, de los lineamientos, en el título 17, *Verificación de elementos previos a la actividad de cementación*, se enlistan las principales rúbricas a revisar antes de realizar un trabajo de cementación para asegurar éxito en las operaciones, por lo que, dichos requerimientos se resumen a continuación:

- a) El operador petrolero deberá tener y revisar los certificados de calidad proporcionados por los proveedores de cemento, aditivos, baches lavador y espaciador, así como, de cualquier producto adicional a utilizar.
- b) El cemento utilizado debe cumplir con la especificación *API SPEC 10A, Especificaciones para cementos y materiales utilizados en la cementación de pozos*, así como con la norma *ASTM C 150/ C 150 M – 16*, ambas mencionadas en la tabla 4.1.
- c) Con la intención de detectar cualquier indicio de mantos acuíferos, otros fluidos o litologías, se deberá realizar la adquisición de datos del agujero descubierto, en específico, de los registros geofísicos. De igual manera, los registros de geometría, temperatura y trayectoria serán necesarios para realizar el diseño de la cementación del pozo.
- d) Basado en las simulaciones de la cementación y la información adquirida del agujero descubierto, verificar y supervisar las pruebas de laboratorio para lechadas de cemento compatibles con los fluidos del pozo y del diseño propuesto, cumpliendo con la práctica recomendada *API RP 10B, Prácticas recomendadas para pruebas de cementaciones de pozos*.
- e) Para la centralización, como mínimo cumplir con las especificaciones *API Spec 10D, API Spec 10TR4* y *API RP 10D*, descritas en el cuadro 4.1 de este capítulo.
- f) Contar con los certificados de calidad y fichas técnicas de los accesorios a utilizar (tapones de cementación, zapatas, centradores, cople flotador, etc.). Por experiencia en campo, realizar la inspección sobre el funcionamiento, dimensionamiento y estado de los accesorios para evitar cualquier inconveniente.

-
- g) Realizar la inspección de las cabezas de cementar, accesorios y tubulares para asegurar su calidad y buen estado.

En el título 18 del Anexo V, *Empleo de las mejores prácticas en las actividades de revestimiento y cementación* de dichos lineamientos, también se mencionan las consideraciones a tomar para el diseño y ejecución de los trabajos de cementación primaria de pozo:

- a) Los operadores petroleros serán los responsables de las actividades de planificación, diseño, logística y ejecución de los trabajos de cementación en actividades relacionadas a la perforación, reparación y abandono de pozos.
- b) Los objetivos que se deben alcanzar en los trabajos de cementación primaria por los operadores petroleros son: Asentar las tuberías de revestimiento según la etapa correspondiente, aislar zonas de acuíferos, de alta y baja presión, zonas de interés y evitar comunicación entre los estratos ya perforados. Además, Proteger a la TR de los efectos de corrosión y de esfuerzos generados por las paredes del pozo, sellar fugas en TR e impedir la comunicación de fluidos del interior del pozo con el espacio anular.
- c) Es posible el uso de tecnología que pueda beneficiar y optimizar el proceso de cementación primaria o mejorar las condiciones de la operación cuando se tengan pérdidas de circulación o zonas con bajo gradiente de fractura; siempre y cuando se presente evidencias de que dicha tecnología ya ha sido probada con éxito y se deberá describir en el programa de cementación.
- d) Los operadores petroleros tienen la responsabilidad de todo el proceso de cementación de pozos, incluyendo la trazabilidad en los materiales de preparación de fluidos a bombear y sus propiedades, verificar que la operación se realice de acuerdo con el programa de cementación y el registro de actividades en tiempo real, así como, el almacenamiento de la información registrada en físico y digital.
- e) Para la evaluación de los trabajos de cementación primaria, se podrán realizar pruebas de integridad de presión y registros acústicos. En caso de cementar liners, realizar pruebas de afluencia en los colgadores.

-
- f) Implementar las mejores prácticas en la cementación incluyendo la norma *API RP 65 Prácticas recomendadas para cementación en zonas de flujo de agua someras en pozos de aguas profundas* para pozos que presenten potencial de influjo de agua desconocido o en pozos donde se tenga confirmada la presencia de acuíferos superficiales.
 - g) Realizar el completo relleno con cemento en el espacio anular entre la TR superficial y el agujero descubierto hasta la superficie para garantizar el aislamiento entre los acuíferos superficiales y los fluidos de perforación.
 - h) Cuando se detecten influjos de agua por medio del colgador de un liner, avisar a la CNH dentro de las siguientes 24 horas y ejecutar las medidas correctivas correspondientes.

Por otro lado, en el Título 19, *Actividades relacionadas con el fraguado*, del mismo Anexo V, se menciona que todo trabajo de cementación primaria deberá someterse a un tiempo determinado de fraguado, dependiendo de las características del cemento empleado, los aditivos para retardar o acelerar el fraguado y el tipo de pozos que se han cementado, tomando en cuenta los siguientes aspectos:

- a) En acuíferos superficiales, las TR's que llevan el mismo nombre deberán de asentarse mínimo 50 m por debajo de dichos mantos de agua para cubrirlos por completo.
- b) Para el fraguado de las TR's, se deberán esperar como mínimo 24 horas.
- c) Después de la cementación de cualquier TR, se deberá considerar un tiempo de espera de fraguado de cemento con base a la experiencia en operaciones de cementaciones previas y de otros pozos para que el cemento desarrolle mínimo 500 psi de resistencia al esfuerzo compresivo, por lo que, se recomienda no realizar actividades que comprometan la integridad de la cementación y del pozo antes de dicha resistencia. Si el operador petrolero considera que se pueden reanudar los trabajos en menor tiempo al ya mencionado, deberán señalarlo a la CNH con base en el numeral 19 del *Anexo V* de los *Lineamientos de Perforación de Pozos*.

Para finalizar, en la tabla 4.2 se muestran a manera de resumen algunos aspectos y requerimientos para la cementación de tuberías de revestimiento en sus distintas etapas:

Tabla 4.2. Aspectos y requerimientos para la cementación de tuberías de revestimiento.

Tipo de TR	Requerimientos	Requerimientos para la cementación
Conductora	El diseño de la TR y las profundidades de asentamiento se deben ajustar con base en los factores técnicos y geológicos relevantes. Estos factores incluyen la ausencia de Hidrocarburos, los riesgos potenciales y las profundidades del agua. Si se encuentra una presión de formación inesperada antes de la profundidad planificada de asentamiento, se debe colocar de inmediato la tubería de revestimiento.	Se debe utilizar suficiente cemento para llenar el nuevo espacio anular calculado hasta el lecho marino. Se debe verificar que el espacio anular se encuentra lleno mediante la observación de los retornos de cemento. Si no se observan retornos de cemento, se debe utilizar cemento adicional para asegurar que esté lleno hasta el lecho marino.
Superficial	El diseño de la TR y profundidades de asentamiento deben ajustarse con base en factores técnicos y geológicas relevantes. Estos factores influyen en los riesgos potenciales y las profundidades del agua.	Se debe utilizar suficiente cemento para llenar el espacio anular calculado. Entre la TR y el agujero descubierto se requieren al menos 61 m dentro de la TR conductora. Cuando existan condiciones geológicas, tales como fracturas cercanas a la superficie y fallas, se debe utilizar suficiente cemento para llenar el espacio anular calculado hasta el lecho marino.
Intermedia	El diseño de la TR y profundidad de asentamiento debe basarse en las características geológicas anticipadas o encontradas, o en las condiciones del agujero.	Se debe utilizar suficiente cemento para cubrir y aislar todas las zonas de Hidrocarburos y aislar todos los intervalos de presiones anormales de los intervalos de presiones normales. Como mínimo, se debe cementar el espacio anular y ubicar la cima del cemento 152 m por encima de la zapata de la TR y 152 m por encima de cada zona que deba ser aislada.
Producción	El diseño de la TR y profundidad de asentamiento debe basarse en las características geológicas anticipadas o encontradas, o en las condiciones del agujero.	Se debe utilizar suficiente cemento para cubrir o aislar todas las zonas de Hidrocarburos sobre la zapata. Como mínimo, se debe cementar el espacio anular y ubicar la cima del cemento, al menos 152 m por encima de la zapata de la TR y 152 m por encima de la zona productora.
Liners	Si se utiliza un Liner como conductor o como tubería de revestimiento de superficie, se debe asentar la boca del Liner al menos 61 m por encima de la zapata de la tubería de revestimiento anterior. Si se utiliza un Liner como tubería de revestimiento intermedia, por debajo de una tubería de revestimiento superficial o como tubería de revestimiento de producción por debajo de una tubería de revestimiento intermedia, se debe colocar la boca del Liner al menos 30 m por encima de la zapata de la tubería de revestimiento anterior.	Los requisitos para la cementación son similares a los especificados para las tuberías de revestimiento que tienen el mismo uso para el cual se utiliza el Liner. Por ejemplo, un Liner utilizado como tubería de revestimiento intermedia debe ser cementado de acuerdo con los requisitos de cementación para tuberías de revestimiento intermedia.

Nota. Criterios mínimos de diseño, instalación y cementación para cada tipo de tubería de revestimiento. Adaptado del Anexo V de los *Lineamientos de Perforación de Pozos*, por la *Comisión Nacional de Hidrocarburos*, (p. 114 – 115), 2016, CNH.

4.1.2. Procedimiento para cementación de TR de 16 pg.

En la sección 2.1. *Cementación primaria* de este documento, se abordaron los distintos tipos de tuberías de revestimiento usadas normalmente en la construcción de pozos petroleros y se mencionó también, que dentro de los rangos de diámetros de TR's intermedias se pueden encontrar las de 16 pg.

Dicho lo anterior, el procedimiento de cementación primaria que se mostrará a continuación pertenece específicamente a tuberías de revestimiento corridas intermedias. De acuerdo con George O. Suman Jr en *Cementing Handbook* (1977), la tubería de revestimiento intermedia debe aislar zonas con cambios notables de presión o con litologías que contengan agua connata y que puedan afectar al pozo, por lo que, si la etapa no es muy profunda y no se necesita gran volumen de cemento, es posible que la cementación de estas tuberías se realicen con una lechada de cemento puro, sin embargo, si las profundidades son mayores al igual que los volúmenes a utilizar, se puede cementar con dos lechadas, una de relleno con baja densidad que se bombeará primero y después otra lechada (de amarre) con mayor densidad que se posicionará en la zapata de la TR para un mayor aislamiento.

En la *Guía Práctica para Diseñar y Efectuar Cementaciones Primarias* (2008) y en el *Tomo 11. Ingeniería de Cementaciones en Un Siglo de la Perforación en México* (2010) de Petróleos Mexicanos, se describen los pasos para la secuencia de operación en cementaciones de TR's, así como las consideraciones previas, por lo que, para dar cumplimiento al programa de cementación se necesita que el personal responsable de la operación realice las siguientes actividades:

- Verificar que el cemento almacenado en silos no sobrepase los 20 días en resguardo, de lo contrario, solicitar la sustitución del cemento por una molienda reciente.
- Revisar la molienda del cemento recibido y durante el acopio de este, recolectar muestras para verificar que el cemento no se haya contaminado durante su transporte.

-
- Confirmar que la cantidad de materiales sea suficiente para la elaboración de lechadas o baches.
 - Verificar que los equipos y herramientas cumplan con sus especificaciones, rangos de funcionamiento y buen estado físico, cotejando cada lista de verificación y fichas técnicas.
 - Tomar muestras de agua de perforación, aditivos, cemento y/o baches espaciadores que será utilizados en el lugar de trabajo para su envío a laboratorio.
 - Revisar la instalación de líneas de cementación, de la cabeza de cementar y sus tapones diafragma y sólido.
 - El personal deberá registrar y supervisar a detalle toda la operación de cementación, desde el mezclado y bombeo de baches y lechadas, parámetros de bombeo, volumen y presión, densidades correctas, tiempos de bombeo y fraguado. En síntesis, se ejecutará de manera estricta el programa de cementación.

La secuencia de pasos para llevar a cabo la operación de cementación se enlista a continuación:

- a) Realizar junta de seguridad con el personal involucrado en la operación.
- b) Preparar bache espaciador en presas o *bacheras* y acondicionarlas hasta su bombeo al pozo.
- c) Efectuar circulación de un ciclo o ciclo y medio de lodo perforación para movilizar el fluido presente en el espacio anular. En caso de tener alguna pérdida de circulación, bombear un tiempo de atraso para limpieza de pozo.
- d) Instalar la cabeza de cementar en la boca del pozo y colocar el/los tapones en la posición correcta dentro de la cabeza. Verificar que los indicadores estén en posición, así como los pines de resguardo/ liberación de tapones. Tener en cuenta la presión máxima de trabajo de la cabeza de cementar.
- e) Instalar líneas de 2 pg y probar con máximo 5,000 psi. Por experiencia en campo, se realizan dos pruebas: una con presiones bajas en rangos de 300 y 500 psi durante 5 minutos con la intención de detectar posibles fugas y otra con presiones altas entre 1,000 y 5,000 psi durante 10 minutos para confirmar hermeticidad en líneas y válvulas.

-
- f) Iniciar el bombeo de bache espaciador con la unidad de alta presión conforme al volumen y gasto establecido en el programa de cementación.
 - g) Lavar cajas y líneas para eliminar residuos de bache espaciador.
 - h) Si la cabeza de cementar es doble, liberar el tapón diafragma contando el número de vueltas para retraer los pines de alojamiento y cerrar la válvula número uno del *manifold*, verificando que el indicador de paso haya cambiado de posición debido al paso del tapón. En caso de que la cabeza sea sencilla y se utilicen dos tapones, liberar el tapón diafragma y verificar su paso con el indicador, para posteriormente abrir la tapa de la cabeza e introducir el tapón sólido con los pines de liberación/ alojamientos previamente posicionados. Por último, si la cabeza de cementar es sencilla y sólo se usará un solo tapón, normalmente es el sólido por lo que, no se deberá liberar.
 - i) Mezclar y bombear el volumen de la lechada de cemento de llenado de acuerdo con el programa de cementación, cuidando que la densidad requerida sea constante y que la lechada se mantenga homogénea. Al inicio, el bombeo debe realizarse con bajo gasto para romper el estado de gelificación del lodo y reestablecer la circulación.
 - j) Mezclar y bombear la lechada de amarre de acuerdo con el programa de cementación, verificando su homogeneidad y la densidad constante durante todo el bombeo del cemento.
 - k) Liberar el tapón sólido, top o de desplazamiento dando las vueltas contadas en el vástago para retraer los pines de alojamiento. Si se usa una cabeza de cementar doble, verificar que el tapón active al indicador de paso y cerrar la válvula 2 del *manifold*. Si es cabeza sencilla para usar con dos tapones, revisar que el segundo tapón ya haya sido colocado y el indicador puesto en su posición inicial, para que al liberar al tapón sólido se vuelva a activar. Si la cabeza de cementar usada es sencilla con un solo tapón, liberar al tapón y observar su paso por el indicador. En caso de no observar el paso del tapón o que el indicador no se haya activado, se deberá bombear solo el volumen teórico de desplazamiento, es decir, el volumen calculado.

-
- l) Iniciar el desplazamiento. Después de liberar el tapón sólido, bombear el volumen de bache espaciador con base en el programa de cementación, usando la unidad de alta presión *UAP* o la bomba del equipo. Posteriormente, bombear el volumen de fluido de perforación y el volumen de agua de perforación de acuerdo con el programa.

En caso de bombear con *UAP*, cuando se acerque el volumen calculado para la llegada del tapón sólido al fondo y acoplar con el tapón diafragma, se recomienda disminuir el gasto de bombeo para evitar cambios bruscos de presión en el interior de la TR. De igual manera, si se bombea con la bomba del equipo, disminuir el gasto cuando el 70% del volumen de desplazamiento haya sido bombeado.

Cuando se esté por finalizar el desplazamiento, disminuir el gasto de bombeo a 4 o 5 bpm cuando falten los últimos 10 Bls. En casos de pérdidas de circulación, disminuir el gasto a 1 o 2 bpm para evitar inducir o agravar alguna pérdida de circulación.

En caso de ya haber bombeado todo el volumen programado de desplazamiento y no alcanzar presión final habiendo observado la liberación del tapón sólido, bombear medio volumen de *shoe track*. Si no se observó el paso del tapón sólido, sólo bombear el volumen teórico de desplazamiento para evitar una posible *zapata lavada*.

- m) Desfogar la presión final al permitir el retorno de lodo a cajas de la *UAP* y al mismo tiempo verificar el correcto funcionamiento del equipo de flotación. Para lograr dicha verificación, abrir la válvula de descarga hacia las cajas de la *UAP* y cuantificar el volumen de lodo que regresa del pozo, que debe coincidir con el volumen calculado o simulado y posteriormente, el flujo deberá detenerse, señal de que el equipo de flotación funcionó correctamente. Para finalizar, desinstalar la cabeza de cementar y recargar la TR en el fondo para esperar el tiempo de fraguado determinado en las cartas de esfuerzo compresivo y posteriormente continuar con las actividades de cambio de etapa.

n) Si el flujo de lodo no se detiene durante la verificación del equipo de flotación, cerrar las válvulas de descarga para revisar el comportamiento de la presión diferencial, después, bombear hacia el pozo los fluidos que retornaron para intentar recuperar la presión final. Al alcanzar dicha presión, cerrar las válvulas de la cabeza de cementar y esperar fraguado con el pozo represionado, monitoreando el comportamiento de la presión hasta alcanzar mínimo 500 psi de esfuerzo compresivo para poder desinstalar la cabeza de cementar y el equipo de cementación.

4.1.3. Evaluación de las cementaciones primarias.

Después de realizar toda la secuencia operativa en los trabajos de cementación primaria de tuberías de revestimiento y haber esperado el tiempo de fraguado del cemento requerido en el programa de cementación y en las cartas de esfuerzo compresivo, se realiza la evaluación de la cementación.

Esta evaluación tiene la función de verificar si la cementación primaria cumple o no con sus objetivos desde distintos puntos de vista, es decir, no hay un solo parámetro por evaluar, por lo que, hay distintos métodos y tipos de valoración.

Para comenzar, la evaluación se divide en dos partes. La primera parte se realiza durante la operación de cementación, donde el personal encargado de la supervisión tiene la tarea de dar seguimiento a la logística de materiales, cálculos de volúmenes y presiones, monitoreo durante la operación a parámetros de densidad, volúmenes, presiones y gastos de bombeo, así como, a las actividades posteriores apegadas al programa de cementaciones y a las mejores prácticas y con base en estas descripciones, se elaborará el reporte de cementaciones en donde se determinará si la cementación fue exitosa o no. Esta primera fase solo es específicamente hablando de los trabajos de cementación, pues fuera de esta actividad, el personal es responsable de la perforación e introducción de tubería de revestimiento, en otras palabras, no se limita a solo cementar.

La segunda fase de la evaluación se realiza post operación, es decir, ya que se terminaron las actividades de cementación y la espera del tiempo de fraguado. Como se mencionó al inicio de esta sección, la valoración de la cementación depende del parámetro que se desea verificar: Profundidad de las cimas de cemento en espacio anular, presencia de cemento en determinadas zonas, adherencia del cemento entre la formación y la tubería de revestimiento, hermeticidad en el pozo y la zapata de la TR, así como, la consistencia del cemento fraguado.

Generalmente, varios autores de distintos estudios sobre cementaciones de pozos coinciden en que este tipo de evaluación de cementaciones se realiza por dos métodos, la valoración por *pruebas hidráulicas* y por medio de *registros*, dentro de los cuales se encuentran los de temperatura, radioactivos, acústicos y sónicos. Adicionalmente, también se suele utilizar en campo un tercer tipo de valoración por medio de *pruebas mecánicas*. Este método se utiliza para poder describir la *consistencia* del cemento fraguado.

El método de evaluación por *pruebas hidráulicas* consiste en realizar una prueba de presión en el interior del pozo cuando el cemento ya ha alcanzado el tiempo de fraguado recomendado. Según Mickael Allouche y otros autores en *Cement Job Evaluation* del libro *Well Cementing* (2006), este tipo de pruebas suelen realizarse después de cementar tuberías de revestimiento superficiales e intermedias en dos ocasiones:

- **Antes de rebajar los accesorios y el equipo de flotación:** Se realiza sobre la cima del cemento en el interior de la TR con el objetivo de verificar la integridad mecánica de la cementación mediante el bombeo de fluido de control al interior del pozo cerrado. La presión utilizada para esta prueba no debe ser mayor al esfuerzo compresivo final alcanzado por el cemento fraguado, por lo cual, se considera la carga hidráulica generada por el fluido de control bombeado más la presión hidráulica ejercida por la bomba en un periodo de tiempo que generalmente oscila entre los 15 y 30 minutos con presión contenida, de lo contrario, podrían originarse daños al cemento y su adherencia a la TR.

- **Antes de rebajar la zapata de la TR:** Procedimiento para evaluar el amarre de la zapata, su hermeticidad y su resistencia a presiones posiblemente mayores en la perforación de las etapas siguientes mediante el bombeo de fluido de control hacia el interior del pozo y con el retorno cerrado para acumular presión y poder realizar la prueba en un periodo de tiempo determinado. Por experiencia en campo, el rebaje de cemento se hace 5 m antes de la zapata de la TR cementada y en esta valoración de presión se prueba de manera más real la integridad del cemento.

Según la Comisión Nacional de Hidrocarburos en el Anexo V de *los Lineamiento de Perforación de Pozos* (2016), numeral 21, se deben realizar pruebas de presión a tuberías de revestimiento intermedias con el 70% de la presión interna de estas y se consideran satisfactorias si la presión inicial disminuye menos del 10% en un periodo de 30 minutos, sin embargo, de no ser exitosa y perder más del 10% de la presión inicial, el operador petrolero deberá investigar la causa y notificará a la CNH brindando las acciones correctivas de problema.

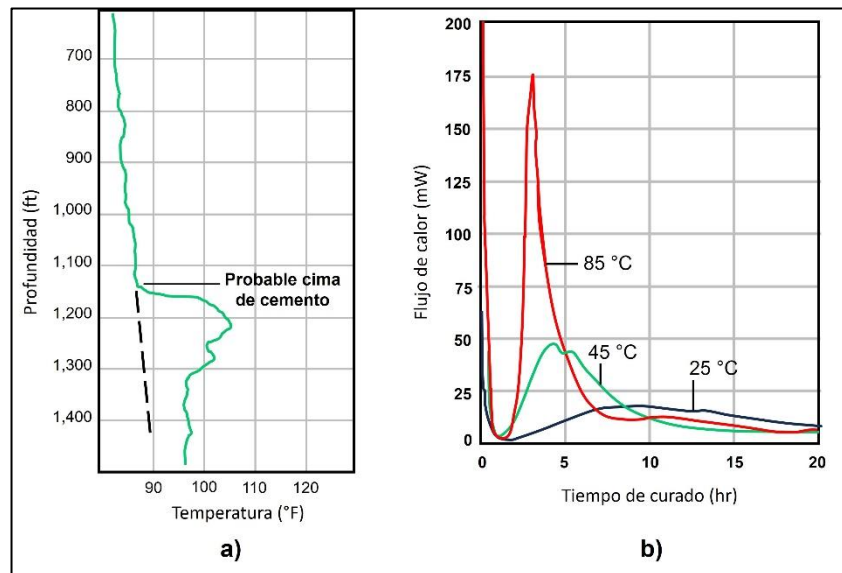
Si la primera prueba de presión es exitosa, el paso siguiente será la molienda de accesorios y de cemento antes de llegar a la zapata de la TR para realizar la segunda prueba. En caso de que en alguna de las dos evaluaciones no haya hermeticidad, será necesario realizar una remediación, dando paso a las cementaciones secundarias.

El método de evaluación de cementaciones mediante la toma de *registros* utiliza varias fuentes para obtener información sobre la calidad de las cementaciones. Los registros utilizados son los siguientes:

- **Registro de temperatura:** Los estudios de temperatura se utilizan para detectar la altura máxima del cemento en el espacio anular de manera precisa, pero no pueden determinar la calidad del cemento o su eficiencia para prevenir la migración vertical de fluidos (Suman, 1977).
Este registro se corre entre 12 y 24 horas después de haber terminado la cementación, cuando el cemento aún está en proceso de hidratación y ocurre un proceso exotérmico.

Según Allouche y otros autores en *Well Cementing* (2006), las anomalías máximas de temperatura durante la hidratación de cemento oscilan entre 17 °C y 72 °C, dependiendo del espesor del cemento posicionado detrás de la TR y de la conductividad térmica de la formación, entonces, mientras el claro anular relleno de cemento sea mayor, más fácil se podrá detectar el cambio en el perfil de temperatura del pozo con la sonda, de lo contrario, si el claro anular es estrecho será más difícil detectar el cambio de temperatura. El contenido de materiales presentes en el diseño de la lechada de cemento influye en la liberación de calor, por lo que, las lechadas con algunos aditivos como los expansivos aumentan la posibilidad de ser detectados con mayor facilidad. Los valores obtenidos durante la toma del registro se concentran en un perfil de temperaturas similar al que se muestra en la figura 4.1.

Figura 4.1. *Comportamiento de un registro de temperatura.*



Nota. Representación de los registros de temperatura donde:

a) Comportamiento del perfil de temperatura donde se nota que este parámetro aumenta y no sigue la tendencia normal por el proceso exotérmico de la hidratación del cemento, por lo que, a la profundidad donde se observa el cambio está la cima de cemento en el espacio anular.

b). La temperatura del cemento aumenta en función del pozo mientras se hidrata.

Adaptado del libro *Well Cementing*, por Mickael Allouche y otros autores, (p. 551 – 552), 2006, SLB.

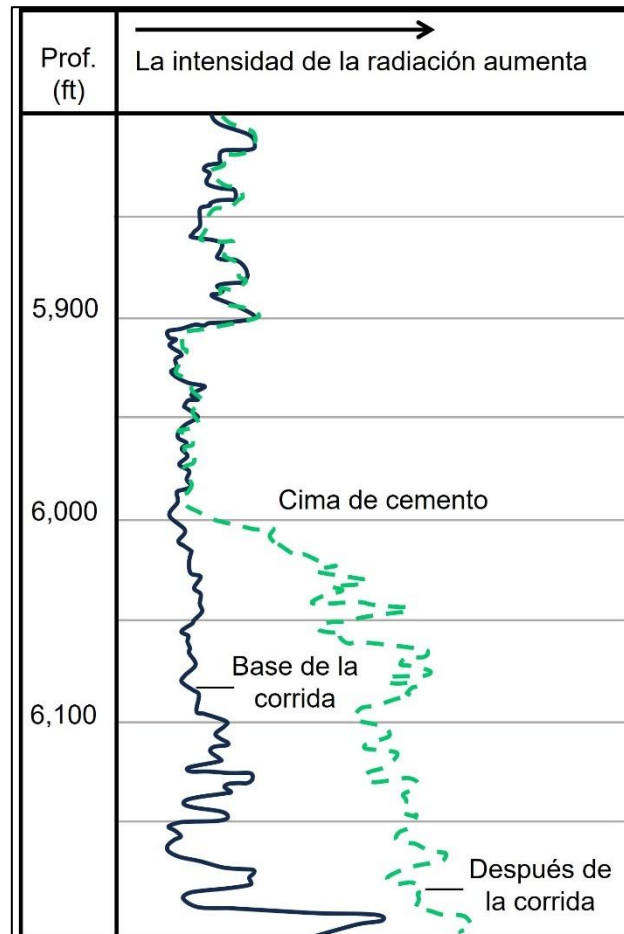
- **Registros nucleares o radioactivos:** Al igual que el registro de temperatura, los nucleares y radiactivos también cuantifican las cimas de cemento en el espacio anular, indican la presencia o ausencia de cemento tras la TR e incluso el volumen de cemento utilizado. Para realizar la toma de registros primero es necesario de hacer uso de materiales radiactivos también llamados trazadores (ver tabla 4.3). Estos trazadores pueden ser solubles con el agua de mezcla para preparar las lechadas de cemento o agregarse a los fluidos de control usados antes y después de la cementación. Posteriormente, usando un registro de rayos gamma, se realiza la comparación de los datos obtenidos antes de la cementación y del uso del trazador respecto a la información recabada después de la cementación y en presencia de los materiales radioactivos enviados al fondo del pozo (ver figura 4.2). Para elegir que trazador utilizar, existen dos criterios de selección, uno es por tiempo de vida, donde se tienen trazadores con larga vida que se usan para estudios prolongados o de vida corta que sólo duran radioactivos por días o meses para después perder su efecto y regresar las señales gamma a las iniciales. El segundo criterio es por la cantidad de rayos gamma emitidos, es decir, algunos trazadores pueden potencializar la señal de los rayos más que otros, por lo que, se pueden usar aquellos materiales con mayor señal gamma en menor cantidad.

Tabla 4.3. Trazadores más comunes en registros nucleares.

Nombre del elemento	Vida media (días)	Energía principal de rayos gamma (MeV)
Cr ⁵¹	27.7	0.32
Fe ⁵⁹	45	1.1
Br ⁸²	1.5	0.77
I ¹³¹	8	0.36
Ir ¹⁹²	74	0.32
Au ¹⁹⁸	2.7	0.41

Nota. Materiales radioactivos o trazadores más usados para registros nucleares. Adaptada del libro *Well Cementing*, por Mickael Allouche y otros autores, (p. 554), 2006, SLB.

Figura 4.2. Registro típico nuclear con uso de trazadores para determinar cimas de cemento en espacio anular.



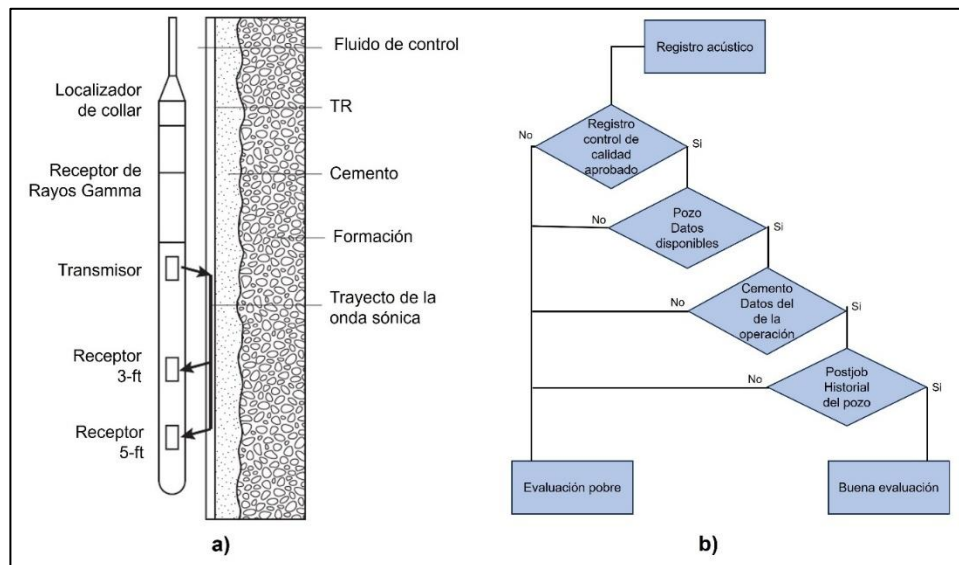
Nota. Comportamiento del registro radiactivo o de rayos gamma en presencia de trazadores. La diferencia entre las señales de los rayos gamma es notable a determinada profundidad, lo que se interpreta como la cima del cemento en el espacio anular. Adaptado del libro *Well Cementing*, por Mickael Allouche y otros autores, (p. 554), 2006, SLB.

George O. Suman Jr y Richard C. Ellis en *Cementing Handbook* (1977), mencionan que las desventajas de utilizar registros con trazadores radioactivos tiene serias repercusiones en la salud del personal humano si no se tienen las precauciones adecuadas, así como los altos costos monetarios.

- **Registros acústicos:** Los registros que recaban información por medio de ondas acústicas o mecánicas son los más comunes y utilizados para evaluar la adherencia de la columna de cemento detrás de las tuberías de revestimiento en un tiempo determinado después de los trabajos de cementación.

Para realizar la corrida de este tipo de registros se utiliza una sonda con un emisor y un receptor aislado para recibir la energía sónica (ver figura 4.3). La respuesta acústica de las herramientas de sondeo está directamente relacionada con las propiedades acústicas de los materiales que rodean el entorno, es decir, la TR, el cemento y la formación, así como con la calidad de acoplamiento entre estos tres elementos. El correcto análisis de los registros necesita de toda la información disponible de la perforación y cementación de la etapa para realizar una buena interpretación, por lo que, se necesita tener un aceptable control de calidad del registro en una evaluación exitosa. El registro acústico usado para este fin es el registro de adherencia de cemento (CBL por sus siglas en inglés³⁰).

Figura 4.3. Obtención de información mediante un registro acústico.



Nota. La obtención de los datos acústicos ocurre cuando se realiza la toma de registros para su interpretación.

a) Sonda de registro CBL.

b) Diagrama de flujo para evaluación de cementaciones con registros acústicos.

Adaptado del libro *Well Cementing*, por Mickael Allouche y otros autores, (p. 555 – 562), 2006, SLB.

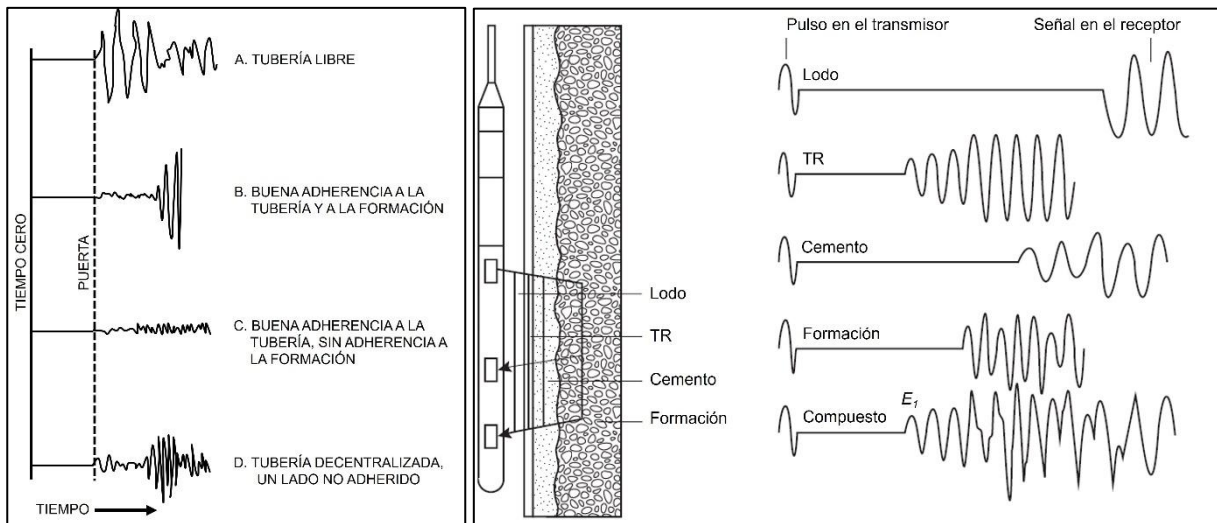
³⁰ Acoustical Cement Bond Logging.

La herramienta para registros CBL regularmente corre registros combinados, por ejemplo, el CBL – VDL que se muestra en la figura 4.3. Esta sonda contiene un transmisor acústico y en la mayoría de los casos, dos receptores para captar las señales sónicas de vuelta, además, un receptor de rayos gamma que, aunque no son esenciales para la interpretación del CBL si proporcionan datos complementarios.

Respecto al funcionamiento, el emisor emite varias repeticiones de ondas acústicas de duración de 50 μ s y con frecuencia de repetición que oscila entre los 10 y 60 Hz aproximadamente (Allouche, Guillot, Hayman, Butsch, & Morris, 2006). Las emisiones de energía sónica se propagan como una barrera esférica, en todas direcciones y haciendo distintas trayectorias (ver figura 4.4), la primera es teniendo contacto con la TR, donde la mayoría de las ondas tienden a hacer refracción hacia la sonda del CBL y son captadas por los receptores, brindando mediciones de amplitud y tiempos de tránsito que se plasman en el registro, mientras que el resto de las ondas logran traspasar a la TR, al cemento y al lodo hasta llegar a la formación. En la propagación de energía acústica, relativamente las ondas que se refractan de las paredes de la TR llegan primero a los receptores debido a que la distancia a la sonda del registro es más corta, pero en ocasiones poco comunes, las ondas refractadas de la formación pueden llegar antes, por lo que, un buen registro provee información de adherencia de cemento siempre y cuando las ondas provenientes de la TR lleguen primero.

Cuando las señales sónicas atraviesan la TR pierden energía, fenómeno comúnmente llamado atenuación de la amplitud de las ondas y puede ser variable dependiendo del material que haya tras la tubería de revestimiento en el espacio anular, por ejemplo, si hay material sólido adherido al cemento la atenuación será mayor, señal de una baja amplitud.

Figura 4.4. Ejemplos de trayectorias en señales acústicas de registros de adherencia.

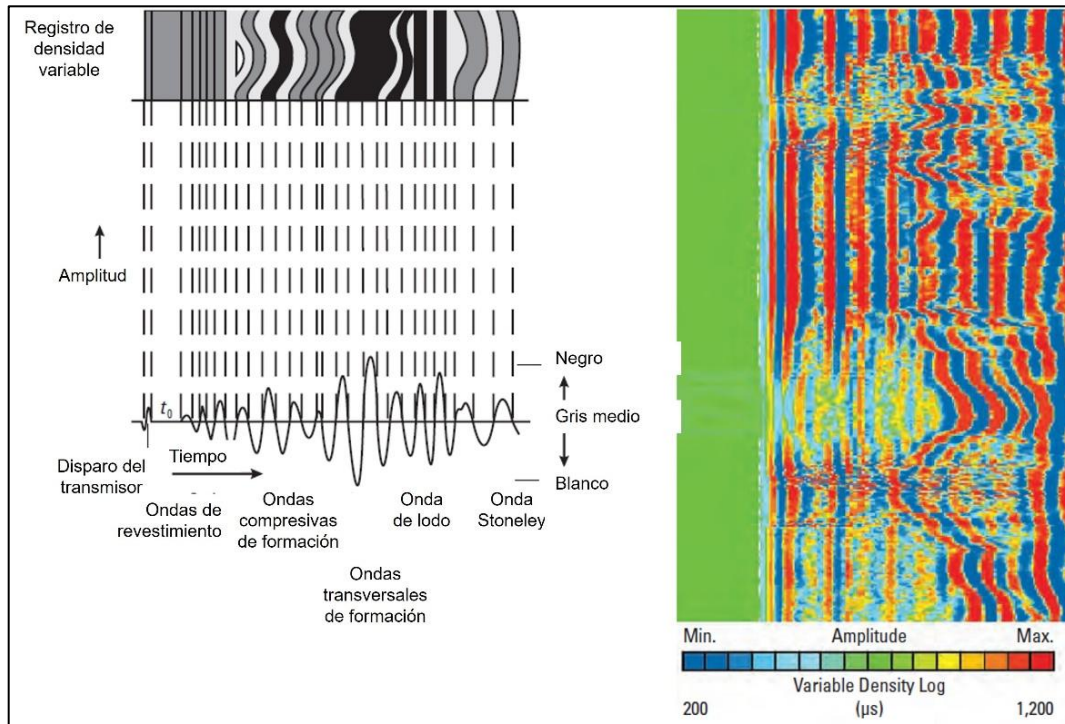


Nota: De lado izquierdo, ejemplificación de la trayectoria observada en distintos registros que indican las condiciones de la cementación y de la TR. Adaptado del libro *Cementing Handbook* por George O. Suman Jr y Richard Ellis, (p. 69), 1977, *Gulf Publishing Company*. De lado derecho, comportamiento de las trayectorias de ondas en presencia de los materiales detrás de la TR plasmados en los registros. Adaptado del libro *Well Cementing*, por Mickael Allouche y otros autores, (p. 563), 2006, SLB.

Dicho lo anterior, cuando el registro detecta alta amplitud en las ondas acústicas recibidas, se interpreta que no hay adherencia del cemento a la tubería de revestimiento. Si la amplitud es baja en el revestimiento, hay adherencia tanto en la formación como en la TR, pero si la amplitud se atenúa en las ondas del revestimiento y de la formación, entonces solo hay adherencia en la TR, pero no en la formación.

Por otra parte, la combinación de los registros CBL y VDL proporciona una mejor visualización del comportamiento de las amplitudes de onda con ayuda de escalas de grises, donde la amplitud cero es gris claro, conforme aumenta se oscurece y si disminuye, el color tiende a blanquearse. De igual manera, a veces no se utiliza la escala de grises, sino de colores, el rojo para amplitudes positivas, verde para cero y azul para amplitudes negativas.

Figura 4.5. Representación de las señales sónicas en ondas de la herramienta CBL – VDL.



Nota: De lado derecho se muestra la representación en escala de grises de las señales acústicas en forma de ondas, desde las ondas en TR hasta las de formación y lodo. En la derecha se aprecia el mismo estudio, pero en colores. Ambas representaciones corresponden a la combinación de registros CBL – VDL. Adaptado del libro *Well Cementing*, por Mickael Allouche y otros autores, (p. 564), 2006, SLB.

En la figura 4.5. se ilustra la ejemplificación del registro CBL – VDL que representa las señales sónicas en forma de ondas en escala de grises o en colores. Cuando se tienen patrones ondulados, se interpreta que existe un buen acoplamiento entre la TR, el cemento y la formación, sin embargo, esta afirmación está sujeta a distintos tipos de formaciones en estudios más profundos.

Otro método utilizado para la evaluación de la cementación primaria son las pruebas *mecánicas* realizadas para determinar la consistencia del cemento.

En campo ya con el cemento fraguado, se realiza el reconocimiento de la profundidad interior del pozo *P.I.* introduciendo comúnmente una sarta lisa con barrena tricónica, posteriormente, se utilizan dos maneras arbitrarias de verificar la consistencia del cemento que ya está fraguado en el interior del pozo:

- **Relación del peso, tiempo y longitud de rebaje:** Consiste en rebajar el cemento del interior de la TR observando el peso sobre barrena y los metros perforados por minuto. Si se detecta que el rebaje de cemento se realiza con pocos metros por minuto y con peso considerable en la sarta, se interpreta que el cemento es consistente porque hay dificultad para desbastarlo. Por otro lado, si la sarta no ejerce demasiado peso y en un minuto hay un aumento de metros perforados, la resistencia al perforar es baja lo que indica un cemento no consistente.
- **Análisis de recortes y lascas recuperadas en superficie:** Esta manera de evaluar al cemento consiste en la observación de los recortes que llegan a la superficie durante el rebaje de cemento que se encuentra en el interior de la TR. Si los recortes o lascas de cemento fraguado se desintegran fácilmente al manipularlos, es indicio de que no es consistente, caso contrario si el cemento permanece íntegro y difícil de desintegrar.

5. Caso de estudio. Cementación de la TR de 16" a 1,800 md en el pozo Melón - 55.

El presente caso de estudio tiene como objetivo demostrar que los conceptos, procedimientos y procesos de la teoría ya plasmada en este trabajo no deben abordarse por separado, es decir, se han considerado dos procesos dentro de la cementación primaria de pozos, la planeación y la operación; dichas etapas de la cementación de pozos se complementan una con la otra para poder asegurar un buen trabajo, una cementación integral y eficiente de tuberías de revestimiento, optimizando el tiempo y la economía en las actividades. A continuación, se estudiará la cementación de una de las etapas del pozo al cual se le asignó el nombre de Melón – 55, donde se tendrá un análisis desde la planeación hasta la ejecución y evaluación de la cementación.

5.1. Presentación del problema.

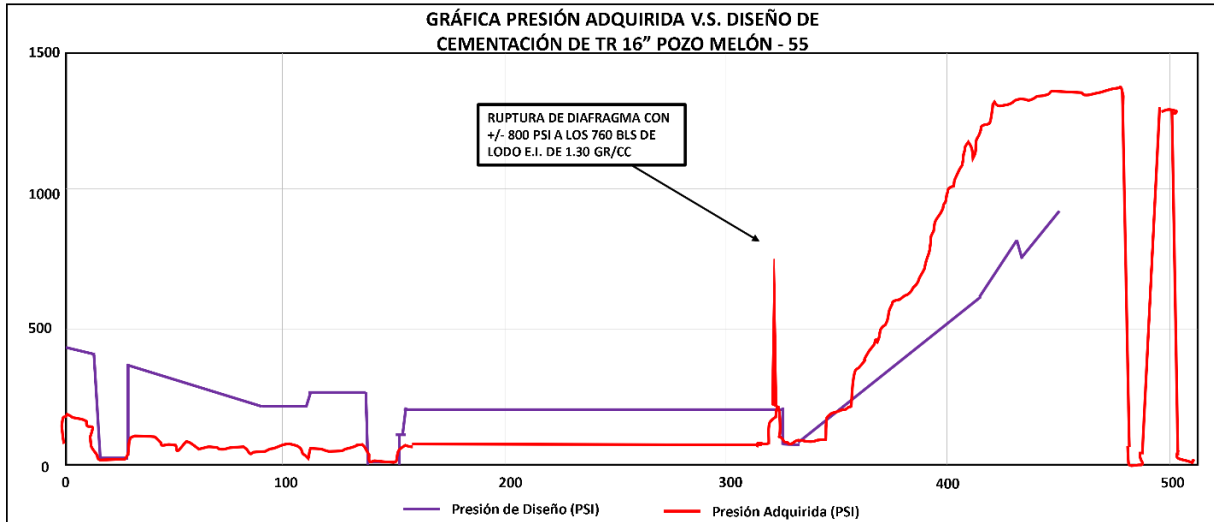
Para la cementación de la tubería de revestimiento de 16 pg a 1,800 md en el pozo Melón – 55, se realizó el diseño para las lechadas de cemento de acuerdo con las condiciones y datos del pozo, se efectuaron las pruebas de laboratorio como sustento del diseño, obteniendo los resultados buscados, así como las simulaciones de operación necesarias que mostraran lo más real posible el comportamiento de los fluidos, presiones y gastos durante la cementación. De igual manera, se revisaron las herramientas y equipos a utilizar en la operación, sin embargo, la cementación no ocurrió de acuerdo con lo planeado.

Dado lo anterior y con TR de 16 pg posicionada a 1,800 md, se instalaron el tapón diafragma en el interior de la TR y la cabeza de cementar sencilla con presión de trabajo de 1,500 psi y tapón sólido al interior de la cabeza de cementar, verificando el número de vueltas de los pines para su liberación. Posteriormente, se verificó libre flujo de UAP a piso de perforación, también instalaron equipo de monitoreo, se colocaron y probaron líneas de 2 pg con 300 psi en bajas y 1,300 psi en altas por 10 minutos.

Al terminar los preparativos de la cementación, bombearon 70 Bls de bache espaciador de 1.40 g/cm^3 , después, se mezcló y bombeó con UAP, 297.16 Bls de lechada de llenado de 1.60 g/cm^3 a 4 bpm con presión de bombeo de 355 – 220 – 210 psi y 109.33 Bls de lechada de amarre de 1.90 g/cm^3 con 4 bpm y presión de bombeo de 190 – 250 – 270 psi. Se liberó tapón sólido observando su paso por el indicador e inició el desplazamiento del cemento con UAP de 10 Bls de fluido espaciador de 1.40 g/cm^3 . Con bomba del equipo bombeó 850 Bls de lodo E.I. de 1.30 g/cm^3 a 5 bpm con presión de bombeo de 180 – 200 – 300 psi. Posteriormente, continuaron bombeando con bomba del equipo 220 Bls de lodo E.I. de 1.30 g/cm^3 a 3 bpm con 250 – 180 – 1,300 psi, donde suspende desplazamiento por observar incremento de presión, habiendo bombeado 1,070 de 1,206 Bls totales de lodo de perforación E.I. de 1.30 g/cm^3 .

Teniendo 760 Bls de lodo E.I. de 1.30 g/cm^3 bombeados dentro del pozo, se observa el acomodo y ruptura del tapón diafragma en el cople con +/- 800 psi (ver figura 5.1), llegando a los 1,070 Bls de desplazamiento, la presión incrementa a 1,300 psi y se detiene el desplazamiento, quedando 136.60 Bls sin bombear. Adicionalmente, el comportamiento de la presión durante la operación es menor a la esperada hasta la ruptura del diafragma, donde el aumento de esta difiere aún más de la presión de diseño de la cementación.

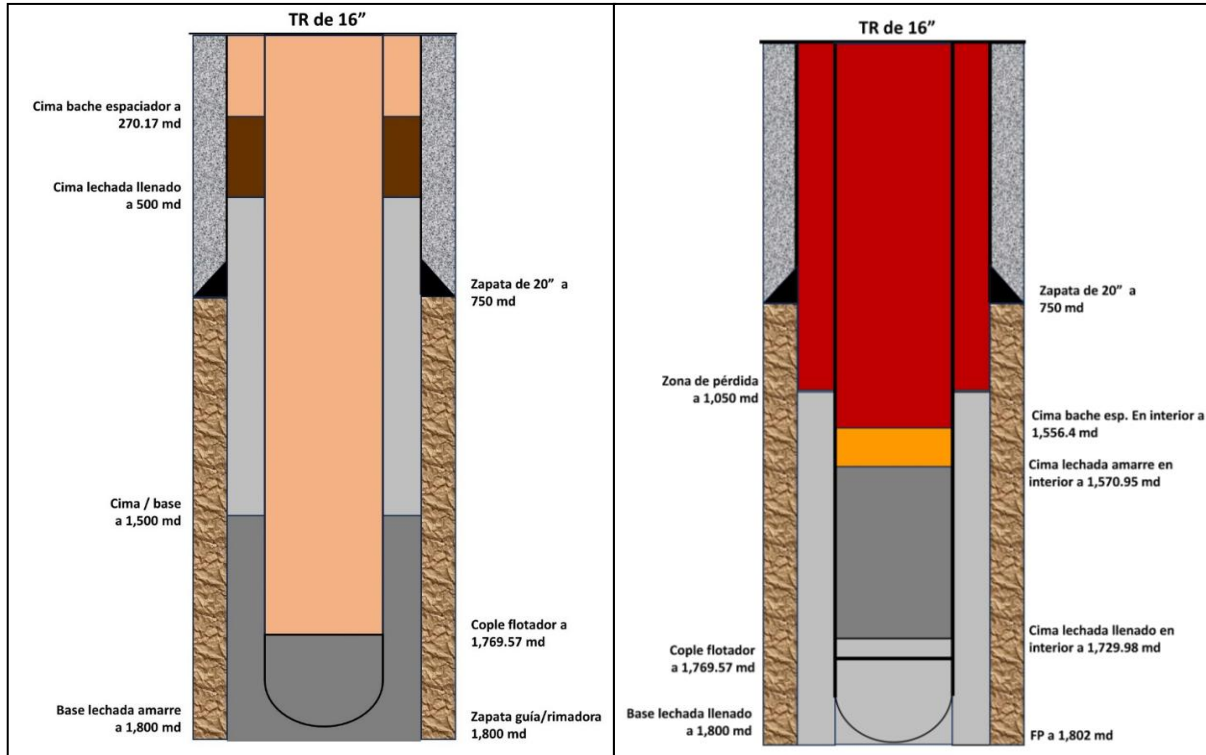
Figura 5.1. Gráfica de presión adquirida contra la presión de diseño de la cementación de la TR 16 pg del pozo Melón – 55.



Nota. La presión de diseño representada por la curva de color morado muestra el comportamiento ideal de la presión en el pozo durante la cementación de la TR de 16 pg, sin embargo, la curva de color rojo indica el comportamiento real de la presión durante la operación, la cual, se observa por debajo de la presión ideal debido a la pérdida de circulación presente durante la cementación. La presión observada comienza a incrementar con la ruptura del diafragma con +/- 800 psi y a los 1,070 BLS de desplazamiento, donde la presión adquirida ya es mayor a la de diseño, motivo por el cual se suspende el bombeo.

Para reducir la presión en el fondo se trabajó la TR sin éxito, teniendo una elongación inesperada al intentar levantar la TR, por lo que se desfogó presión en UAP retornando 6 BLS a superficie y verificando el funcionamiento del equipo de flotación. Se intentó circular el pozo sin éxito y debido a lo anterior, la lechada de cemento de amarre no logró salir al espacio anular, estimando una cima de lechada de llenado a +/- 1,050 m y en el interior de la TR a 1,570.95 m, dejando un tirante de lechada de cemento de amarre de 198.62 m (ver figura 5.2).

Figura 5.2. Esquema comparativo de la posición de los fluidos teórico y después de la operación en la cementación de la TR de 16 pg a 1,800 md en el pozo Melón – 55.



Nota. Diferencias entre la estimación de la posición de fluidos y la distribución real:

- En la planeación y propuesta de cementación para la TR de 16 pg a 1,800 md, se estimó que la lechada de cemento de llenado subiría a 500 md en el espacio anular y la lechada de amarre tuviera una cima a 1,500 md, proponiendo un *shoe track* de 30.43 m.
- Sin embargo, durante la operación, la zona de pérdida de circulación a 1,050 md permitió la llegada de cemento en el espacio anular hasta esa profundidad y un represionamiento en superficie impidió el completo desplazamiento de ambas lechadas de cemento, alojando la lechada de amarre dentro de la TR y sin salir al espacio anular como se tenía previsto.

¿Qué fue lo que sucedió? ¿No se cumplieron las propiedades y jerarquía reológica del diseño? ¿Hubo fraguado prematuro en alguna de las lechadas o en ambas? ¿El diseño fue erróneo? ¿Los materiales, herramientas o equipos fallaron o no eran los adecuados? ¿El personal estaba capacitado? A continuación, se realizará la revisión y análisis de la planeación y operación del trabajo de cementación de la TR de 16 pg comenzando por la información general adquirida respecto al campo y al pozo a intervenir, posteriormente, se buscará una hipótesis que responda a la pregunta formulada anteriormente.

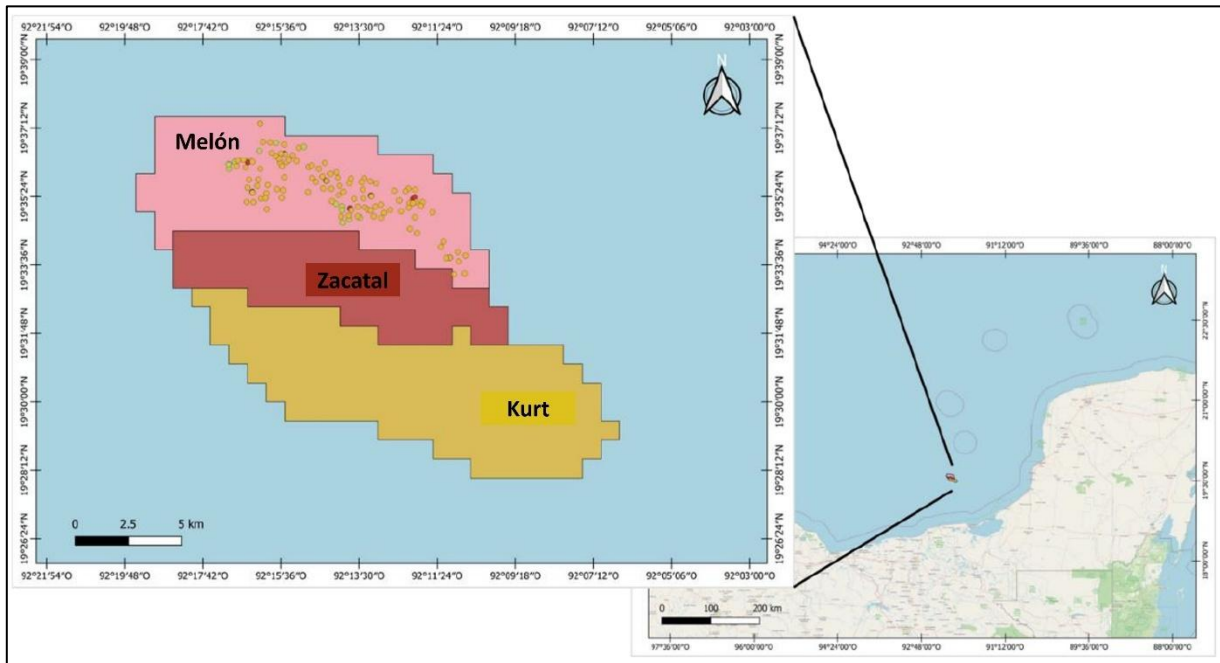
5.2. Información general del campo Melón, yacimiento Melón Cretácico, pozo Melón – 55 y Etapa 18 1/4 pg a 1,802 md.

Se localiza en aguas territoriales del golfo de México y tiene una superficie de 79.35 km², como se puede visualizar en la figura 5.3. Se caracteriza por tener estructura de tipo anticlinal asimétrico con dirección de Noroeste a Sureste (NW – SE) con influencia de régimen compresivo de alta deformación, derivado de los eventos geológicos acontecidos a finales del periodo Mioceno. Se compone por pliegues por flexión de falla, generados a partir de un sistema de fallas cabalgantes asociadas a una deformación tectónica conformada por estructuras denominadas rampas y flags.

Las rampas son regiones situadas entre las fallas de cabalgadura, donde los estratos pueden ser truncados o cortados en ángulos mayores a 10° en la mayoría de los casos. A las regiones dentro de las fallas que no son cortadas o que se truncan con ángulos muy bajos se les llama flags.

El campo Melón contiene tres yacimientos, el primero y más somero se encuentra en las calizas del Eoceno Medio del periodo Paleógeno, el segundo en las calizas dolomitizadas del Cretácico Superior, Medio e Inferior de la era Mesozoica y el tercero y más profundo corresponde a las calizas del Jurásico Superior Kimmeridgiano, también de la era Mesozoica.

Figura 5.3. Localización geográfica del Campo Melón, ubicado frente a las costas del estado de Campeche, colindante con el campo Zacatal, y Kurtz.



Nota. El campo Melón se encuentra de aguas territoriales del Golfo de México y tiene una superficie de 79.35 km².

Los tres yacimientos ya mencionados son del tipo aceite negro, sin embargo, el de interés para este caso será el yacimiento que se encuentra en las calizas del Cretácico Superior, Medio e Inferior, descubierto en 1979 con una superficie aproximada de 52.77 km² y con una profundidad promedio de 3,250 m, en el cual, se inició la producción de hidrocarburos en abril de 1,985. En la tabla 5.1 se muestran las características generales del yacimiento.

Tabla 5.1. Características generales del yacimiento Cretácico Superior – Inferior del campo Melón.

	Yacimiento	Cretácico Superior, Medio e Inferior.
Pozos	Productores	86
	Cerrados con posibilidades	7
	Cerrados sin posibilidades	5
	Taponados	4
Marco geológico	Era	Mesozoico
	Periodo	Cretácico
	Época	Superior, Medio e Inferior
	Cuenca	Cuencas del Sureste
	Litología	Calizas dolomitizada
Propiedades petrofísicas	Sw _i promedio [%]	13.24
	Saturación actual promedio de agua [%]	15
	Porosidad promedio [%]	9.10
	Permeabilidad promedio [MD]	1,000 – 9,000
	Espesor bruto promedio [m]	308.78
	Espesor neto promedio [m]	298.86
	Relación neto/bruto	0.97
Propiedades de los fluidos	Densidad °API	14
	Viscosidad del aceite a condiciones de yacimiento [cp]	32.49
	Viscosidad del aceite en el punto de burbuja [cp]	12.25
	Factor de volumen de aceite inicial [Bo _i]	1.22
	Factor de volumen de aceite en el punto de burbuja [Bo _b]	1.24
	Factor de volumen de aceite actual [Bo actual]	1.20
	Relación de solubilidad inicial [R _{si}] [m ³ /m ³]	0.34
	Relación de solubilidad en el punto de burbuja [R _{sp}] [m ³ /m ³]	0.34
	Densidad relativa del gas [g/cm ³]	0.78
	Poder calorífico del gas [BTU/pc]	1,229.2
	Presión de saturación o rocío [kg/cm ²]	156
	Factor de conversión del gas a petróleo crudo equivalente [Mpc/bl]	5.77
	Relación condensado gas [bl/Mpc]	No aplica
Propiedades del yacimiento	Temperatura [°C]	120.00
	Presión Inicial [kg/cm ²]	313.50
	Presión actual [kg/cm ²]	116.90
	Mecanismo de empuje principal	Expansión roca – fluido, empuje hidráulico, segregación gravitacional, gas disuelto liberado, casquete de gas
	Mecanismo de empuje secundario	-

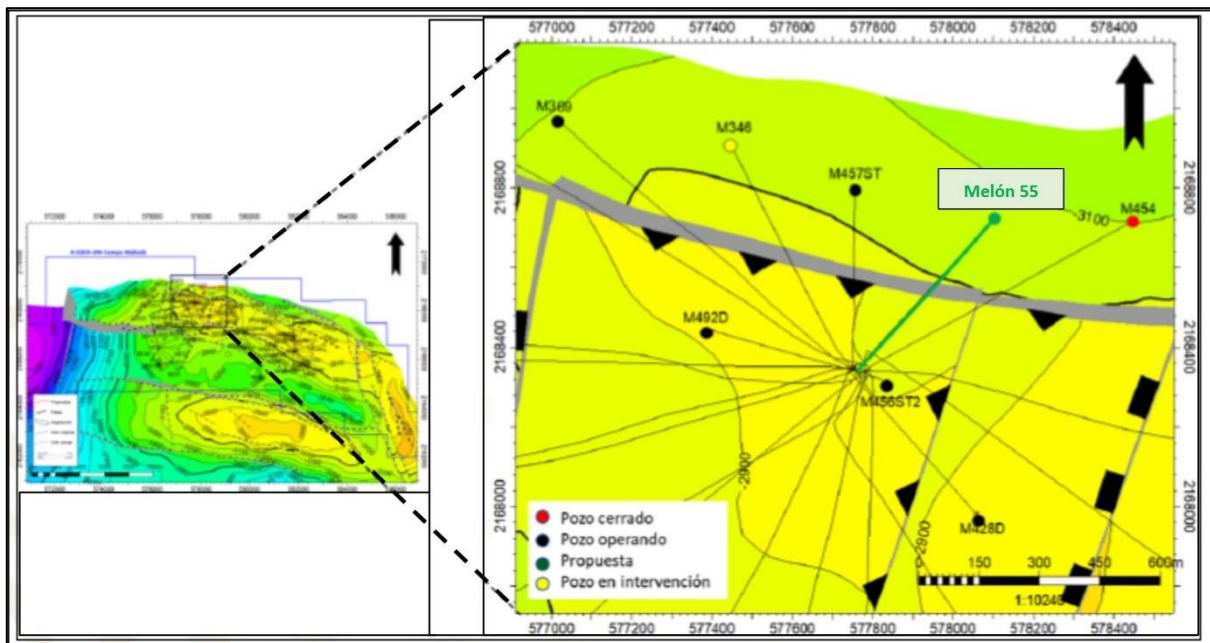
Nota. Esta tabla muestra las características generales del yacimiento de interés y la comparación de las condiciones iniciales y actuales de las propiedades de los fluidos y del yacimiento.

5.2.1. Pozo Melón – 55.

El yacimiento correspondiente al Cretácico Superior, Medio e Inferior que como ya se mencionó, se ubica a una profundidad promedio de 3,250 m. En la figura 3.4 se observa la localización del pozo Melón – 55 a nivel de la cima del Cretácico Superior.

Con una trayectoria propuesta de 0.189 radianes que equivalen a 10.83° , se estimó lograr un desplazamiento horizontal de 480 m desde el conductor 04 Adosado 2 hasta la cima del objetivo, es decir, la cima del yacimiento en el Cretácico. Por otra parte, el diseño contempla un desplazamiento horizontal de 520 m hasta la profundidad total (PT), programada a 3,362 md / 3.269 mvnm, en las entrañas del yacimiento.

Figura 5.4. *Vista estructural del yacimiento Melón – Cretácico y la ubicación del pozo Melón – 55.*

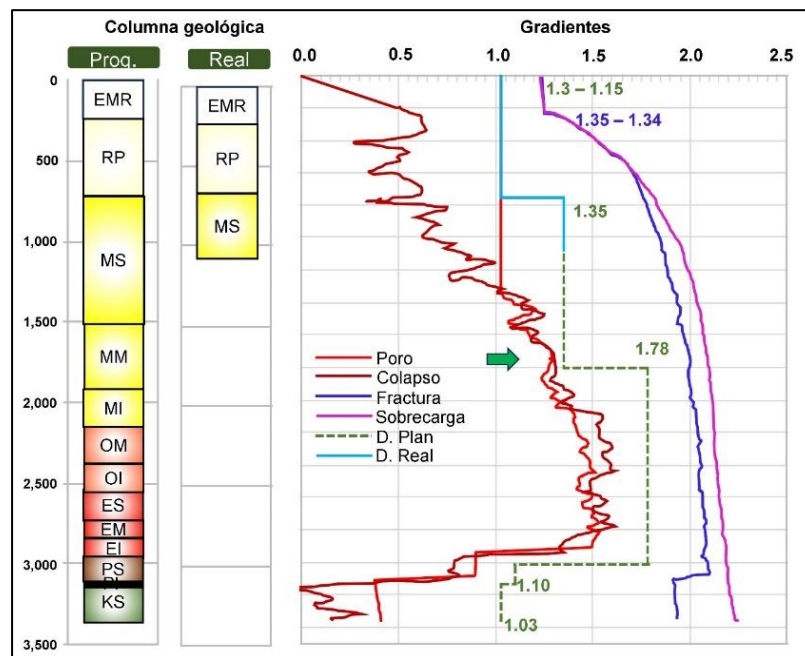


Nota. La trayectoria del pozo se encuentra a nivel de la cima de Cretácico Superior a 370 m del pozo Melón – 54, a 440 m del Melón – 56 ST2, a 350 m del pozo Melón – 57 ST y a 1,025 m del Melón – 69.

5.2.2. Ventana Operativa, Estado Mecánico Programado y distribución de tuberías de revestimiento en el pozo Melón – 55.

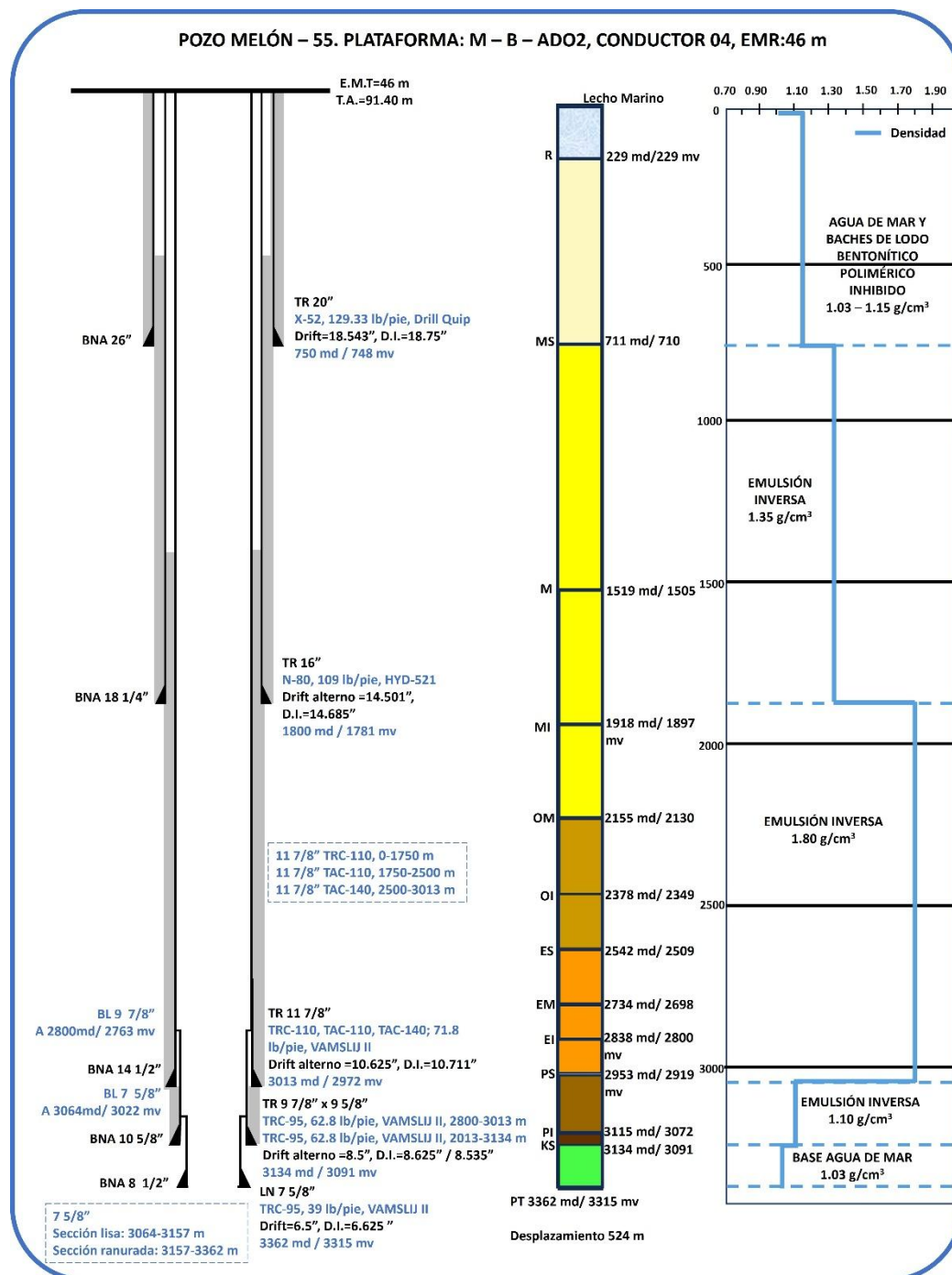
Para la perforación del pozo Melón – 55, se consideró la ventana operativa obtenida por parte de la empresa operadora (ver figura 5.5), el estado mecánico propuesto para la construcción del pozo y las cinco etapas que componen al diseño (ver figura 5.6), comenzando por la etapa de TR 20 pg, seguida por TR de 16 pg, TR de 11 7/8 pg, LN combinado de 9 7/8 pg – 9 5/8 pg y LN 7 5/8 pg, siendo la última una tubería TR corta con una combinación de longitud superior lisa y longitud inferior ranurada, según los arreglos de tuberías de revestimiento propuestas para este pozo (ver tabla 5.2), teniendo una terminación posterior en agujero descubierto.

Figura 5.5. Ventana Operativa para el pozo Melón – 55.



Nota. La ventana operativa del pozo Melón – 55 se muestra favorable al presentar espacio suficiente entre los gradientes de poro y de fractura, ventaja en el trabajo de perforación de cada etapa, para el diseño y ejecución de la cementación en el pozo. En la etapa de interés que es la TR de 16 pg a 1,800 md y que se señala con una flecha verde, se observa que a esta profundidad se ha dejado la zona de presión de poro normal, teniendo el asentamiento y cementación en una zona de presión anormal.

Figura 5.6. Estado Mecánico Programado para el pozo Melón - 55.



Nota. El estado mecánico del pozo Melón - 55 muestra su composición teniendo cinco etapas, cada una con la configuración de TR's y LN's, tomando en cuenta la columna geológica programada que tiene por objetivo llegar hasta el yacimiento del Cretácico Superior a 3,362 md / 3,315 mv.

Tabla 5.2. Distribución de Tuberías de Revestimiento Programada para el pozo Melón – 55.

D.E.	Grado	Peso	Conexión	D.I.	Drift	Apriete óptimo	Resis. Presión Interna	Resis. Colapso	Resistencia Tensión klb		Distribución md	
pg-		lb/pie		pg-	pg-	pie-lb	psi	psi	Cuerpo	Junta	de	a
20	X-52	129.33	DRILL QUIP	18.75	18.543	32,120	3,060	1,500	2,125	2125	0	750
16	N-80	109	HYD-521	14.688	14.501	45,425	5,740	3,080	2,530	1880	0	1,800
	TRC-110			10.711	10.625	28,900	9,430	5,290	2,271	1685	0	1,750
11.875	TAC-110	71.8	VAMSLIJ II	10.711	10.625	28,900	9,430	7,740	2,271	1685	1,750	2,500
	TAC-140			10.711	10.625	32,700	12,010	8,480	2,891	2145	2,500	3,013
9.875	TRC-95	62.8	VAMSLIJ II	8.625	8.5	30,000	10,520	9,320	1,725	1278	2,800	3,013
9.625	TRC-95	53.5	VAMSLIJ II	8.535	8.5	25,000	9,410	7,340	1,477	1089	3,013	3,134
7 5/8 Liso	TRC-95	39	VAMSLIJ II	6.625	6.5	18,300	10,900	10,000	1,063	810	3,064	3,157
7 5/8 Ranurado	TRC-95	39	VAMSLIJ II	6.625	6.5	18,300	10,900	10,000	1,063	810	3,157	3,362
ETAPA DE CONTINGENCIA												
5 1/2	TRC-95	23	VAMSLIJ II	4.67	4.545	7,600	12,540	12,930	630	471	2,950	3,362

Nota. La distribución de tuberías de revestimiento del pozo Melón – 55 muestra su composición para cinco etapas, donde se introducirán tres TR's corridas de superficie y dos tuberías cortas o liners en las dos últimas etapas. Se coloca para cada tubería las especificaciones y propiedades que se consideraron para el diseño del pozo, tomando en cuenta las condiciones del pozo estimadas en la ventana operativa que dichas propiedades deben cumplir. La tubería de interés en esta tabla es la TR de 16 pg.

5.2.3. Etapa perforada con barrena de 18 1/4 pg a 1,802 md. Condiciones de introducción y cementación de la TR de 16 pg a 1,800 md.

De acuerdo con la información proporcionada por la empresa Operadora, se utilizó una sarta rotatoria navegable con 5 lingadas de Tp HW 5 pg, 1 parada de DC de 8 pg, 1 martillo de 8 pg, 1 parada de DC 8 pg, filtro de fondo, VCP, estabilizador de aletas integrales, DC monel, MWD/PWD, motor rotatorio 9.5 pg y barrena de cortadores fijos PDC de 18 1/4 pg, usando fluido de control emulsión inversa de 1.35 g/cm³ desde el fondo perforado de la etapa anterior (TR 20 pg) a 750 md en Mioceno Superior hasta 1,081 md donde se suspendió la perforación por observar pérdida total de circulación.

Posteriormente, se levantó y quebró la sarta rotatoria navegable con barrena PDC de 18 1/4 pg en superficie, se armó y bajo TP franca de 5 pg con VCP a 1,080 md y se bombearon 30 m³ de bache de reforzamiento de obturante con concentración de 180 kg/m³. Se desplazó el bache y se acondicionó el fluido de control de 1.35 g/cm³ a 1.30 g/cm³.

Por malas condiciones climatológicas se levantó TP franca de 5 pg y VCP a 720 md y se cerró el preventor superior. Al tener mejores condiciones climatológicas, se realizó prueba de gastos y se levantó a superficie Tp franca de 5 pg y VCP, después se armó y bajó sarta rotatoria navegable con barrena de 18 1/4 pg y se perforó agujero hasta 1,802 md en el Mioceno Medio, observando circulación normal.

5.3. Planeación y diseño de la cementación.

5.3.1. Consideraciones técnicas para el diseño.

- Para la cementación de la TR de 16 pg, 109 lb/pie, N-80, HD-521 a 1,800 md / 1,780.39 mv, se consideraron 1,050 m de agujero descubierto que se perforó con barrena PDC de 18 1/4 pg. Para el cálculo de volúmenes de lechada se recomendó utilizar el registro *caliper* de 4 o 6 brazos con la finalidad de evitar cimas de cemento no deseadas, por lo que la compañía cementadora propuso el 20% de exceso para ambas lechadas.
- La Temperatura Estática de Fondo *BHST* que se tomó en cuenta para esta etapa fue de 76 °C / 168.80 °F a 1,781 mv, de los pozos de correlación Melón – 46 y Melón – 69, sin embargo, fue necesario que la compañía de servicios proporcionara el registro de temperatura para tener menor incertidumbre en la *BHST* y en la estimación de la Temperatura Circulante *BHCT*, de esta manera, evitar fraguados prematuros o cemento sin consistencia.
- Se propuso utilizar bache espaciador de 1.40 g/cm³ con tiempo de contacto de 10 a 15 minutos en el agujero descubierto para realizar un buen barrido de enjarre de fluido de perforación y asegurar buena adherencia del cemento. Para mantener el tiempo de contacto programado se bombearon 70 Bls de bache espaciador.
- La densidad de la lechada de amarre propuesta fue de 1.90 g/cm³, de 1,800 a 1,500 md (300 m). En la lechada de llenado se consideró una densidad de 1.60 g/cm³ de 1,500 a 500 md (1,000 m). Con las densidades del fluido de control, bache espaciador y ambas lechadas de cemento, se estimó cumplir con la jerarquía reológica esperada.

-
- Para el interior de la TR de 16 pg se consideraron 30.43 m de cemento equivalentes a dos tramos de tubería que van desde la zapata rimadora/flotadora al cople flotador para aumentar la posibilidad de encontrar mayor cantidad de cemento con consistencia en el interior de la TR respecto al cemento contaminado al bajar a moler los accesorios en el *drillout*.

5.3.2. Distribución de tuberías en plataforma.

- La configuración completa de tubería de revestimiento considera 90 tramos de TR de 16 pg, 109 lb/pie, N-80, HD-521 y 56 tramos de TR 16 pg, 109 lb/pie, P-110, HD-521 (ver anexo 7.1).
- Se utilizaron 10 centradores rígidos de 16 pg x 18 pg de acuerdo con la simulación de centralización y de *standoff* óptimo de los cuales se puede observar su distribución en el anexo 7.1 y la ficha técnica en el anexo 7.3.
- Por presión diferencial en espacio anular después de la cementación, disponibilidad y logística se propuso utilizar un cople flotador de 16.48 pg, L-80, HD-521 posicionado dos tramos antes de la zapata (ver anexo 7.4).
- Como barrera física entre el cemento y el bache espaciador por detrás y lodo de perforación por delante de las lechadas de cemento, se usaron dos tapones no rotatorios, el tapón diafragma con presión de ruptura de diafragma de 400 psi y un tapón sólido con resistencia de hasta 3,000 psi (ver anexo 7.5.1 y 7.5.2).
- Se consideró usar una zapata rimadora/flotadora de 17 1/2 pg (ver anexo 7.6).
- Estado mecánico de la etapa de 18 1/4 pg a 1,802 md, cálculo de volúmenes de lechada y desplazamiento y presión.

5.3.3. Estado mecánico de la etapa de 18 1/4 pg a 1,802 md, cálculo de volúmenes de lechada, desplazamiento y presión.

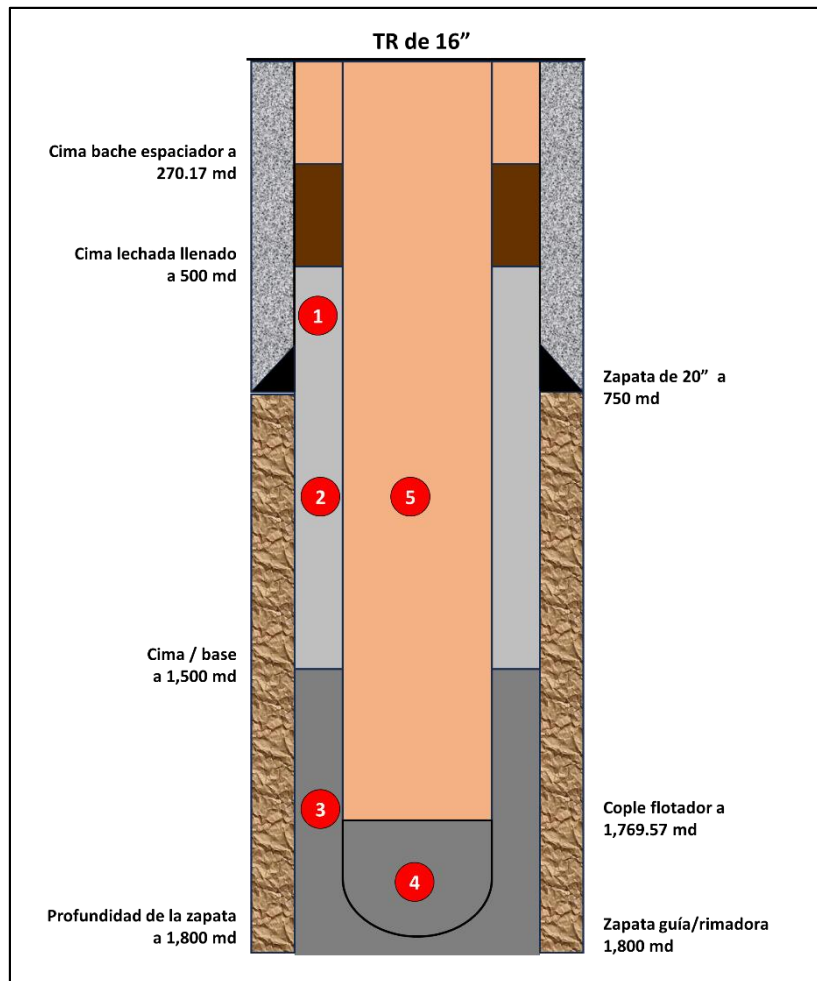
Con la información recopilada de la TR anterior de 20 pg a 750 md y los datos obtenidos durante la perforación de la etapa de interés, se ilustró el estado mecánico para la TR de 16 pg (ver figura 5.7) y se realizó el cálculo de la volumetría y presiones en interior y espacio anular del bache espaciador, lechada de cemento de llenado y de amarre, así como del fluido de perforación para el desplazamiento del cemento, que se puede ver en la tabla 5.3 de este capítulo.

Tabla 5.3. *Datos del pozo, de la tubería de revestimiento anterior, de la etapa a cementar y del fluido de control utilizado en la perforación de la etapa de 18 1/4 pg a 1,802 md.*

Datos del Pozo			TR a cementar	
Nombre	Melón - 55		Diámetro exterior	16 in
Plataforma	-		Diámetro interior	14.688 in
Tirante de agua	91.40 m		Libraje	109 lb/ft
EMR	46 m		Rosca	HD-521
Temperatura estática BHST	76 °C	168.80°F	Grado	N-80
Temperatura circulante BHCT	47.58 °C	117.64 °F	Shoe track	30.43 m
Tipo de formación	M. I.		Profundidad de asentamiento	1,800 m
Diámetro de agujero	18 1/4 in		Profundidad total	1,802 m
% Exceso	0.2		Fluido de perforación	
Diámetro de barrena	18 1/4 in		Base	Aceite
Gradiente de poro	1.28 g/cm³		Tipo de fluido	Emulsión Inversa
Gradiente de fractura	2.00 g/cm³		Densidad	1.30 g/cm³
TR anterior			Vp	20 cp
Diámetro exterior	20 in		Yp	18 lb/100ft²
Diámetro interior	18.750 in			
Libraje	129.33 lb/ft			
Rosca	Dril-quip			
Grado	X-52			
Profundidad	750 m			

Nota. Información recabada durante la perforación de la etapa de 18 1/4 pg del pozo Melón – 55 para el diseño de la cementación de la TR de 16 pg.

Figura 5.7. Vista de la distribución de fluidos en la cementación de la TR de 16 pg a 1,800 md.



Nota. El diseño de la cementación de la TR de 16 pg del pozo Melón – 55 consideró 1,000 m de tirante de lechada de llenado y 300 m de lechada de amarre en el espacio anular para un buen aislamiento de la zapata. De igual forma, en el interior de la TR se decidió dejar 30.43 m de *shoe track* para asegurar un buen amarre de la zapata.

Con base a la información de la tabla 5.3 y de la figura 5.7, se realizaron los cálculos de volúmenes de lechada de cemento de llenado, de amarre y volumen de desplazamiento para esta etapa, los cuales, se muestran a continuación. Los resultados se pueden ver agrupados en la tabla 5.5, con el objetivo de corroborar la volumetría brindada por la compañía de servicios.

De acuerdo con las ecuaciones para el cálculo de volúmenes del apartado 3.2.1, se obtuvo la volumetría para cada lechada tomando en cuenta los siguientes datos:

Tabla 5.4. *Condiciones de posición de los fluidos en el espacio anular e interior de la TR de 16 pg.*

Datos del diseño de la cementación de la TR 16 pg		
Lechada de llenado		
Densidad		1.60 g/cm ³
Cima		500 md
Lecha de amarre		
Densidad		1.90 g/cm ³
Cima		1,500 md
<i>Shoe track</i>		30.43 md
Cople flotador		1,769.57 md
Zapata		1,800 md

Nota. La distribución de los fluidos en el espacio anular y en el interior de la TR de 16 pg del pozo Melón – 55 son de gran importancia para el cálculo de la volumetría, de las presiones que intervienen en el pozo, así como, en la disposición de los materiales y su logística.

5.3.3.1. Volumetría.

Utilizando las ecuaciones 3.1 a la 3.15 de la sección 3.2. *Consideraciones técnicas* de este documento, se calcularon los volúmenes por secciones de la figura 5.7 con ayuda de los datos de las tablas 5.3 y 5.4. Los resultados de los volúmenes de las secciones 1,2,3,4 y 5 se muestran a continuación en la tabla 5.5.

Tabla 5.5. Volúmenes de lechada de cemento de llenado y amarre y del desplazamiento para cada sección señalada por círculos rojos en la figura 5.7.

Lechada de llenado de 1.60 g/cm³									
Sección		OD	ID	Capacidad	Longitud	Volumen	Exceso	Volumen	
		pg	pg	L/m	m	L		L	Bls
1	TR 20” – TR 16”	18.75	16	48.42	250	12,105.38	-	12,105.38	76.13
2	BNA 18 1/4” – TR 16”	18.25	16	39.05	750	29,285.68	0.2	35.14	221.02
Total					1,000	41,391.06		47,248.19	297.16
Lechada de amarre de 1.90 g/cm³									
Sección		OD	ID	Capacidad	Longitud	Volumen	Exceso	Volumen	
		pg	pg	L/m	m	L		L	Bls
3	BNA 18 1/4” – TR 16”	18.25	16	39.05	300	11,714.27	0.2	14,057.12	88.41
4	TR 16”	-	14.688	109.31	30.43	3,326.43	-	3,326.43	20.92
Total						15,040.70		17,383.55	109.33
Desplazamiento									
Sección		OD	ID	Capacidad	Longitud	Volumen	Exceso	Volumen	
		pg	pg	L/m	M	L		L	Bls
5	TR 16”	-	14.688	109.31	1,769.57	193,438.97	-	193,438.97	1,216.60
Total					1,769.57			193,438.97	1,216.60

Nota. Volumetría presentada por la empresa de servicio durante el diseño de la cementación de la etapa. Dentro del volumen total de desplazamiento, se consideran 36.60 Bls de agua de perforación de 1.0 g/cm³.

De los cálculos realizados y los datos de la tabla 5.5 proporcionados por la compañía, se puede corroborar que los volúmenes de lechada de amarre, llenado y desplazamiento corresponden a los calculados en el diseño de la cementación previo a la operación, por lo que, la volumetría puede descartarse como una de las posibles causas del problema en este caso de estudio.

5.3.3.2. Presión hidrostática en interior de TR de 16 pg.

Tomando como apoyo las ecuaciones 3.18 a la 3.28 de la sección 3.2. *Consideraciones técnicas* de este documento, así como la información de la tabla 5.4 y 5.5 de este subcapítulo, se muestra a continuación el cálculo de la presión hidrostática ejercida por los fluidos en el interior de la TR y en el espacio anular, así como también la presión diferencial existente para el análisis de los accesorios utilizados en la cementación de esta tubería de revestimiento.

- Lechada de amarre de 1.90 g/cm^3 .

$$P_a = 30.43 \text{ m} * 1.90 \frac{\text{g}}{\text{cm}^3} * 1.422$$

$$P_a = 82.22 \text{ psi}$$

- Bache espaciador de 1.40 g/cm^3 .

Si se consideraron 10 Bls de bache espaciador, de la ecuación 3.15 despejando la altura en metros:

$$h_{Esp} = \frac{\left(10 \text{ Bls} * 159 \frac{\text{L}}{\text{Bls}}\right)}{\left((14.688 \text{ pg})^2 * 0.5067\right)}$$

$$h_{Esp} = 14.55 \text{ m}$$

Para obtener la presión hidrostática del espaciador:

$$P_{Esp} = 14.55 \text{ m} * 1.40 \frac{\text{g}}{\text{cm}^3} * 1.422$$

$$P_{Esp} = 28.96 \text{ psi.}$$

- Fluido de perforación E.I. de 1.30 g/cm^3 .

De acuerdo con lo programado, el volumen teórico de desplazamiento de lodo fue de 1,170 Bls de bache espaciador, de la ecuación 3.15 se despeja la altura en metros:

$$h_{lodo \text{ E.I.}} = \frac{\left(1,170 \text{ Bls} * 159 \frac{\text{L}}{\text{Bls}}\right)}{\left((14.688 \text{ pg})^2 * 0.5067\right)}$$

$$h_{lodo \text{ E.I.}} = 1,701.79 \text{ m.}$$

Para obtener la presión hidrostática del lodo de perforación:

$$P_{lodo \text{ E.I.}} = 1,701.79 \text{ m} * 1.30 \frac{\text{g}}{\text{cm}^3} * 1.422$$

$$P_{lodo\ E.I.} = 3,145.93\ psi$$

- Agua de perforación de $1.00\ g/cm^3$.

El volumen teórico de agua de perforación programado para el corte de la TR fue de 36.60 Bls. De la ecuación 3.15 se despeja la altura en metros:

$$h_{agua} = \frac{\left(36.60\ Bls * 159\ \frac{L}{Bls}\right)}{\left((14.688\ pg)^2 * 0.5067\right)}$$

$$h_{agua} = 53.24\ [m].$$

Para obtener la presión hidrostática del agua de perforación:

$$P_{agua} = 53.24\ m * 1.0\ \frac{g}{cm^3} * 1.422$$

$$P_{agua} = 75.70\ psi$$

- Presión total en interior de TR.

La suma de las presiones ejercidas por cada fluido tiene como resultado la presión total en el interior de la TR:

$$P_{int\ TR} = 82.22\ psi + 28.96\ psi + 3145.93\ psi + 75.75\ psi.$$

$$P_{int\ TR} = 3,332.80\ psi.$$

5.3.3.3. Presión hidrostática en espacio anular.

- Lechada de amarre de $1.90\ g/cm^3$.

$$P_a = 300\ m * 1.90\ \frac{g}{cm^3} * 1.422$$

$$P_a = 810.54\ psi$$

- Lechada de llenado de 1.60 g/cm^3 .

$$P_{llen} = 1,000 \text{ m} * 1.60 \frac{\text{g}}{\text{cm}^3} * 1.422$$

$$P_{llen} = 2,275.20 \text{ psi}$$

- Bache espaciador de 1.40 g/cm^3 .

Si se consideraron 70 Bls de bache espaciador, de la ecuación 3.1. despejando la altura en metros:

$$h_E = \frac{\left(70 \text{ Bls} * 159 \frac{\text{L}}{\text{Bls}}\right)}{[(18.75 \text{ pg})^2 - (16 \text{ pg})^2] * 0.5067}$$

$$h_E = 229.86 \text{ m.}$$

Para obtener la presión hidrostática del espaciador:

$$P_E = 229.86 \text{ m} * 1.40 \frac{\text{g}}{\text{cm}^3} * 1.422$$

$$P_E = 457.60 \text{ psi}$$

- Fluido de perforación E.I. de 1.30 g/cm^3 .

Si la cima programada de la lechada de llenado en el espacio anular es a 500 m y la longitud del bache espaciador es de 229.86 m, la longitud de lodo es:

$$h_L = 500 \text{ m} - 229.86 \text{ m}$$

$$h_L = 270.14 \text{ m.}$$

Para obtener la presión hidrostática del lodo de perforación:

$$P_L = 270.14 \text{ m} * 1.30 \frac{\text{g}}{\text{cm}^3} * 1.422$$

$$P_L = 499.39 \text{ psi}$$

- Presión total en espacio anular.

La suma de las presiones ejercidas por cada fluido tiene como resultado la presión total en el espacio anular:

$$P_{EA} = 810.54 \text{ psi} + 2,275.20 \text{ psi} + 457.60 \text{ psi} + 499.39 \text{ psi}.$$

$$P_{EA} = 4,042.73 \text{ psi}.$$

5.3.3.4. Presión diferencial.

La diferencial de presión teórica es de:

$$\Delta_P = 4,042 \text{ psi} - 3,332.80 \text{ psi}$$

$$\Delta_P = 709.92 \text{ psi}.$$

Como la presión en el espacio anular es mayor a la que ejercen los fluidos por el interior de la TR, se tomó la decisión de usar un cople flotador (ver apartado 5.3.1.) como equipo de flotación para evitar la regresión del cemento al interior de la TR.

5.3.4. Tipo y composición de lechadas.

En la tabla número 5.6, se suponen los materiales y aditivos considerados dentro del diseño de las lechadas utilizadas en la cementación de la TR de 16 pg. Por presentar una temperatura de fondo menor a los 230 °F (110 °C), no se considera el uso de aditivos sólidos en el cemento, por lo que no se incluye *blend*, sino cemento H solo y aditivos líquidos, cuyas concentraciones *BWOC* y volúmenes también se aprecian en la tabla 5.6.

Tabla 5.6. Composición y concentración de aditivos en las lechadas de amarre y de llenado.

Lechada de llenado 1.60 g/cm³								
Agua de mezcla	116,698.36	L	Volumen de lechada	47,248.19	L	Cemento	824	Scs
	733.95	Bls		297.16	Bls		41.20	Ton
Aditivo			Concentración		Cantidad			
Antiespumante			0.200		L/Scs		164.80	L
Extendedor			0.700		L/Scs		576.80	L
Control de filtrado			0.200		L/Scs		164.80	L
Control de agua libre			0.300		L/Scs		247.20	L
Retardador			0.180		L/Scs		148.32	L
Lechada de amarre 1.90 g/cm³								
Agua de mezcla	24,224.01	L	Volumen de lechada	17,383.55	L	Cemento	458.67	Scs
	152.35	Bls		109.33	Bls		22.93	Ton
Aditivo			Concentración		Cantidad			
Antiespumante			0.200		L/Scs		91.73	L
Reductor de fricción			0.050		L/Scs		22.93	L
Control de filtrado			0.200		L/Scs		91.73	L
Control de agua libre			0.100		L/Scs		45.87	L
Retardador			0.090		L/Scs		41.28	L

Nota. Las lechadas de amarre y llenado utilizadas en la cementación de la TR de 16 pg a 1,800 md se componen de cemento tipo H solo y distintos aditivos que permiten trabajar las lechadas de cemento bajo las condiciones del pozo Melón – 55.

5.3.5. Cédula de bombeo.

El tiempo total considerado en la planeación y diseño de la cementación de la TR de 16 pg a 1,800 md en el pozo Melón – 55, fue de 07 horas y 22 minutos, donde cada evento dentro de la cementación se le dio tiempo estimado para su ejecución, comenzando con la preparación y bombeo del bache espaciador de 1.40 g/cm³, mezcla y bombeo de las lechadas de llenado de 1.60 g/cm³ y de amarre de 1.90 g/cm³, liberación del tapón sólido y el desplazamiento con espaciador de 1.40 g/cm³, lodo E.I. de 1,30 g/cm³ y agua de perforación de 1.0 g/cm³.

Teniendo un margen de seguridad de 02:23 hh:mm que ya en total suman las 09:16 hh:mm que se obtuvieron a las 70 Bc en la prueba de tiempo bombeable y la lechada de amarre se diseñó para 05:39 hh:mm con un margen de seguridad de 01:57 hh:mm, sumando 07:36 hh:mm a las 70 Bc de TB y ambas pruebas se realizaron con agua de planta, mismas que forman la base de la cédula de bombeo de fluidos en el pozo que se presenta en la tabla número 5.7 de este capítulo.

Tabla 5.7. *Cédula de bombeo para el trabajo de cementación de la TR de 16 pg a 1,800 md.*

Etapa	Evento	Volúmenes y gastos			Tiempos operacionales		Tiempo restante Lechada de llenado	Tiempo restante Lechada de amarre	Desplaza con
		Densidad [g/cm ³]	Volumen [Bls]	Gasto [bpm]	Tiempo por evento [hh:mm]	Tiempo acumulado [hh:mm]			
							09:16	07:36	
1	Bache espaciador	1.40	70.00	5	00:14	00:14			U.A.P
2	Tapón diafragma	-	-	-	00:15	00:29			
3	Lechada de llenado	1.60	297.16	4	01:14	01:43	08:02		U.A.P
4	Lechada de amarre	1.90	109.33	4	00:27	02:10	07:35	07:09	U.A.P
5	Tapón sólido	-	-	-	00:15	02:25	07:20	06:54	
6	Bache espaciador	1.40	10.00	3	00:03	02:28	07:17	06:51	U.A.P
7	Lodo E.I.	1.30	850.00	5	02:50	05:18	04:27	04:01	B. EQUIPO
8	Lodo E.I.	1.30	220.00	3	01:13	06:31	03:14	02:48	B. EQUIPO
9	Lodo E.I.	1.30	100.00	3	00:33	07:04	02:41	02:15	U.A.P
10	Agua de perforación	1.00	36.60	2	00:18	07:22	02:23	01:57	U.A.P

Nota. La cédula de bombeo muestra los eventos de bombeo y maniobras planeadas para la cementación de la TR de 16 pg del pozo Melón – 55. Cada evento está cronometrado con el objetivo de que el diseño de tiempo bombeable de las lechadas sea mayor que el tiempo de la operación y cada evento se registra en el equipo de adquisición de datos durante la operación.

Durante el trabajo de cementación de la TR no se pudo cumplir con la cédula diseñada debido al incremento de presión registrado que se mencionó en el apartado 5.1. de este capítulo, por lo que, la tabla número 5.8 muestra la cédula de bombeo real que se ejecutó durante la cementación.

Tabla 5.8. *Cédula de bombeo real durante la cementación de la TR de 16 pg a 1,800 md.*

Etapa	Evento	Volúmenes y gastos			Tiempos operacionales		Tiempo restante Lechada de llenado	Tiempo restante Lechada de amarre	Desplaza con
		Densidad [g/cm ³]	Volumen [Bls]	Gasto [bpm]	Tiempo por evento [hh:mm]	Tiempo acumulado [hh:mm]			
							09:16	07:36	
1	Bache espaciador	1.40	70.00	5	00:14	00:14			U.A.P
2	Tapón diafragma	-	-	-	00:15	00:29			
3	Lechada de llenado	1.60	297.16	4	01:14	01:43	08:02		U.A.P
4	Lechada de amarre	1.90	109.33	4	00:27	02:10	07:35	07:09	U.A.P
5	Tapón sólido	-	-	-	00:15	02:25	07:20	06:54	
6	Bache espaciador	1.40	10.00	3	00:03	02:28	07:17	06:51	U.A.P
7	Lodo E.I.	1.30	850.00	5	02:50	05:18	04:27	04:01	B. EQUIPO
8	Lodo E.I.	1.30	220.00	3	01:13	06:31	03:14	02:48	B. EQUIPO

Nota. La cédula de bombeo real muestra los volúmenes bombeados durante la operación de la cementación de la TR de 16 pg del pozo Melón – 55. Se puede ver que el desplazamiento no fue completado y al suspender la operación faltaron dos momentos o etapas por realizar.

Aunque las etapas de la cédula no fueron ejecutadas por completo, la tabla anterior muestra que cada evento realizado fue llevado a cabo bajo la cédula propuesta en el diseño de la cementación, sin embargo, el equipo de adquisición de datos instalado es capaz de registrar con mayor precisión los datos de los eventos. La información brindada por este equipo se ve en la tabla número 5.9, donde se visualiza la comparativa de los volúmenes planeados, los bombeados de la cédula real y los registrados del equipo de adquisición de datos.

Tabla 5.9. Comparativa de volúmenes bombeados “programado vs. Real”.

Fluido	Densidad [g/cm ³]	Volumen programado [Bls]	Volumen bombeado [Bls]	Volumen registrado [E.M]
Bache espaciador	1.40	70	70	70
Lechada de llenado	1.60	297.16	297	269
Lechada de amarre	1.90	109.33	109	105
Bache espaciador	1.40	10	10	12
Lodo E.I.	1.30	850	850	1166
Lodo E.I.	1.30	220	220	-
Lodo E.I.	1.30	100	-	-
Agua de perforación	1.00	36.60	-	-

Nota. Esta comparativa hace ver que en el equipo de monitoreo (E.M.) se registró menor volumen en ambas lechadas de cemento y mayor volumen en el desplazamiento, superando incluso al volumen teórico de espaciador y lodo en cada evento.

Según los cálculos realizados en el apartado 5.3.3.1 y los datos de la tabla número 5.5, el volumen de desplazamiento calculado y programado fue de 1,216.60 Bls, por otro lado, de la tabla número 5.9, se puede ver que el volumen de desplazamiento bombeado fue 1,080 Bls, sin embargo, el equipo de monitoreo registró 12 Bls de espaciador por detrás del cemento y 1,166 Bls de lodo E.I. de 1.30 g/cm³ atrás del espaciador. Al realizar la suma de ambos volúmenes, se obtiene que el equipo de monitoreo registró 1,178 Bls de desplazamiento hasta el momento en que se detuvo el bombeo, es decir, 98 Bls más de lo programado.

En síntesis, aunque el volumen de desplazamiento registrado en el equipo de adquisición de datos es mayor al que se afirma que se bombeó, este hecho pudo ser un factor que contribuyó al incremento de presión antes y después de la ruptura del diafragma, pero no la razón principal que originó el aumento de dicha presión, por lo que se tomará en cuenta como un elemento secundario en el problema que se busca resolver.

5.3.6. Pruebas de laboratorio.

Tomando como referencia la información de las tablas 5.3, 5.4, 5.6 y 5.7, se realizaron las siguientes pruebas de laboratorio: Peso de materiales y mezclabilidad, medición de la densidad, tiempo bombeable, reologías, agua libre, pérdida de filtrado y esfuerzo compresivo.

5.3.6.1. Pruebas en lechada de llenado de 1.60 g/cm³ y de amarre de 1.90 g/cm³.

Para hacer el análisis de las pruebas de laboratorio, se realizará la comparación de resultados obtenidos con muestras de planta durante el diseño y las muestras obtenidas de plataforma. En la tabla número 5.10, se suponen la masa de cada material y aditivo utilizado para preparar 600 ml de lechada de cemento de amarre y de llenado que recomienda la norma API 10 B, y que será sometida a las pruebas ya nombradas.

Tabla 5.10. *Masa en gramos de cemento, agua de planta y aditivos para preparar 600 ml de lechada de llenado de 1.60 g/cm³ y 600 ml de lechada de amarre de 1.90 g/cm³.*

Masa de cemento, agua y aditivos para 600 ml de lechada de llenado de 1.60 g/cm³		
Materiales	Concentración [L/scs], %	Masa [g]
Cemento H solo	100	523.16
Antiespumante	0.200	2.110
Extendedor	0.700	10.250
Control de filtrado	0.200	2.200
Control de agua libre	0.300	3.260
Retardador	0.180	2.160
Agua de planta	-	416.830
Total		959.97
Masa de cemento, agua y aditivos para 600 ml de lechada de amarre de 1.90 g/cm³		
Materiales	Concentración [L/scs], %	Masa [g]
Cemento H solo	100	791.480
Antiespumante	0.200	3.200
Reductor de fricción	0.050	0.910
Control de filtrado	0.200	3.320
Control de agua libre	0.100	1.650
Retardador	0.090	1.640
Agua de planta	-	337.80
Total		1140

Nota. Aditivos y su peso para la preparación de 600 ml de lechadas de amarre y 600 ml de llenado.

Para corroborar si las mezclas tienen los valores de peso correctos, sólo bastará obtener el volumen de cada mezcla:

$$V_{llen} = \frac{959.97 \text{ gr}}{1.60 \frac{\text{gr}}{\text{cm}^3}}$$

$$V_{llen} = \mathbf{599.98 \text{ ml}}$$

$$V_a = \frac{1,140 \text{ [g]}}{1.90 \left[\frac{\text{g}}{\text{cm}^3} \right]}$$

$$V_a = \mathbf{600 \text{ [ml]}}$$

5.3.6.2. Peso de los materiales y mezclabilidad.

Antes de realizar cualquier procedimiento de laboratorio, se verificó el lote y caducidades del cemento y aditivos, así como la salinidad del agua de planta que fue de 500 ppm y del agua de perforación de 554 ppm.

De acuerdo con la norma *API SPEC 10 A*, *API RP 10 B* y al procedimiento abordado en el apartado 3.5. *Pruebas de laboratorio* de este documento, se procedió a la verificar las caducidades y lotes, así como, medir la masa del cemento, agua y aditivos en una balanza digital con base en los diseños de lechadas presentados en la tabla número 5.10. Después, se mezcló el agua y aditivos líquidos a +/- 4,000 rpm por 15 segundos y a 12,000 rpm se agregó el cemento a la mezcla y se continuó con el mezclado durante 35 segundos para ambas lechadas.

5.3.6.3. Medición de la densidad.

Con ayuda de la balanza presurizada y previamente calibrada, se vertió lechada en el vaso y se le colocó la tapa. Posteriormente, se inyectó lechada de cemento con la jeringa hasta que el pin de la tapa del vaso no tuvo movimiento, limpiando todo residuo que quedó por fuera del vaso. Las mediciones de la densidad de la lechada de amarre y llenado con agua, cemento y aditivos de planta y de plataforma se muestran en la tabla número 5.11.

Tabla 5.11. *Medición de la densidad en lechadas de llenado y amarre.*

Densidad en [g/cm ³]			
Lechada	Calculada	Planta	Plataforma
Llenado	1.60	1.60	1.60
Amarre	1.90	1.90	1.90

Nota. Aunque la norma *API RP 10 B* brinda una tolerancia de ± 0.02 g/cm³ en la medición de la densidad de lechadas de cemento, se observa que los valores obtenidos con agua de planta y de perforación son idénticos a los del diseño.

De acuerdo con los resultados de densidad adquiridos en las pruebas con agua de planta previas a la operación y con agua de perforación posterior a la cementación, las lechadas no tuvieron variaciones respecto al diseño.

5.3.6.4. Reologías.

Posterior a la medición de la densidad, se devolvió la muestra de cemento de la balanza presurizada al vaso de mezclado y se agitó de nuevo para homogenizar la mezcla. Después se vertió en un vaso para acondicionarse como lo recomienda la norma *API RP 10 B*, durante 30 minutos a la *BHCT* (ver tabla 5.3) de 47.58 °C (117.64 °F) en el consistómetro atmosférico, debido a que la *BHCT* es menor a 90 °C.

Cuando la muestra estuvo acondicionada después de 30 minutos, se retiró del consistómetro atmosférico y se vertió en una termocopa donde se verificó la temperatura y con ayuda de una espátula se corroboró que la lechada estuviera homogénea. Después, con el viscosímetro rotacional, se realizaron las lecturas reológicas, cuyos resultados se muestran en la tabla número 5.12.

Tabla 5.12. *Lecturas reológicas de las lechadas de cemento de llenado y de amarre antes y después de la operación.*

Reologías de lechada de llenado de 1.60 g/cm ³			
Prueba	Diseño	Planta	Plataforma
V _P [cp]	88.5	87	87
Y _P [lbf/100 ft ²]	22.5	23	21
Geles 10/10	10/8	10/12	10/8
L300	111	108	110
L200	82	79	82
L100	52	50	54
L300	8	10	9
Reologías de lechada de amarre de 1.90 g/cm ³			
Prueba	Diseño	Planta	Plataforma
V _P [cp]	109.5	114	111
Y _P [lbf/100 ft ²]	27.5	26	27
Geles 10/10	10/12	10/14	10/12
L300	137	140	138
L200	96	101	102
L100	64	64	65
L300	10	12	11

Nota. Las lecturas reológicas realizadas con lechadas de llenado y amarre mezcladas con agua de planta y agua de plataforma difieren entre sí y con las esperadas en el diseño, pero se mantienen dentro de la tolerancia.

Siendo despreciable la diferencia entre viscosidades de cada lechada elaborada con agua de perforación y de planta respecto a la del diseño, lo que se busca es que a pesar de tales diferencias se siga respetando a la jerarquía reológica que se necesita para garantizar una eficiencia de desplazamiento adecuada.

En la tabla número 5.13, los valores reológicos permiten verificar si dicha jerarquía puede o no cumplirse.

Tabla 5.13. *Comparativa entre valores reológicos del cemento, espaciador y fluido de perforación.*

Fluido	Jerarquía reológica					
	Diseño		Planta		Plataforma	
	V _P [cp]	Y _P [lbf/100 ft ²]	V _P [cp]	Y _P [lbf/100 ft ²]	V _P [cp]	Y _P [lbf/100 ft ²]
F. perforación	20	18	20	18	20	18
Espaciador	52.5	17.5	52.5	17.5	52.5	17.5
Llenado	88.5	22.5	87	23	87	21
Amarre	109.5	27.5	114	26	111	27

Nota. Las viscosidades plásticas de cada fluido se comportan de manera descendente comenzando con la lechada de amarre, de llenado, espaciador y lodo de perforación.

Según los datos de la tabla número 5.13, las pruebas realizadas a las lechadas de llenado y amarre con agua de planta y de perforación arrojan valores reológicos que cumplen con la jerarquía buscada con el espaciador y el fluido de perforación para tener una mejor eficiencia de desplazamiento en el espacio anular entre el agujero descubierto y la TR de 16 pg, asegurando una mejor limpieza de la formación y la adherencia del cemento en las paredes del pozo.

Al término de las lecturas reológicas en el viscosímetro rotacional, una espátula removió el cemento dentro de la termocopa, descartando sedimentación.

De acuerdo con las reologías obtenidas de las lechadas estudiadas, se afirma que son favorables en el trabajo de cementación, por lo que el comportamiento de las propiedades reológicas de los fluidos puede descartarse como causa de la falla en la cementación de la TR de 16 pg en el pozo Melón – 55.

5.3.6.5. Pérdidas de filtrado.

Con una parte de la muestra de cemento aún caliente que se usó para las reologías, se llenó la copa del filtro prensa y se dispuso a iniciar la prueba, obteniendo el siguiente filtrado.

Tabla 5.14. *Filtrado de diseño, con agua de planta y de plataforma.*

Lechada	Filtrado en [ml]		
	Diseño	Planta	Plataforma
Llenado	245	245	219
Amarre	126	126	116

Nota. La pérdida de fase líquida en la prueba se nota mayor en el diseño y en la realizada con agua de planta, sin embargo, en las lechadas con agua de perforación se reduce la pérdida de filtrado.

Los resultados de la tabla número 5.14 denotan que en las lechadas elaboradas con los materiales de plataforma tienen menor pérdida de fase líquida, lo cual se puede interpretar que la probabilidad de taponamientos por sólidos de la lechada deshidratada en el cople flotador y en la zapata rimadora/flotadora, así como, la resistencia al flujo del cemento por aumento en la fricción en las paredes de la tubería o en la misma salida al espacio anular es baja. Dado lo anterior, la pérdida de líquidos no se puede considerar como un motivo de la problemática durante la cementación de la TR de 16 pg.

5.3.6.6. Agua libre.

Con la muestra de lechada caliente remanente que se usó durante las lecturas de reologías, se llenaron una probeta graduada con 250 ml de lechada de llenado y otra con 250 ml de lechada de amarre. Se cubrió la boca de ambas probetas para dejarlas herméticas y en reposo con una posición a 90° durante dos horas.

Al pasar el tiempo que recomienda la norma *API RP 10 B*, se obtuvo 0% de agua libre en las pruebas realizadas con agua de planta y agua de mezcla para las lechadas de llenado de 1.60 g/cm^3 y de amarre de 1.90 g/cm^3 .

5.3.6.7. Tiempo bombeable.

Se repitió el procedimiento del apartado 5.6.1.1. *Peso de los materiales y mezclabilidad* para realizar 600 ml de lechada de llenado y 600 ml de lechada de amarre. Al concluir el mezclado, en una copa se vertió lechada de llenado y en menos de 5 minutos, como lo recomienda la norma *API SPEC 10 A* y *API RP 10 B*, se cerró la copa y se instaló en el consistómetro *HPHT* con las rampas ya programadas. El mismo procedimiento se llevó a cabo con la muestra de lechada de amarre. Ambas pruebas se realizaron con lechadas antes de la operación y que contenían agua de planta y después de la cementación con cemento y agua de perforación. El tiempo bombeable resultante para todas las pruebas hechas se pueden ver en la tabla número 3.15.

Tabla 5.15. *Tiempo bombeable de las lechadas de llenado y amarre antes y después de la operación.*

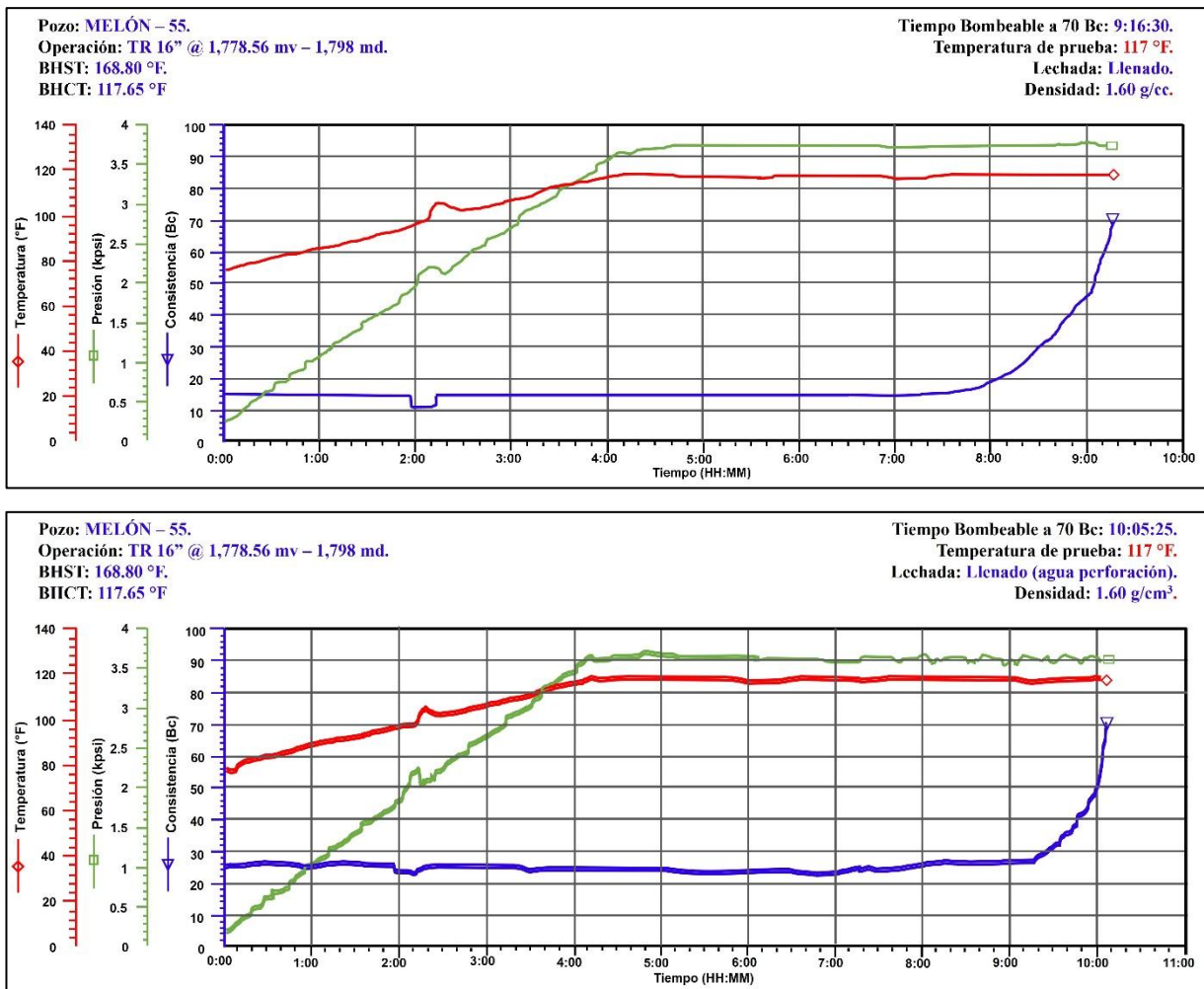
Tiempo bombeable en [hh:mm] @ 70 Bcs			
Lechada	Diseño	Planta	Plataforma
Llenado	07:02	09:16	10:05
Amarre	05:37	07:36	08:55

Nota. El tiempo de espesamiento o tiempo bombeable que presentan las lechadas elaboradas a partir de agua de perforación es mayor a las lechadas hechas con agua de planta y al del diseño propuesto a las 70 Bcs.

Adicionalmente, el diseño contempló 15 minutos de tiempo estático a los 117 minutos de prueba en la lechada de llenado para conservar la fluidez de la lechada mientras se realizaban los preparativos de bombeo de la lechada de amarre.

Los estáticos y los datos de la tabla número 5.15 se pueden verificar en la gráfica de tiempo bombeable de la figura número 5.8.

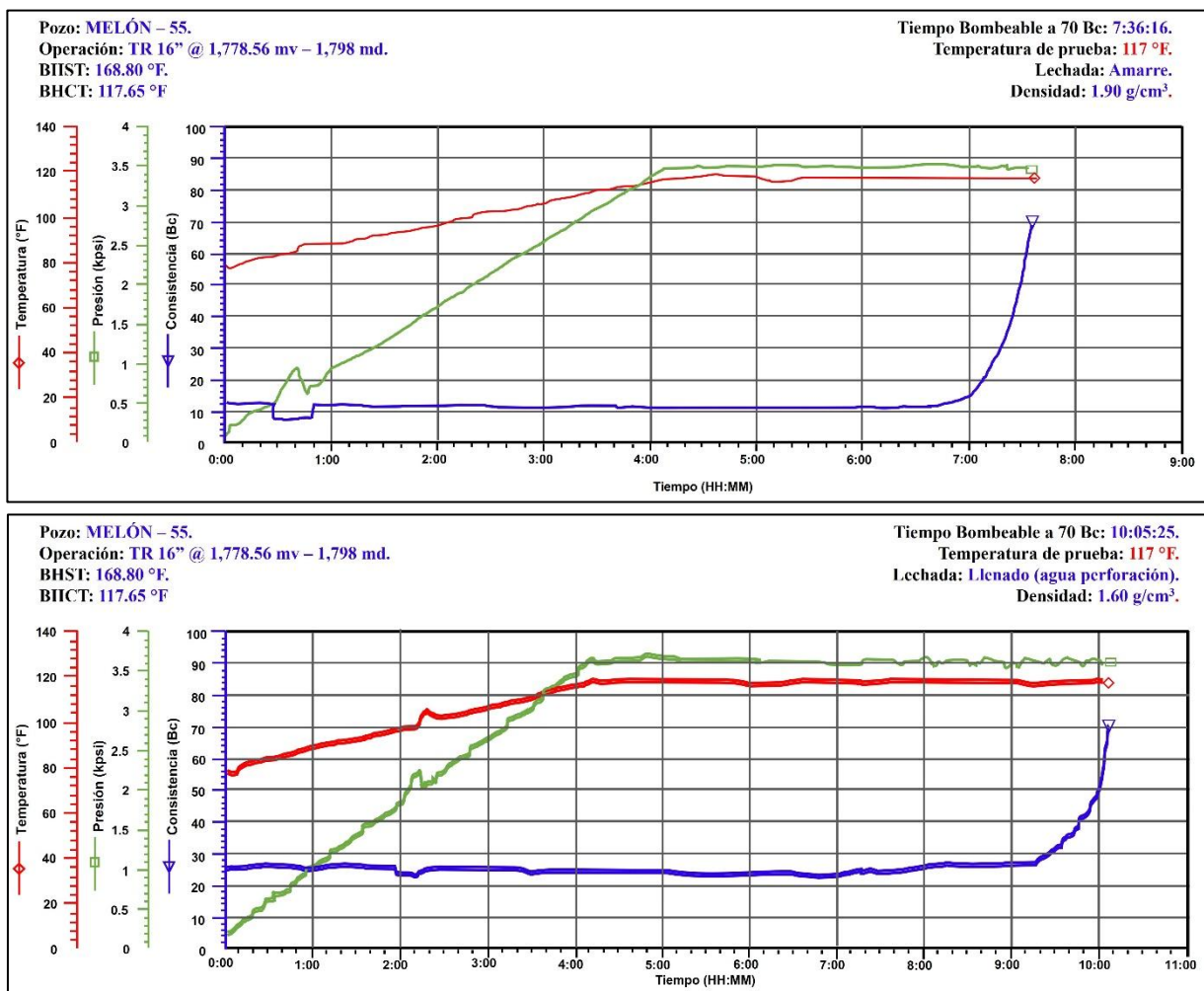
Figura 5.8. Gráfica de tiempo bombeable antes y después de la operación para la lechada de llenado de 1.60 g/cm^3 .



Nota. La gráfica superior que denota la lechada de llenado elaborada con agua de planta muestra el comportamiento de tiempo bombeable durante toda la prueba, alcanzando las 70 Bcs a las 09:16 hh:mm, sin embargo, la gráfica inferior en la que se usó agua de perforación de la plataforma del pozo Melón - 55, presenta un mayor tiempo bombeable, llegando a las 70 Bcs a las 10:05 hh:mm.

Por otra parte, en la lechada de amarre se consideraron 15 minutos de tiempo estático a los 27 minutos de prueba, con la finalidad de asegurar un comportamiento fluido de la lechada mientras ocurría la liberación del tapón sólido y demás actividades de bombeo para el desplazamiento. Los estáticos y los datos de la tabla número 5.15 se pueden verificar en la gráfica de tiempo bombeable de la figura número 5.9.

Figura 5.9. Gráficas de tiempo bombeable antes y después de la operación para la lechada de amarre de 1.90 g/cm^3 .



Nota. La gráfica superior que muestra el comportamiento de la lechada de amarre elaborada con agua de planta durante toda la prueba, alcanzando las 70 Bcs a las 07:36 hh:mm, mientras que la gráfica inferior en la que se usó agua de perforación de la plataforma del pozo Melón – 55, presenta un mayor tiempo bombeable, llegando a las 70 Bcs a las 08:55 hh:mm.

De las gráficas en las figuras 5.8 y 5.9, los tiempos estáticos se observan muy claramente en las pruebas de planta, sin embargo, este comportamiento es muy tenue en las pruebas con materiales de plataforma, pero si se realiza.

Con los datos recabados y gráficas generadas por el consistómetro *HPHT*, se concluye que el tiempo bombeable en ambas lechadas durante la operación de cementación de la TR de 16 pg a 1,800 md fue mayor al planeado en el diseño, por lo que, se descarta la hipótesis de fraguado prematuro dentro de la TR que haya impedido la colocación del cemento en las posiciones programadas.

5.3.6.8. Esfuerzo compresivo.

Volviendo al procedimiento del apartado 5.6.1.1. *Peso de los materiales y mezclabilidad* para realizar 600 ml de lechada de llenado y 600 ml de lechada de amarre, al concluir el mezclado de ambas lechadas, en una copa del UCA (analizador ultrasónico de cemento) se vertieron 200 ml de lechada de llenado pura de 1.60 g/cm^3 y en otra, la misma cantidad de lechada de amarre pura de 1.90 g/cm^3 , siguiendo el procedimiento de la norma *API RP10 B*. Con las rampas ya programadas, se introdujeron las copas en los UCA y se inició la prueba de esfuerzo compresivo con una duración de 24 horas. Los resultados se pueden ver en la tabla número 5.16.

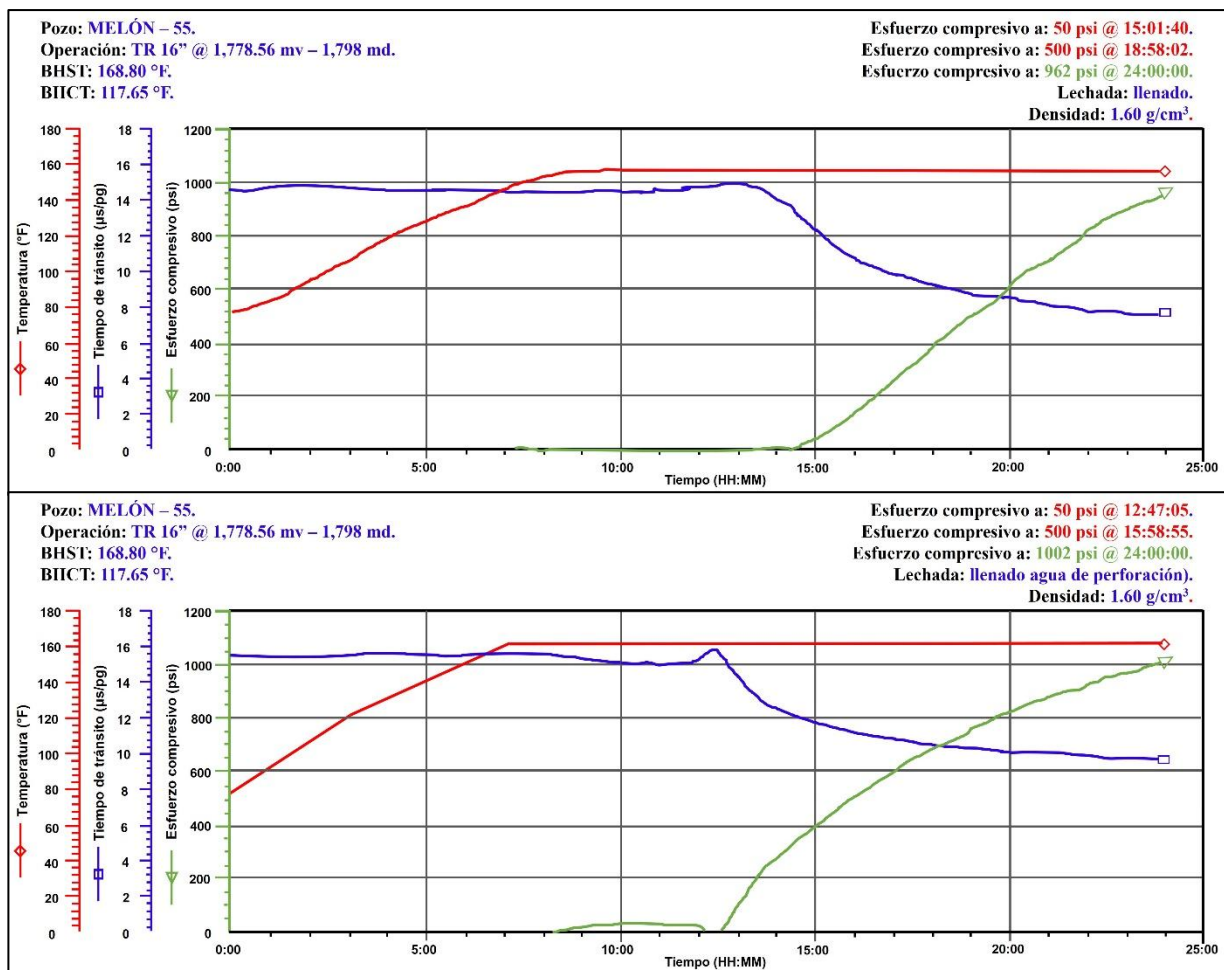
Tabla 5.16. *Esfuerzo compresivo alcanzado por las lechadas de llenado de 1.60 g/cm^3 y de amarre de 1.90 g/cm^3 durante la prueba de 24 horas.*

Lechada de llenado 1.60 g/cm^3			
Pruebas	Esfuerzo Compresivo		
Planta	50 [psi] @ 15:01	500 [psi] @ 18:58	962 [psi] @ 24:00
Plataforma	50 [psi] @ 12:47	500 [psi] @ 15:58	1,002 [psi] @ 24:00
Lechada de amarre 1.90 g/cm^3			
Pruebas	Esfuerzo Compresivo		
Planta	50 [psi] @ 09:27	500 [psi] @ 10:59	2,405 [psi] @ 24:00
Plataforma	-	-	-

Nota. La lechada de llenado a partir de agua de perforación alcanzó 500 psi a las 16 horas, 3 horas menos que la prueba con materiales de planta. Por otro lado, la lechada de amarre llegó a las 500 psi de esfuerzo compresivo a las 11 horas.

Para las pruebas realizadas a la lechada de llenado, las pruebas de planta tardan más en llegar a las 500 psi que las pruebas con materiales de plataforma, es decir, la lechada elaborada con agua de perforación tarda menos tiempo en llegar al estado sólido y alcanza mayor resistencia en menor tiempo después de ser colocada en su posición final. El comportamiento del esfuerzo compresivo de ambas lechadas se ilustra en la figura número 5.10.

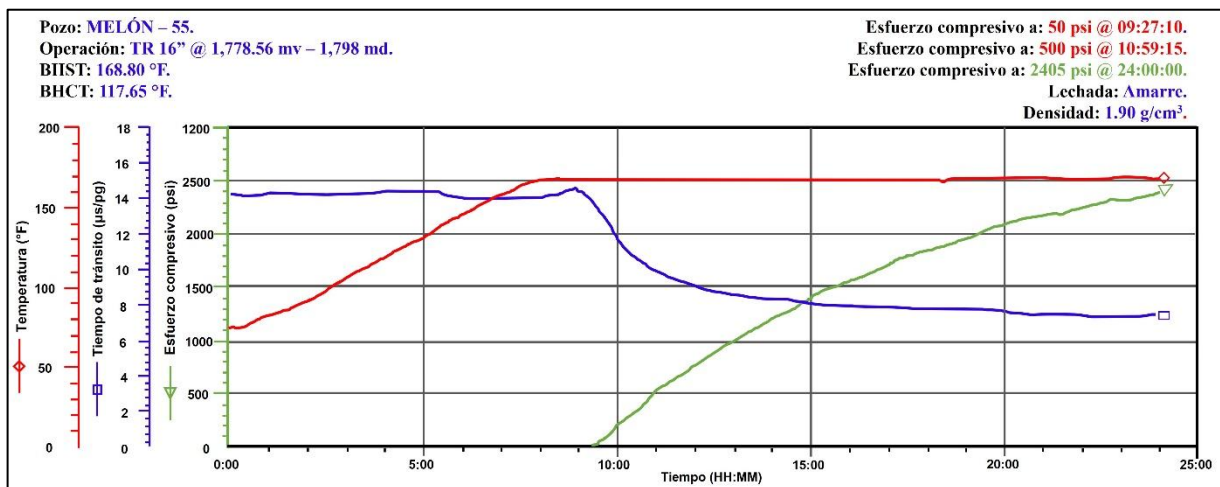
Figura 5.10. Comportamiento del esfuerzo compresivo en la lechada de llenado de 1.60 g/cm^3 .



Nota. La comparativa de esfuerzos compresivos en la lechada de llenado con agua de planta y agua de perforación, muestra que la segunda brindó una mayor resistencia en menor tiempo, lo cual, permitió tener tiempo de ventaja para realizar actividades en superficie. Desafortunadamente, no se desinstaló la cabeza de cementar ni sus combinaciones debido a los problemas durante la cementación.

En la lechada de amarre, sólo se hizo la prueba en el UCA a la lechada hecha con agua de planta y que fue previa a la operación, puesto que después de la cementación, el cemento de 1.90 g/cm^3 quedó posicionado dentro de la TR y sin oportunidad de realizar la función programada esencialmente. Así mismo, también se muestra su comportamiento en la gráfica de la figura número 5.11.

Figura 5.11. Comportamiento del esfuerzo compresivo en la lechada de amarre de 1.90 g/cm^3 .



Nota. El esfuerzo compresivo en la lechada de amarre siempre tendrá valores más altos y en menor tiempo que la lechada de llenado por la mayor concentración de sólidos del cemento, que también impacta en una mayor densidad. La resistencia programada de la lechada de amarre con agua de planta muestra alcanzar 500 psi en casi 11 horas, pero por las pruebas de plataforma realizadas a la lechada de llenado, se puede suponer que la lechada de amarre hecha con agua de perforación podría alcanzar mayor esfuerzo compresivo en menor tiempo que la de planta después de ser bombeada a su posición final.

Estas gráficas también llamadas cartas de esfuerzo compresivo, fueron de gran importancia para tomar la decisión de cuánto tiempo de fraguado sería necesario esperar, siendo esfuerzo después de 24 horas.

Con base a la información de la tabla 5.16 y de las figuras 5.10 y 5.11, así como, a los principios de la teoría del esfuerzo compresivo abordados en el subcapítulo 3.5.11 de este trabajo, en los cuales se menciona que las lechadas de cemento comienzan a adquirir resistencia a partir de su reposo final y sólo después del inicio de su solidificación, se puede argumentar que los resultados de estas pruebas y su influencia en las lechadas de cemento de amarre y de llenado no tienen peso en el incremento de presión en la cabeza del pozo y en el fondo al interior de la TR por los cuales se detuvo el bombeo del desplazamiento.

5.3.7. Centralización.

La distribución de los 10 centradores que se mostró en el apartado 5.2.2 y en el anexo 5.1 de este documento se puede ver más a detalle en la tabla número 5.17.

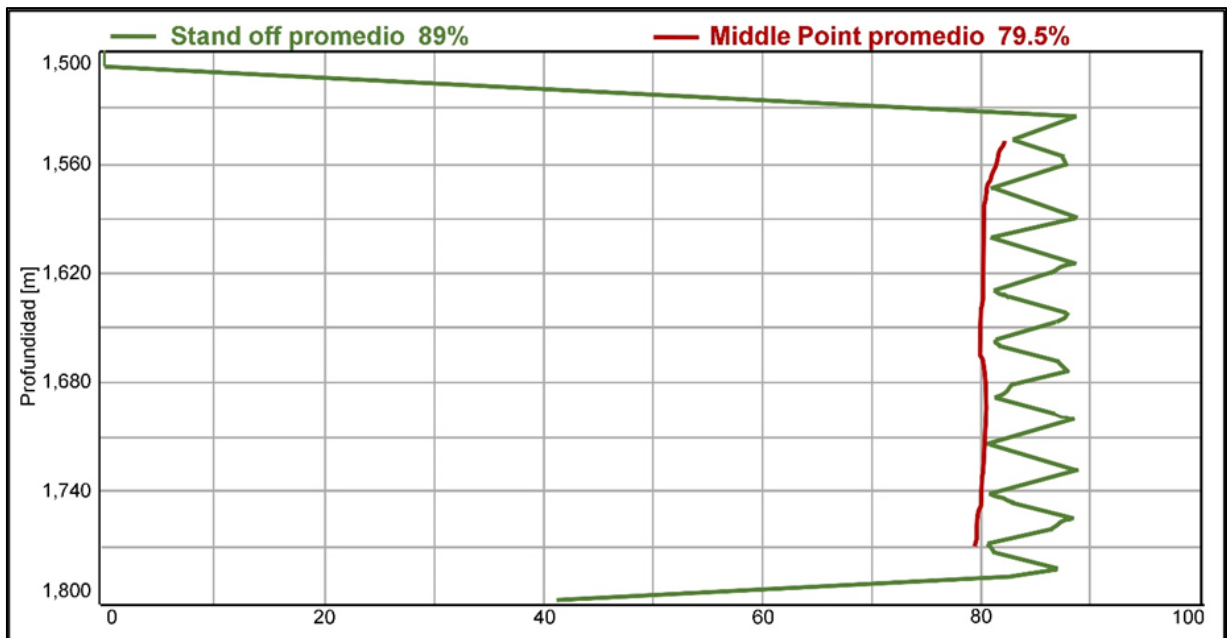
Tabla 5.17. *Centralización de la TR de 16 pg en el agujero descubierto de 18 1/4 pg a 1,800 md.*

De (m)	A (m)	Espacio (m)	Número de centradores	Tipo	Descripción
	1,533.53	26.18	1	Rígido	Centrador rígido 16" x 18"
1,533.53	1,559.71	26.18	1	Rígido	Centrador rígido 16" x 18"
1,559.71	1,587.79	28.08	1	Rígido	Centrador rígido 16" x 18"
1,587.79	1,615.83	28.04	1	Rígido	Centrador rígido 16" x 18"
1,615.83	1,643.59	27.76	1	Rígido	Centrador rígido 16" x 18"
1,643.59	1,671.96	28.37	1	Rígido	Centrador rígido 16" x 18"
1,671.96	1,699.86	27.9	1	Rígido	Centrador rígido 16" x 18"
1,699.86	1,727.88	27.9	1	Rígido	Centrador rígido 16" x 18"
1,727.88	1,755.90	28.02	1	Rígido	Centrador rígido 16" x 18"
1,755.90	1,784.57	28.02	1	Rígido	Centrador rígido 16" x 18"

Nota. Se consideraron 10 centradores rígidos cuyas dimensiones y profundidades son mostrados en esta tabla. Esta distribución brinda un *standoff* más eficiente de centralización de acuerdo con las simulaciones.

La simulación de la centralización de la TR de 16 pg en el agujero descubierto de 18 1/4 pg mostró distintos escenarios con diferentes valores de *standoff*. La opción más adecuada y que cumple con la norma *API RP 10 D2*, fue la distribución mostrada en la tabla número 17, donde el *standoff* es del 89%, superando al mínimo recomendado de 67%. El comportamiento de la centralización de la TR de 16 pg a 1,800 md se visualiza en la gráfica de la figura número 5.12.

Figura 5.12. Comportamiento del *standoff* en la centralización de la TR de 16 pg a 1,800 md en el pozo Melón – 55.



Nota. Con el 89% de stand off, se garantiza un desplazamiento eficiente de fluidos y la presencia de fluidos en las zonas menos céntricas de la TR en el espacio anular.

Al tener un buen porcentaje de stand off en el pozo, se pronosticó una buena centralización de la TR de 16 pg en el fondo del pozo.

La cima programada de la lechada de amarre de 1.90 g/cm^3 fue a 1,500 md y de la lechada de llenado fue a 500 md, sin embargo, por la pérdida de circulación presente durante la cementación, el nivel máximo de la cima de cemento fue a 1,050 md, 483.53 m por arriba del primer centrador de arriba abajo. De acuerdo con lo anterior, al tener la TR lo más centrada posible en el agujero descubierto, aumentaría la eficiencia de desplazamiento del fluido de perforación con el bache espaciador y se tendría mayor presencia de cemento en todas las paredes del pozo, reduciendo los efectos de canalización en el espacio anular.

5.3.8. Simulación de la cementación.

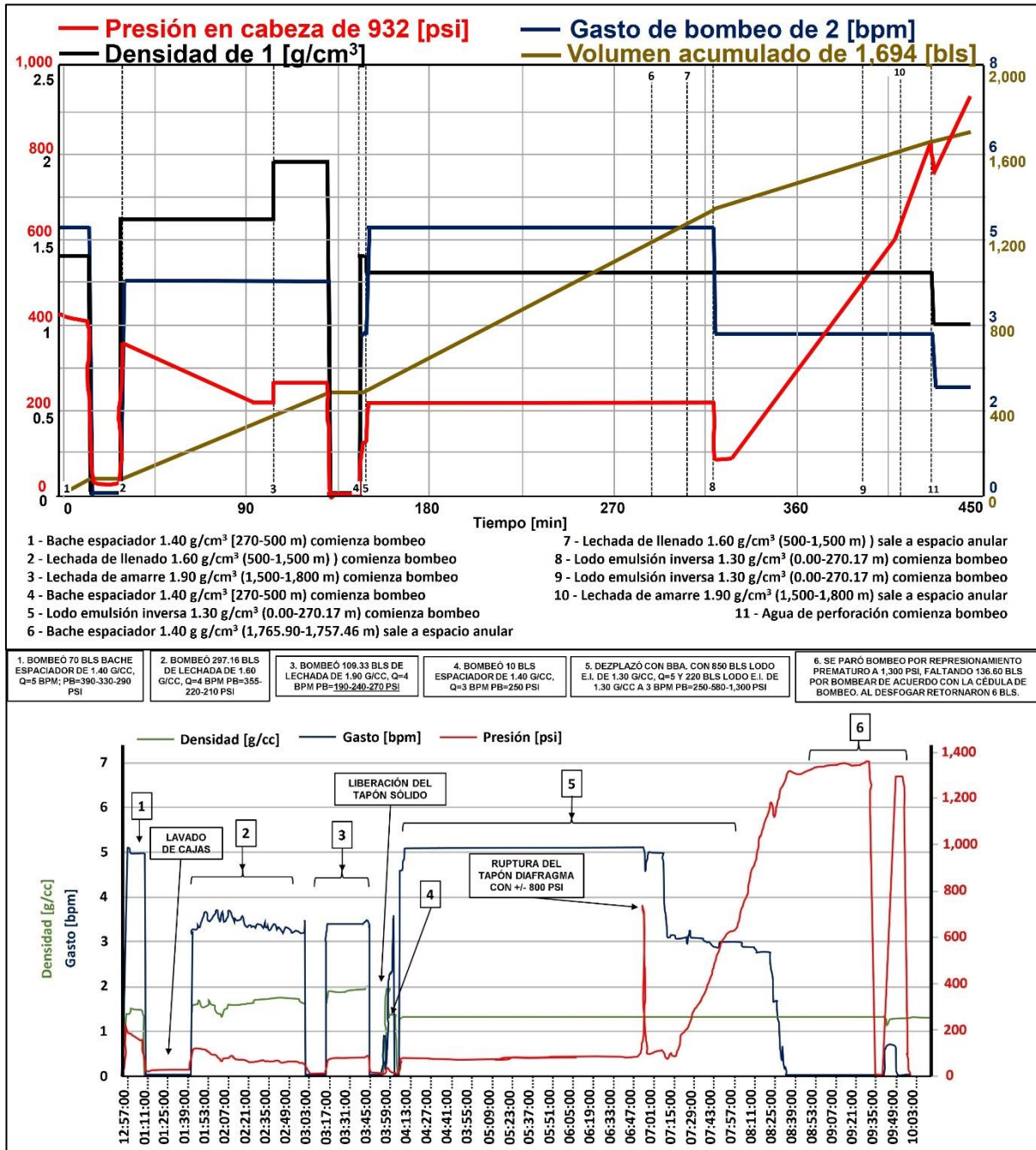
En el capítulo 3.3. *Simulación de los parámetros y del trabajo de cementación*, se plasmó que la simulación es una práctica importante y que es una actividad que debe realizarse en las primeras etapas de la planeación de las cementaciones, pues muestran escenarios basados en la información de la etapa para los cuales se pueda brindar diseños de lechadas de cemento que cubran las necesidades del pozo, además, también es posible estimar el comportamiento de los parámetros que intervienen durante la cementación.

A continuación, se revisará la simulación de los parámetros más representativos en la cementación de la TR de 16 pg A 1,800 md en el pozo Melón – 55.

5.3.8.1. Parámetros de bombeo.

Durante la cementación de la TR de 16 pg se tuvo una secuencia de eventos de bombeo, presión, densidad y volumen bombeado de fluidos. Esta secuencia es estimada con el simulador de cementaciones, cuyo escenario de bombeo óptimo fue el de la cédula de bombeo presentada en la tabla número 5.8. En la figura número 5.13, es posible ver la predicción ideal de la secuencia de actividades durante el trabajo de cementación y la secuencia de eventos real después de la cementación.

Figura 5.13. Simulación de la secuencia de bombeo de fluidos, densidades, volúmenes bombeados y presión antes y después de la operación.



Nota. La gráfica superior muestra cada evento en orden durante la cementación, donde el comportamiento de los parámetros tiende a cambiar dependiendo del fluido bombeado de manera ideal. Por otra parte, en la gráfica inferior se puede ver como sucedió la secuencia de bombeo, de densidad y de presión, encontrando diferencias interesantes.

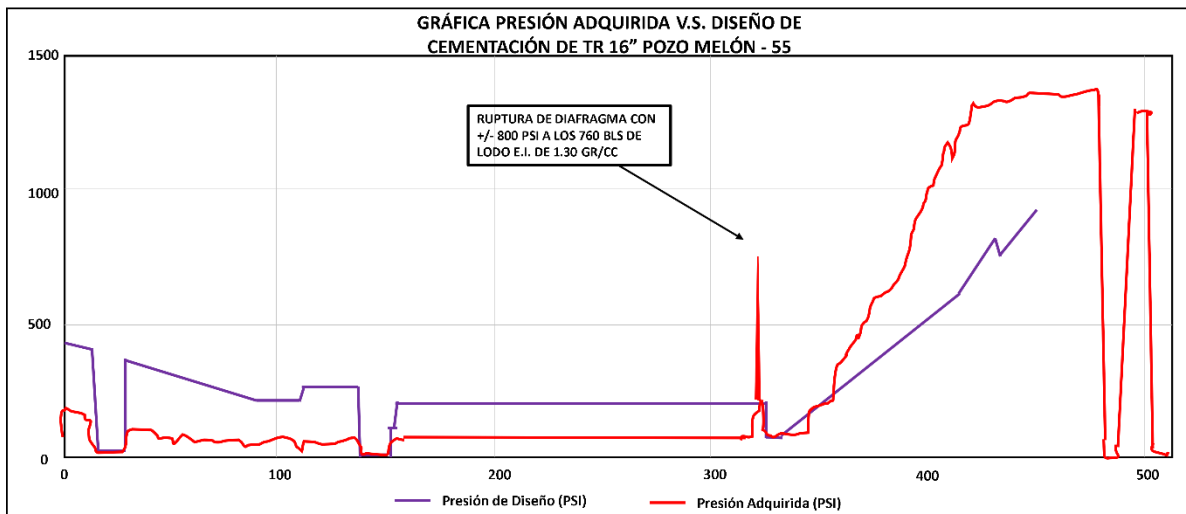
La mayoría de los eventos fueron ejecutados con normalidad en la operación hasta antes de la ruptura del diafragma en el fondo, que ocurrió en el evento número 8 de la gráfica superior en la figura 5.13, a excepción de la presión esperada en cabeza que se abordará más adelante.

Existen diferencias visibles, tales como la variación en la densidad y la más pronunciada en los eventos hidráulicos que es la presión en la ruptura del diafragma, cuya presión teórica según su ficha técnica del anexo 7.5.1, es de 400 psi, sin embargo, el diafragma se rompió hasta los +/- 800 psi, teniendo el primer incremento de presión registrado.

5.3.8.2. Presión de cabeza en el pozo.

La presión estimada en cabeza fue de +/- 932 psi, sin embargo, debido a la pérdida de circulación a 1,050 md, el comportamiento de la presión fue por debajo de la esperada antes de la ruptura del tapón diafragma (ver figura 5.14).

Figura 5.14. Gráfica de presión en cabeza estimada contra la real durante la cementación de la TR de 16 pg a 1,800 md.

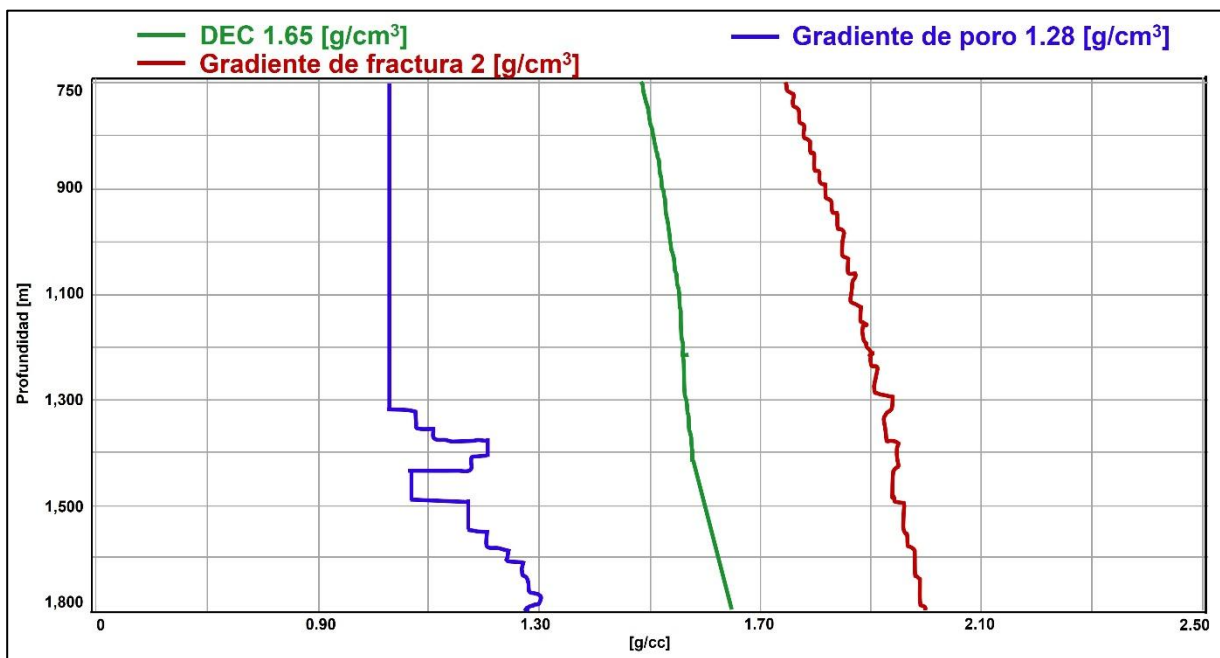


Nota. Por la pérdida de circulación a 1,050 md en el espacio anular, la presión durante la operación fue menor a la estimada en el simulador de diseño, a excepción del momento de la ruptura del diafragma, donde incrementó hasta que se rompió. Después de este evento, la caída de presión estuvo presente pues hubo libre paso a través del cople flotador, pero al poco tiempo el incremento en la presión ocurrió de nuevo, superando a la esperada y ocasionando la suspensión del bombeo de lodo.

5.3.8.3. Densidad equivalente de circulación.

Debido a que el trabajo de cementación se complementa por flujo de fluidos en el fondo del pozo, es necesario saber la presión hidrostática en el fondo mientras se realiza el bombeo de fluidos. El comportamiento de la DEC durante la cementación de la TR de 16 pg a 1,800 md en el pozo Melón – 55 se ve en la gráfica de la figura número 5.15.

Figura 5.15. Gráfica de la densidad equivalente de circulación.



Nota: A 1,800 md, la DEC tuvo un valor de 1.65 g/cm³, siendo mayor al gradiente de poro y menor al gradiente de fractura.

Con la DEC dentro de la ventana operativa, se estima que la cementación de la TR de 16 pg no ocasionaría influjos o inducción de pérdida de circulación en el fondo con los gastos propuestos en la cédula de bombeo.

5.3.8.4. Presión diferencial.

En la sección 5.3.3.2. de este capítulo, se realizaron los cálculos de presión en el interior de la TR, en el fondo del espacio anular y se obtuvo la presión diferencial, de las cuales, la última fue motivo de la selección del cople flotador como equipo de flotación para la TR de 16 pg, del que también se habla en la sección 5.2.3.

La figura número 5.16 proporciona una vista gráfica de la estimación de estas presiones en el simulador de cementaciones.

Figura 5.16. Presión diferencial en la cementación de la TR de 16 pg a 1,800 md.



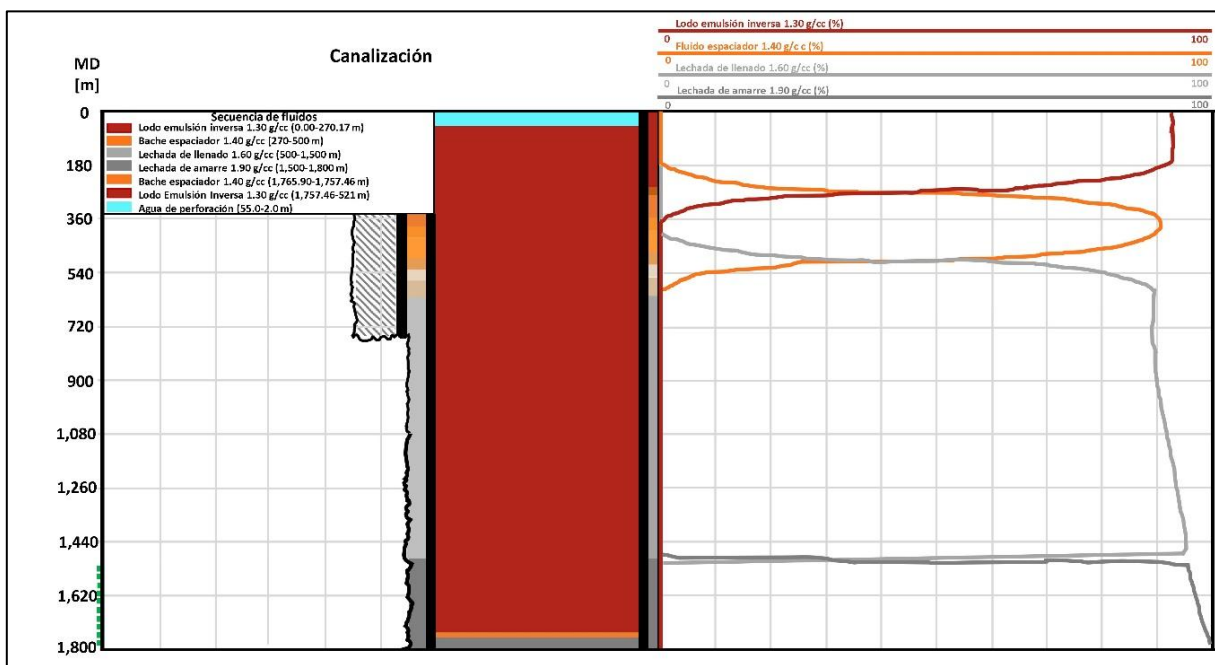
Nota. La presión diferencial en el pozo se estimó de 709 psi con los fluidos en su posición final, lo cual, necesitaría un apoyo para evitar la regresión del cemento al interior de la TR. Esta es la razón por la cual se optó por utilizar un cople flotador que retuviera los fluidos hasta el fraguado de las lechadas de cemento. Aunque existe una ligera variación en la presión diferencial simulada y la obtenida, no es relevante.

5.3.8.5. Canalización.

La cima programada de la lechada de llenado se estimó a 500 md, pero por la pérdida de circulación que se tuvo en el pozo a 1,050 md, no fue posible hacer llegar a la lechada de llenado a la posición planeada durante la cementación.

Como parte de las simulaciones realizadas, la predicción de la canalización también forma parte valiosa en la cementación, específicamente después de que los fluidos salen al espacio anular y en la última posición de éstos para estimar el comportamiento de la interacción entre el cemento, el bache espaciador y el lodo de perforación. La cima canalizada de cemento después de la operación fue de +/- 417 m, según la simulación (ver figura 5.17).

Figura 5.17. Canalización en la cementación de la TR de 16 pg a 1,800 md.



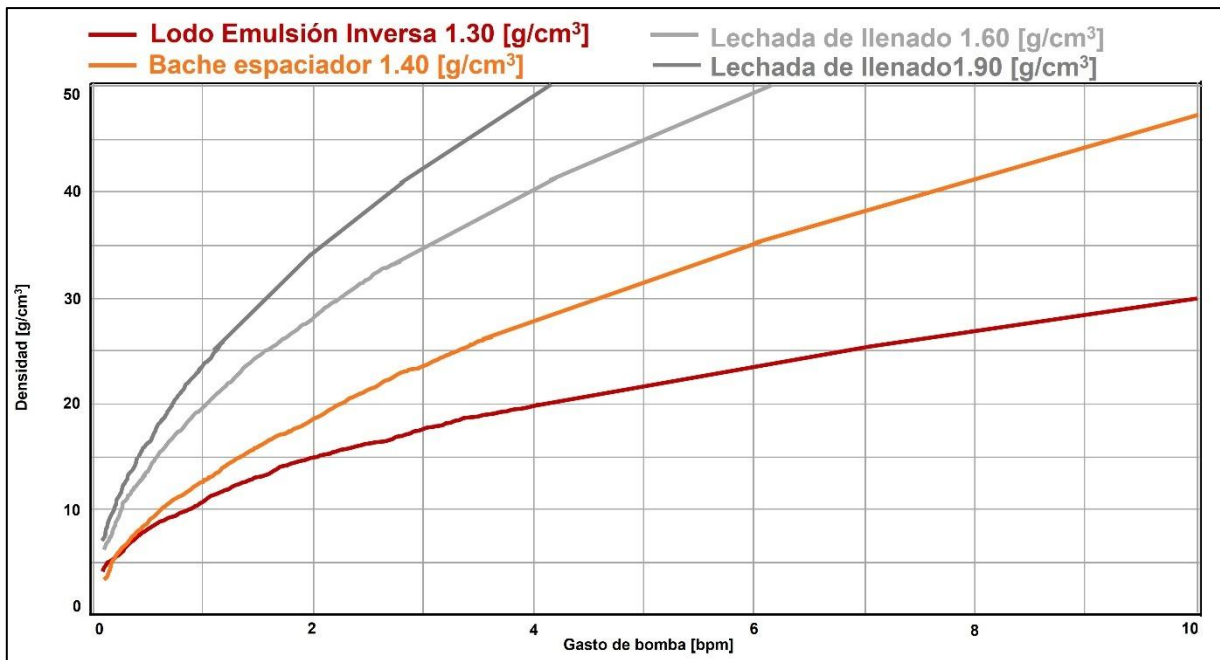
Nota. Se considera que el viaje de los fluidos por el espacio anular se hace de manera helicoidal, incrementando la interacción entre el cemento, el espaciador y el lodo de perforación, que tiene como consecuencia la contaminación del cemento.

La canalización del cemento a +/- 417 m no tuvo lugar debido a la pérdida de circulación ya mencionada.

5.3.8.6. Jerarquía reológica.

Las reologías obtenidas en las pruebas de laboratorio para las lechadas de cemento de amarre y llenado, así como del bache espaciador y fluido de perforación se pueden ver en la tabla número 5.13 de este capítulo, el sustento que llevó a buscar dichos valores de punto cedente y viscosidad plástica fue la simulación de la jerarquía reológica de los fluidos durante el bombeo de estos por el interior de la TR y del espacio anular, que se puede ver en la gráfica de la figura número 5.18.

Figura 5.18. *Jerarquía reológica de los fluidos.*



Nota. El comportamiento reológico descendente comenzando por la lechada de amarre de 1.90 g/cm³, lechada de llenado de 1.60 g/cm³, bache espaciador de 1.40 g/cm³ y lodo de perforación de 1.30 g/cm³ al inicio y durante el bombeo, pronostica una buena eficiencia de desplazamiento a través del espacio anular en la cementación.

5.4. Procedimiento operativo de la introducción y cementación de la TR de 16 pg a 1,800 md.**5.4.1. Introducción de la TR de 16 pg a 1,800 md.**

Se efectuó plática de seguridad y operación con el personal involucrado en la introducción de la TR de 16 pg, 109 lb/ft, P-110/N-80, HD-521.

Introdujo zapata rimadora/flotadora 16 pg x 18 1/8 pg y cople en modo flotador sobre segundo tramo, 10 tramos con centrador de 18 pg de TR de 16 pg a velocidad controlada de 2 – 3 minutos por tramo, calibrando el interior con 14 1/2 pg, llenando por el interior de cada tramo con lodo E.I. de 1.30 g/cm³ y observando desplazamiento normal.

Con zapata rimadora/flotadora a 740 m, rompió circulación y revisó condiciones con 100 gpm, Pb= 0 psi, 300 gpm y Pb= 80 psi; 20 rpm, torque de 4.5 Klb-ft. Verificó pesos con bombeo y sin rotación, teniendo 290 Klb arriba y 289 por abajo; con bombeo y rotación obteniendo 280 Klb arriba y 285 por abajo y por último peso sin bombeo y sin rotación con 290 Klb por arriba y 280 Klb por debajo, observando niveles estables.

De 1,784 m a 1,802 metió con rotación y bombeo, zapata rimadora/flotadora 16 pg x 18 1/8 pg y TR de 16 pg, 109 lb/ft, P-110/N-80, HD-521, venciendo resistencia de 5 a 8 toneladas y rotación de 30 rpm y de 250 a 300 gpm.

Con pérdida parcial de circulación a 1,050 md, reconoció fondo perforado a 1,802 md y levantó a 1,800 md dejando TR en posición de cementar. Peso sobre zapata de 6 a 8 toneladas, dando apriete óptimo computarizado de 70,000 lb-ft con equipo de CRT, observando desplazamiento parcial. Volumen perdido en introducción total de 73 m³.

Con TR 16 pg y zapata rimadora a 1,800 md, circuló tiempo de atraso acondicionando lodo con Q=210 gpm, Pb=120 – 140 psi y personal efectuó prueba de gastos de 2 a 6 bpm. Volumen perdido en circulación de 3 m³.

Se eliminó el equipo CRT y gafas cortas e instaló gafas largas en Top Drive. También instalaron araña viajera para TR de 16 pg. Posteriormente, con TR de 16 pg en posición de cementar, personal de cementaciones instaló combinación para cabeza de cementar a TR de 16 pg, así como la conexión de líneas de 2 pg.

5.4.2. Reporte de cementación.

Con TR de 16 pg posicionada a 1,800 md, se instaló el equipo de monitoreo, el tapón diafragma en el interior de la TR, la cabeza de cementar sencilla con presión de trabajo de 1,500 psi y tapón sólido al interior, verificando el número de vueltas de los pines para su liberación. Posteriormente, se verificó libre flujo de UAP a piso de perforación, se colocaron y probaron líneas de 2 pg con 300 psi en baja y 1,300 psi en alta por 10 minutos. Al terminar los preparativos de la cementación, bombeó 70 Bls de bache espaciador de 1.40 g/cm^3 , después, se mezcló y bombeó con UAP, 297.16 Bls de lechada de llenado de 1.60 g/cm^3 a 4 bpm con presión de bombeo de 355 – 220 – 210 psi y 109.33 Bls de lechada de amarre de 1.90 g/cm^3 con 4 bpm y presión de bombeo de 190 – 250 – 270 psi. Se liberó tapón sólido, observando su paso por el indicador e inició el desplazamiento del cemento con UAP de 10 Bls de fluido espaciador de 1.40 g/cm^3 . Con bomba del equipo bombeó 850 Bls de lodo E.I. de 1.30 g/cm^3 a 5 bpm con presión de bombeo de 180 – 200 – 300 psi.

Posteriormente, continuó desplazamiento con bomba del equipo de 220 Bls de lodo E.I. de 1.30 g/cm^3 a 3 bpm, Al tener 760 Bls totales de lodo E.I. de 1.30 g/cm^3 bombeados dentro del pozo, se observa el acomodo y ruptura del tapón diafragma en el cople con +/- 800 psi (ver figura 5.1), llegando a los 1,070 Bls totales de desplazamiento, donde suspende por incremento de presión de 180 a 1,300 psi, quedando 136.60 Bls sin bombear.

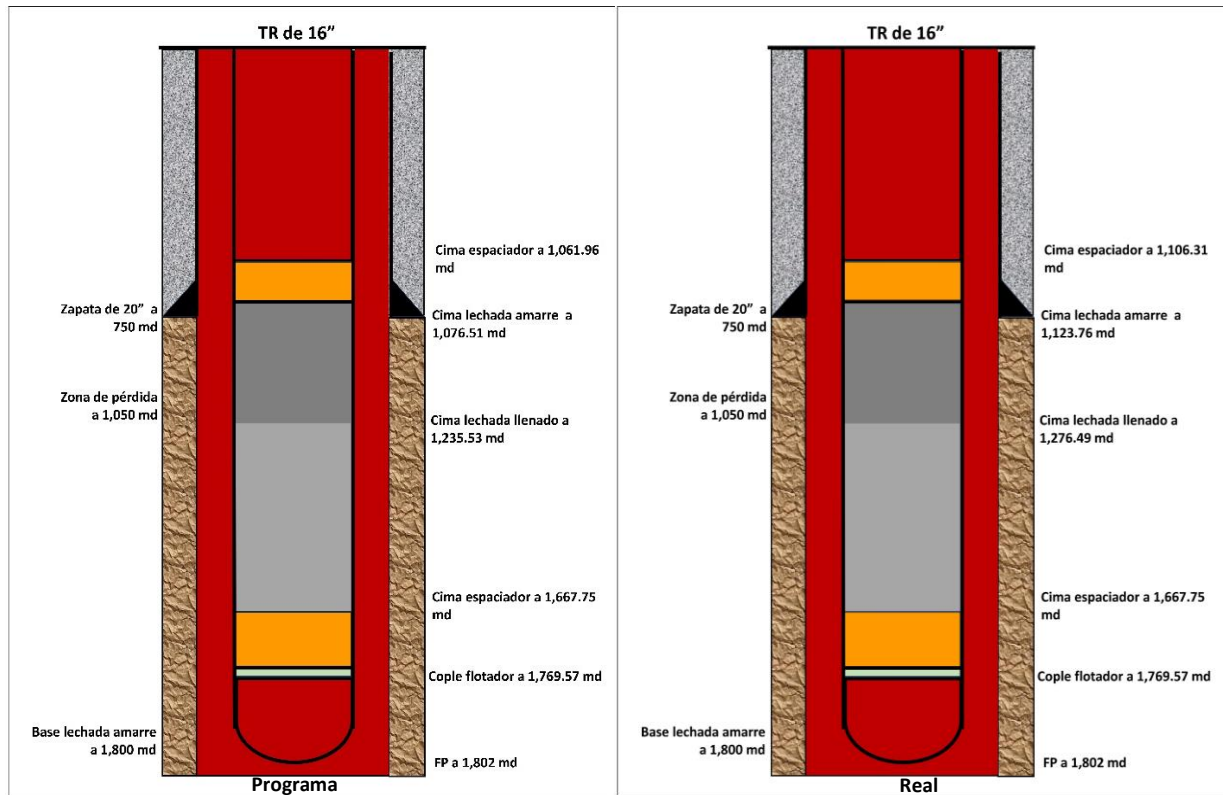
Para reducir la presión en el fondo se tensionó la TR con 63 toneladas sin éxito, teniendo una elongación inesperada al intentar levantar la TR, por lo que se desfogó presión en UAP de 1,300 a 0 psi, retornando 6 Bls a superficie y verificando el funcionamiento del equipo de flotación. Se intentó circular el volumen de retorno al pozo sin éxito.

No se desinstala cabeza de cementar ni combinaciones, se mantienen con válvulas abiertas y en observación. Se desmantela equipo de monitoreo, líneas de tratamiento en el piso de perforación para esperar fraguado de cemento. De acuerdo con el programa, el volumen total de cemento fue bombeado, pero por la pérdida de circulación registrada, se estimó una cima de lechada de llenado a +/- 1,050 m, en el interior de la TR a 1,570.95 m y 54 m³ de lodo perdido.

5.4.3. Análisis del reporte de cementación.

El primer evento del reporte diferente a lo planeado es la presión de ruptura del diafragma. Según lo relatado, primero se colocó el tapón diafragma en la TR debido a que se utilizó una cabeza de cementar sencilla con presión de trabajo de 1,500 psi en la que se alojó el tapón sólido. Dado lo anterior, los 70 Bls de bache espaciador, 297.16 Bls de lechada de llenado y 109.33 Bls de lechada de amarre viajaron encapsulados por los tapones en el interior de la TR de 16 pg. El acople del tapón diafragma con el cople flotador teórico se muestra en la figura número 5.19.

Figura 5.19. Posición de los fluidos previo a la ruptura del diafragma.



Nota. Acomodo de los fluidos al llegar al cople flotador y antes de la ruptura del diafragma teórico y real con información del equipo de adquisición de datos.

5.4.3.1. Cálculo del volumen teórico de ruptura de diafragma.

Teóricamente, el volumen de lodo E.I. bombeado cuando ocurrió el acople y la ruptura fue el siguiente.

Tomando la capacidad interior de la TR de 16 pg de la tabla número 5.5:

$$V_{E.I.} = \frac{1,061.96 \text{ m} * 109.31 \frac{L}{m}}{159 \frac{L}{Bls}}$$

$$V_{E.I.} = 730.11 [Bls].$$

5.4.3.2. Cálculo del volumen real de ruptura de diafragma.

Con los valores de bombeo del E.M. de la tabla 5.5 y de la figura número 5.19 en el acomodo real de fluidos, el volumen de lodo bombeado real al acoplamiento y ruptura del diafragma fue de:

$$V_{E.I.real} = \frac{1,106.31 [m] * 109.31 \left[\frac{L}{m} \right]}{159 \left[\frac{L}{Bls} \right]}$$

$$V_{E.I.real} = 760.60 [Bls].$$

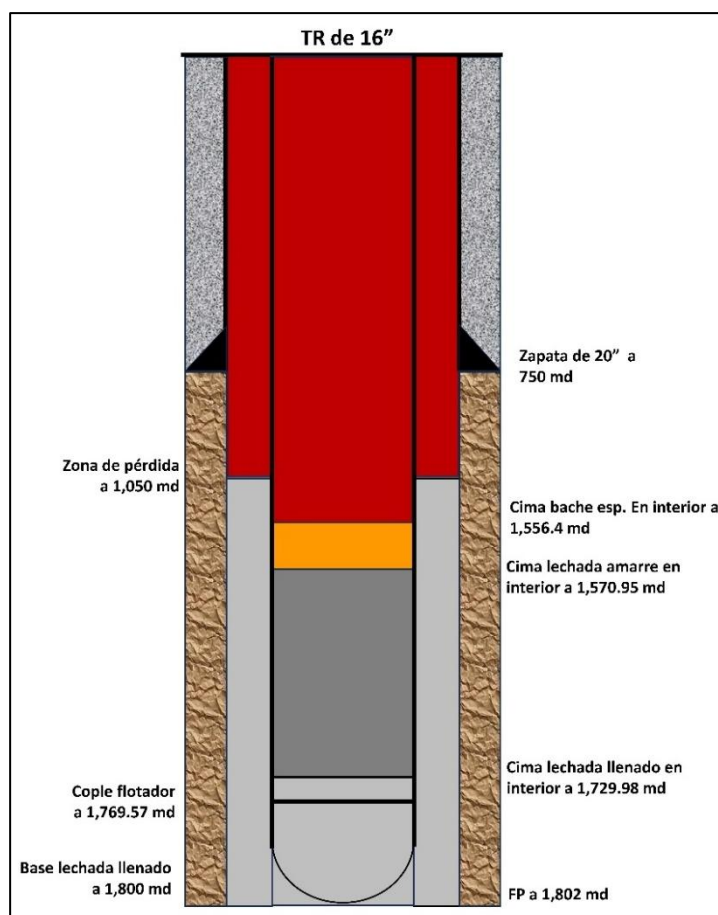
De acuerdo con el cálculo teórico, a 730.11 Bls de lodo bombeado durante el desplazamiento, se debió observar el acople de tapón – cople y el rompimiento tuvo que ocurrir con 400 psi en superficie, sin embargo, el acoplamiento ocurrió a los 760.60 Bls, tal y como lo menciona el reporte y que también se corrobora con el cálculo anterior con valores de bombeo real a las 750 psi, es decir, el diafragma se rompió 30.49 Bls y 350 psi más de lo esperado.

Contrario a las especificaciones de la ficha técnica del tapón diafragma que se puede ver en el anexo 7.5.1, se considera que el tapón diafragma estaba fuera del rango de la presión de ruptura.

Después del libre flujo de los fluidos a través del cople flotador, el reporte menciona que bombearon un total de 1,070 Bls de lodo E.I. de 1.30 g/cm³ con la bomba del equipo cuando la presión en superficie incrementó hasta 1,300 psi (200 psi por debajo de la presión de trabajo de la cabeza de cementar), lo que tuvo como consecuencia la suspensión del desplazamiento para intentar levantar la TR, actividad que no tuvo éxito, lo cual, les orilló a desfogar presión a 0 psi en superficie, regresando 6 Bls de lodo a las tinas. Intentaron volver a circular, bombeando los 6 Bls de lodo retornados sin éxito, pues la presión en superficie volvió a incrementar.

Tomando en cuenta la información la figura número 5.9 y del reporte de cementación, el volumen real bombeado fue de 70 Bls de bache espaciador de 1.40 g/cm^3 , 269 Bls de lechada de llenado de 1.60 g/cm^3 , 105 Bls de lechada de amarre de 1.90 g/cm^3 , 12 Bls de bache espaciador de 1.40 g/cm^3 y finalmente, 1,070 Bls de lodo E.I. de 1.30 g/cm^3 , al suspender el bombeo por el represionamiento. La posición final de los fluidos de acuerdo con el reporte se puede ver en la figura 5.20.

Figura 5.20. Acomodo final de los fluidos después de la cementación de la TR de 16 pg a 1,800 md en el pozo Melón – 55.



Nota. Posición del cemento al final de la cementación de la TR de 16 pg a 1,800 md. La cima se estimó a +/- 1,570 md en el interior de la TR.

Para finalizar, se hubiera podido continuar el bombeo de haber contado en ese momento con una cabeza de cementar con mayor presión de trabajo, pues la resistencia a la presión interna de la TR combinada de 16 pg, 109 lb/ft, N-80/P-110, HD-521 toleraba más de 5,000 psi (ver figura 5.21) y la presión observada de 1,300 psi más la hidrostática en el pozo con los fluidos en el interior de la TR fue de casi 5,000 psi.

Figura 5.21. Especificaciones de la TR de 16 pg, 109 lb/ft, N-80/P-110.

TUBO DE REVESTIMIENTO CASING							FLUENCIA	Kpsi	40	55	55	65	80	80	90	95	95	110	125
							RESISTENCIA	Kpsi	60	75	95	85	95	100	100	105	105	125	135
D.E.	PESO	DIMENSIONES					PROPIEDADES MECANICAS	GRADO DE ACERO											
		ESP.	D.I.	DRIFT	DRIFT ALT.	AREA TRANS.		API											
								H40	J55	K55	M65	L80	N80	C90	C95	T95	P110	Q125	
pulg	lb/pie	pulg	pulg	pulg	pulg	pulg ²													
16	95.00	0.566	14.868	14.681		27.444	Colapso	psi		1,890	1,890								
							Tensión	lbx1000		1,509	1,509								
							P. Interna	psi		3,400	3,400								
							P. Prueba	psi		2,300	2,300								
	109.00	0.656	14.688	14.501		31.622	Colapso	psi		2,560	2,560		3,080	3,080		3,320		3,470	3,520
							Tensión	lbx1000		1,739	1,739		2,530	2,530		3,004		3,478	3,950
							P. Interna	psi		3,950	3,950		5,740	5,740		6,820		7,890	8,970
							P. Prueba	psi		2,700	2,700		5,200	5,200		6,200		5,400	8,200

Nota. Especificaciones de la TR de 16 pg, 109 lb/ft. La resistencia a la presión interna para el grado N – 80 es de 5,740 psi y para el P – 110 es de 7,890 psi, parámetros que permitan a la tubería soportar más presión de bombeo. Tomado del *prontuario de Tenaris Tamsa* (p. 77). Por Tenaris, 2018.

Finalmente, la cabeza de cementar fue una de las posibles restricciones que impidió la continuación de la operación.

5.4.4. Evaluación de la cementación.

Al terminar la operación y de acuerdo con las cartas de esfuerzo compresivo presentadas en las figuras 5.10 y 5.11 de la sección 5.3.6.8. de este capítulo, se dieron 24 horas de fraguado con las cuales la lechada de llenado alcanzó las 1,002 psi de esfuerzo compresivo.

Al término del tiempo de fraguado del cemento, se drenó el espacio anular y se desinstaló el equipo de cementar.

Posteriormente, se levantó el conjunto de preventores de 20 3/4 pg 3M e instaló cuñas en cabezal para efectuar corte preliminar de TR de 16 pg y recuperar tubo ancla. Eliminó campana y conjunto de preventores de 20 3/4 pg 3M, realizó corte definitivo y biselado de TR de 16 pg.

Se armó sarta lisa con barrena tricónica de 14 1/2 pg y bajó a reconocer la cima de cemento tres veces a 1,566.50 md con 3 toneladas, rebajó cemento y accesorios a 1,794 md y realizó prueba de integridad de cementación con 750 psi, siendo exitosa.

Circuló tiempo de atraso para limpieza de pozo y desplazó lodo E.I. de 1.30 g/cm³ por lodo E.I. de 1.78 g/cm³.

Después, levantó y quebró en superficie sarta lisa con barrena tricónica de 14 1/2 pg para armar sarta rotatoria y rebajó cemento consistente a 1,802 md, finalizando la operación de la etapa 18 1/4 pg para TR de 16 pg a 1,800 md.

5.5. Conclusiones del caso de estudio.

Los elementos revisados en este capítulo para este caso de estudio se basan principalmente en el diseño, planeación y operación de las cementaciones. Para dar una posible respuesta a la problemática presentada en el apartado 5.1. se tienen las siguientes conclusiones:

- Las consideraciones de diseño de las lechadas de cemento de llenado de 1.60 g/cm³ y de amarre de 1.90 g/cm³ se basaron en la información real sobre las condiciones de temperatura, profundidad, densidad de lodo utilizada durante la perforación, entre otros parámetros ya abordados del pozo en la etapa perforada con barrena de 18 1/4 pg a 1,802 md.
- La distribución de la TR en plataforma, así como sus especificaciones brindaron los datos para la obtención de capacidades, volúmenes y presiones tanto en interior de la TR como espacio anular, esenciales en la cementación de la TR de 16 pg.

-
- La composición de las lechadas de cemento, así como las pruebas de laboratorio, mostraron que el diseño de las lechadas cumplió con las características solicitadas para la cementación de la TR de 16 pg, obteniendo resultados favorables antes de la operación y después de ella, en la verificación post operación con muestras de plataforma, obtenidas de los materiales usados.
 - El simulador de cementaciones brindó estimaciones del comportamiento de los fluidos durante la cementación, así como de los parámetros de bombeo, presión, densidad y volumen. También, mejoró el escenario de centralización de la TR para lograr mayor presencia de cemento en el espacio anular y aunque no se logró el desplazamiento completo del cemento a su posición programada, se garantizó cemento desde la zapata de la TR hasta la zona de pérdida en el espacio anular.
 - La confiabilidad de los accesorios y equipos de cementaciones es muy importante para asegurar un trabajo de cementación integral, en este caso, el tapón diafragma no cumplió con las especificaciones plasmadas en su ficha técnica, lo que ocasionó retraso en la ruptura del diafragma y el primer incremento de presión no esperado que se pudo ver en las gráficas de las figuras 5.13 y 5.14 de este capítulo y que llevó a catalogar al accesorio como fuera de rango.
 - Por otro lado, la presión máxima estimada en superficie durante la operación fue de 932 psi, por lo que es comprensible la selección de una cabeza de cementar con presión máxima de trabajo de 1,500 psi. La desventaja de la cabeza seleccionada es que al ser sencilla para alojar un solo tapón, no hace convencional la operación, pues de acuerdo con la teoría, es más eficiente utilizar cabezas de cementar dobles que permitan alojar al tapón de diafragma y sólido en la misma camisa, para que a la hora de la operación, sólo el cemento vaya encapsulado, evitando la contaminación de este con el bache espaciador que se bombea por delante durante el viaje en el interior de la TR y hasta la ruptura del diafragma.

-
- La diferencia de volúmenes de bache espaciador y cemento presentada entre el conteo de cajas realizado por el personal y por el equipo de adquisición de datos previamente calibrado, ocasionó discrepancias entre el volumen teórico de desplazamiento al que se observaría el acople del tapón diafragma – cople flotador y el volumen real observado al que sucedió el evento hidráulico. Esta diferencia pudo tener causa posible por un descuido del personal de cementaciones tanto de la compañía como de los responsables del pozo.
 - Por último, el incremento de presión después de la ruptura del diafragma, al llevar 1,070 Bls de lodo E.I. de 1.30 g/cm^3 bombeados, pudo ocasionarse posiblemente por una reacción inesperada entre el espaciador o el cemento con la formación en el espacio anular, ocasionando un tipo de obturación que impidió la continuación del desplazamiento de los fluidos hacia su posición final programada. La hipótesis de una posible obstrucción en las válvulas del cople flotador o de la zapata flotadora/rimadora queda descartada debido a que estando la TR en posición de cementar a 1,800 md, se circuló un tiempo de atraso, observando circulación parcial y sin restricciones en el fondo.

Con las conclusiones anteriores, queda demostrado que el diseño y la operación van de la mano para hacer un trabajo de cementación eficiente y aunque en este caso de estudio la cementación de la TR de 16 pg a 1,800 md no fue la óptima, se logró el objetivo de amarrar la TR y encontrar cemento consistente que brindó un sello hermético al pozo para continuar con la perforación y cementación de las siguientes etapas.

6. Conclusiones generales.

La cementación de pozos es un área muy vasta para su estudio e investigación en la industria petrolera, al igual que su planeación y ejecución fuera de los libros y materiales de consulta, sin embargo, los fundamentos teóricos y su comprensión son esenciales para poder efectuar un buen trabajo de cementación primaria en tuberías de revestimiento. Por esta razón, uno de los objetivos de este trabajo de investigación fue el de brindar un contexto de información general que permitiera al lector entender algunos de los elementos clave que se necesitan para una cementación primaria eficiente. En otras palabras, se requiere tener conocimiento teórico para efectuar la planeación y ejecución de las operaciones de cementación, entender, interpretar y operar todas y cada una de sus etapas para llevar a cabo un buen trabajo o resolver cualquier inconveniente presentado.

Por otra parte, la planeación y ejecución de los trabajos de cementación primaria no solo se realizan por una sola persona, sino por conjuntos de individuos con los que es necesario trabajar en equipo y sinérgicamente con el objetivo de elaborar un programa de cementación y una secuencia de pasos a seguir para cumplir lo más apegado posible, teniendo garantía de lograr las metas del trabajo a realizar, por lo que, estar involucrados en las distintas etapas de la planeación, como la recolección de información del pozo, la simulación de parámetros, las pruebas de laboratorio, la inspección de equipos, herramientas y accesorios o la cementación “*in situ*” y su evaluación, generan experiencia y conocimiento general.

Tener en cuenta la legislación en la industria petrolera permite realizar de mejor manera los trabajos de cementación al hacer uso de las mejores prácticas de operación, siendo estas como un lenguaje común entre los operadores petroleros para asegurar prácticas correctas y seguras en la industria.

La cementación primaria de tuberías de revestimiento requiere una extensa información teórica, por lo que, el presente documento se delimitó a tuberías intermedias y aunque en la construcción de un pozo petrolero suele haber más de una, solo se abordó particularmente la TR de 16 pg, de manera que, en el caso de estudio del pozo Melón – 55, se necesitó la información del yacimiento en explotación, del pozo en general y de la etapa perforada a 1,800 md para realizar la planeación y el diseño de la cementación de la TR de 16 pg, dentro de la cual, se hicieron cálculos de volumetría, presión, simulaciones de centralización, canalización, jerarquía reológica, densidad equivalente de circulación, parámetros de bombeo, presiones en la operación y cédula de bombeo. De igual manera, se corrieron pruebas de laboratorio que respaldaron al diseño de las lechadas de cemento, dentro de las cuales el tiempo bombeable y la resistencia al esfuerzo compresivo brindaron el tiempo necesario de operación y de fraguado. Todas estas actividades se realizaron con base a la información teórica aquí presentada.

Aunque la cementación de la TR de 16 pg a 1,800 md en el pozo Melón – 55 tuvo problemas y no culminó como se esperaba, se siguió el programa de operación y evaluación de la cementación, dejando la zapata amarrada con cemento y hermética.

Se concluye finalmente que la información teórica respalda a la práctica si se utiliza de manera correcta y consciente, siguiendo la normatividad y recomendaciones que ayuden a mejorar las prácticas en las operaciones de cementación y evaluación.

Por otro lado, el buen aprovechamiento de la información de campo permite desarrollar de mejor manera el diseño de las cementaciones primarias, cumpliendo con los aspectos que requieran las necesidades del pozo para lograr los objetivos de la cementación de forma más eficiente, recordando que cada cementación es diferente, aunque sean pozos exploratorios o de desarrollo en un mismo campo petrolero, por lo cual, el diseño siempre deberá ser particular a cada pozo.

La información de correlación de pozos ya terminados es aproximada a la de pozos en proceso de perforación, por lo que es de utilidad, pero no significa que el pozo en construcción tenga las mismas características, debido a esto, siempre es necesario recolectar información en el sitio.

Tener conocimiento de los equipos, herramientas y accesorios es de vital importancia para su consideración o selección en los trabajos de cementación de pozos, aunque no solo se debe limitar a estos, sino a equipos usados antes y después de la cementación, es decir, durante la perforación de las etapas, esto con el objetivo de tener un criterio más amplio en las decisiones sobre que equipos, herramientas, accesorios o materiales usar y para qué.

Finalmente, el diseño de la cementación primaria se basa en la información obtenida, las pruebas de laboratorio tienen base en el diseño, la ejecución de las operaciones de cementación en sitio se basa en toda la planeación y la evaluación depende de todas las actividades anteriores, por lo que, no se recomienda hacer una actividad sin la otra que la respalde, siendo estas una reacción en cadena o de engranes.

7. Anexos.

7.1. Distribución de TR de 16 pg, 109 lb/ft, N – 80/P - 110.

No. Tramo	Descripción	Consecutivo	Long [m]	Acum [m]	Peso [lb/pie]	OD [pg]	ID [pg]	Drift [pg]	Cima [m]	Base [m]	Vol de acero [lt]	Vol acero Acum [lt]	Peso F. [Ton]	Peso F. Acum [Ton]
ZP	ZAPATA RIMADORA	ZAPATA	1.05	14.11	109	17.50	14.877	14.823	1,770.46	1,800.00	21.72	21.72	0.1	0.1
1	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO	14.38	28.49	109	16	14.688	14.5	1,756.08	1,798.95	297.51	319.23	1.9	2.1
2	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-521	CENTRADOR #1	14.11	42.60	109	16	14.688	14.5	1,741.97	1,784.57	291.92	611.16	1.9	4.0
CP	COPLÉ FLOTADOR L-80, HD-521	COPLÉ	0.89	43.49	109	16.48	14.603	14.5	1,741.08	1,770.46	18.41	629.57	0.1	4.1
3	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 1	13.67	57.16	109	16	14.688	14.5	1,727.41	1,769.57	282.82	912.39	1.9	6.0
4	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-521	CENTRADOR #2	14.28	71.44	109	16	14.688	14.5	1,713.13	1,755.90	295.44	1,207.83	1.9	7.9
5	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO #2	13.74	85.18	109	16	14.688	14.5	1,699.39	1,741.62	284.27	1,492.10	1.9	9.8
6	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-521	CENTRADOR #3	14.26	99.44	109	16	14.688	14.5	1,685.13	1,727.88	295.03	1,787.13	1.9	11.7
7	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO #3	13.76	113.20	109	16	14.688	14.5	1,671.37	1,713.62	284.68	2,071.81	1.9	13.6
8	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-521	CENTRADOR #4	14.21	127.41	109	16	14.688	14.5	1,657.16	1,699.86	293.99	2,365.81	1.9	15.5
9	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO #4	13.69	141.10	109	16	14.688	14.5	1,643.47	1,685.65	283.23	2,649.04	1.9	17.4
10	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-521	CENTRADOR #5	14.16	155.26	109	16	14.688	14.5	1,629.31	1,671.96	292.96	2,942.00	1.9	19.3
11	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO #5	14.21	169.47	109	16	14.688	14.5	1,615.10	1,657.80	293.99	3,235.99	1.9	21.2
12	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-521	CENTRADOR #6	14.22	183.69	109	16	14.688	14.5	1,600.88	1,643.59	294.20	3,530.19	1.9	23.1
13	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO #6	13.54	197.23	109	16	14.688	14.5	1,587.34	1,629.37	280.13	3,810.32	1.8	25.0
14	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-521	CENTRADOR #7	14.23	211.46	109	16	14.688	14.5	1,573.11	1,615.83	294.41	4,104.73	1.9	26.9
15	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO #7	13.81	225.27	109	16	14.688	14.5	1,559.30	1,601.60	285.72	4,390.45	1.9	28.8
16	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-521	CENTRADOR #8	14.18	239.45	109	16	14.688	14.5	1,545.12	1,587.79	293.37	4,683.82	1.9	30.7
17	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO #8	13.9	253.35	109	16	14.688	14.5	1,531.22	1,573.61	287.58	4,971.40	1.9	32.6
18	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-521	CENTRADOR #9	13.94	267.29	109	16	14.688	14.5	1,517.28	1,559.71	288.41	5,259.81	1.9	34.5
19	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO #9	12.24	279.53	109	16	14.688	14.5	1,505.04	1,545.77	253.24	5,513.04	1.7	36.1
20	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-521	CENTRADOR #10	14.21	293.74	109	16	14.688	14.5	1,490.83	1,533.53	293.99	5,807.04	1.9	38.0
21	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 10	13.74	307.48	109	16	14.688	14.5	1,477.09	1,519.32	284.27	6,091.31	1.9	39.9
22	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 11	14.37	321.85	109	16	14.688	14.5	1,462.72	1,505.58	297.30	6,388.61	1.9	41.8
23	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 12	13.92	335.77	109	16	14.688	14.5	1,448.80	1,491.21	287.99	6,676.60	1.9	43.7
24	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 13	13.69	349.46	109	16	14.688	14.5	1,435.11	1,477.29	283.23	6,959.84	1.9	45.6
25	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 14	13.66	363.12	109	16	14.688	14.5	1,421.45	1,463.60	282.61	7,242.45	1.9	47.4
26	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 15	13.12	376.24	109	16	14.688	14.5	1,408.33	1,449.94	271.44	7,513.89	1.8	49.2
27	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 16	13.31	389.55	109	16	14.688	14.5	1,395.02	1,436.82	275.37	7,789.27	1.8	51.0
28	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 17	13.57	403.12	109	16	14.688	14.5	1,381.45	1,423.51	280.75	8,070.02	1.8	52.9
29	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 18	13.66	416.78	109	16	14.688	14.5	1,367.79	1,409.94	282.61	8,352.63	1.9	54.7
30	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 19	13.19	429.97	109	16	14.688	14.5	1,354.60	1,396.28	272.89	8,625.52	1.8	56.5
31	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 20	13.7	443.67	109	16	14.688	14.5	1,340.90	1,383.09	283.44	8,908.96	1.9	58.4
32	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 21	13.69	457.36	109	16	14.688	14.5	1,327.21	1,369.39	283.23	9,192.20	1.9	60.2

No. Tramo	Descripción	Consecutivo	Long [m]	Acum [m]	Peso [lb/pie]	OD [pg]	ID [pg]	Drift [pg]	Cima [m]	Base [m]	Vol de acero [lt]	Vol acero Acum [lt]	Peso F. [Ton]	Peso F. Acum [Ton]
33	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 22	13.68	471.04	109	16	14.688	14.5	1,313.53	1,355.70	283.03	9,475.23	1.9	62.1
34	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 23	13.51	484.55	109	16	14.688	14.5	1,300.02	1,342.02	279.51	9,754.74	1.8	63.9
35	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 24	13.16	497.71	109	16	14.688	14.5	1,286.86	1,328.51	272.27	10,027.01	1.8	65.7
36	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 25	14.01	511.72	109	16	14.688	14.5	1,272.85	1,315.35	289.86	10,316.86	1.9	67.6
37	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 26	13.03	524.75	109	16	14.688	14.5	1,259.82	1,301.34	269.58	10,586.44	1.8	69.3
38	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 27	14.1	538.85	109	16	14.688	14.5	1,245.72	1,288.31	291.72	10,878.16	1.9	71.3
39	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 28	14.08	552.93	109	16	14.688	14.5	1,231.64	1,274.21	291.30	11,169.46	1.9	73.2
40	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 29	14.26	567.19	109	16	14.688	14.5	1,217.38	1,260.13	295.03	11,464.49	1.9	75.1
41	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 30	14.14	581.33	109	16	14.688	14.5	1,203.24	1,245.87	292.54	11,757.04	1.9	77.0
42	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 31	13.91	595.24	109	16	14.688	14.5	1,189.33	1,231.73	287.79	12,044.82	1.9	78.9
43	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 32	11.41	606.65	109	16	14.688	14.5	1,177.92	1,217.82	236.06	12,280.89	1.5	80.4
44	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 33	13.67	620.32	109	16	14.688	14.5	1,164.25	1,206.41	282.82	12,563.71	1.9	82.3
45	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 34	13.76	634.08	109	16	14.688	14.5	1,150.49	1,192.74	284.68	12,848.39	1.9	84.2
46	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 35	12.05	646.13	109	16	14.688	14.5	1,138.44	1,178.98	249.30	13,097.69	1.6	85.8
47	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 36	14.15	660.28	109	16	14.688	14.5	1,124.29	1,166.93	292.75	13,390.45	1.9	87.7
48	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 37	14.1	674.38	109	16	14.688	14.5	1,110.19	1,152.78	291.72	13,682.16	1.9	89.6
49	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 38	13.07	687.45	109	16	14.688	14.5	1,097.12	1,138.68	270.41	13,952.57	1.8	91.4
50	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 39	13.81	701.26	109	16	14.688	14.5	1,083.31	1,125.61	285.72	14,238.29	1.9	93.3
51	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 40	13.14	714.40	109	16	14.688	14.5	1,070.17	1,111.80	271.86	14,510.14	1.8	95.0
52	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 41	13.79	728.19	109	16	14.688	14.5	1,056.38	1,098.66	285.30	14,795.45	1.9	96.9
53	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 42	13.56	741.75	109	16	14.688	14.5	1,042.82	1,084.87	280.55	15,075.99	1.8	98.7
54	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 43	14.24	755.99	109	16	14.688	14.5	1,028.58	1,071.31	294.61	15,370.61	1.9	100.7
55	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 44	14.23	770.22	109	16	14.688	14.5	1,014.35	1,057.07	294.41	15,665.01	1.9	102.6
56	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 45	14.09	784.31	109	16	14.688	14.5	1,000.26	1,042.84	291.51	15,956.52	1.9	104.5
57	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 46	14.04	798.35	109	16	14.688	14.5	986.22	1,028.75	290.48	16,247.00	1.9	106.4
58	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 47	14.17	812.52	109	16	14.688	14.5	972.05	1,014.71	293.17	16,540.17	1.9	108.3
59	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 48	14.42	826.94	109	16	14.688	14.5	957.63	1,000.54	298.34	16,838.50	2.0	110.3
60	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 49	14.33	841.27	109	16	14.688	14.5	943.30	986.12	296.48	17,134.98	1.9	112.2
61	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 50	13.51	854.78	109	16	14.688	14.5	929.79	971.79	279.51	17,414.49	1.8	114.1
62	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 51	13.96	868.74	109	16	14.688	14.5	915.83	958.28	288.82	17,703.31	1.9	116.0
63	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 52	14.04	882.78	109	16	14.688	14.5	901.79	944.32	290.48	17,993.79	1.9	117.9
64	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 53	13.57	896.35	109	16	14.688	14.5	888.22	930.28	280.75	18,274.54	1.8	119.7
65	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 54	14.22	910.57	109	16	14.688	14.5	874.00	916.71	294.20	18,568.74	1.9	121.6
66	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 55	12.45	923.02	109	16	14.688	14.5	861.55	902.49	257.58	18,826.32	1.7	123.3
67	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 56	14.06	937.08	109	16	14.688	14.5	847.49	890.04	290.89	19,117.21	1.9	125.2
68	TR 16", 109 lb/ft, P-110/ HD-521	TRAMO 57	14.24	951.32	109	16	14.688	14.5	833.25	875.98	294.61	19,411.82	1.9	127.1
69	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-521	TRAMO 1	13.88	965.2	109	16	14.688	14.5	819.37	861.74	287.17	19,698.99	1.9	129.0
70	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-521	TRAMO 2	11.15	976.35	109	16	14.688	14.5	808.22	847.86	230.68	19,929.67	1.5	130.5

No. Tramo	Descripción	Consecutivo	Long [m]	Acum [m]	Peso [lb/pie]	OD [pg]	ID [pg]	Drift [pg]	Cima [m]	Base [m]	Vol de acero [lt]	Vol acero Acum [lt]	Peso F. [Ton]	Peso F. Acum [Ton]
72	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-521	TRAMO 4	13.76	990.11	109	16	14.688	14.5	794.46	836.71	284.68	20,214.36	1.9	132.4
73	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-522	TRAMO 5	12.68	1,002.79	109	16	14.688	14.5	781.78	822.95	262.34	20,476.69	1.7	134.1
74	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-523	TRAMO 6	13.77	1,016.56	109	16	14.688	14.5	768.01	810.27	284.89	20,761.58	1.9	136.0
75	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-524	TRAMO 7	13.93	1,030.49	109	16	14.688	14.5	754.08	796.50	288.20	21,049.78	1.9	137.9
76	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-525	TRAMO 8	13.33	1,043.82	109	16	14.688	14.5	740.75	782.57	275.79	21,325.57	1.8	139.7
77	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-526	TRAMO 9	13.36	1,057.18	109	16	14.688	14.5	727.39	769.24	276.41	21,601.98	1.8	141.5
78	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-527	TRAMO 10	10.14	1,067.32	109	16	14.688	14.5	717.25	755.88	209.79	21,811.77	1.4	142.9
79	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-528	TRAMO 11	13.79	1,081.11	109	16	14.688	14.5	703.46	745.74	285.30	22,097.07	1.9	144.7
80	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-529	TRAMO 12	13.63	1,094.74	109	16	14.688	14.5	689.83	731.95	281.99	22,379.06	1.8	146.6
81	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-530	TRAMO 13	13.27	1,108.01	109	16	14.688	14.5	676.56	718.32	274.55	22,653.61	1.8	148.4
82	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-531	TRAMO 14	13.18	1,121.19	109	16	14.688	14.5	663.38	705.05	272.68	22,926.29	1.8	150.2
83	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-532	TRAMO 15	13.4	1,134.59	109	16	14.688	14.5	649.98	691.87	277.23	23,203.53	1.8	152.0
84	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-533	TRAMO 16	13.32	1,147.91	109	16	14.688	14.5	636.66	678.47	275.58	23,479.11	1.8	153.8
85	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-534	TRAMO 17	13.62	1,161.53	109	16	14.688	14.5	623.04	665.15	281.79	23,760.89	1.8	155.6
87	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-535	TRAMO 19	14.23	1,175.76	109	16	14.688	14.5	608.81	651.53	294.41	24,055.30	1.9	157.6
88	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-536	TRAMO 20	13.43	1,189.19	109	16	14.688	14.5	595.38	637.30	277.86	24,333.16	1.8	159.4
89	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-537	TRAMO 21	12.87	1,202.06	109	16	14.688	14.5	582.51	623.87	266.27	24,599.43	1.7	161.1
90	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-538	TRAMO 22	14.21	1,216.27	109	16	14.688	14.5	568.30	611.00	293.99	24,893.42	1.9	163.1
91	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-539	TRAMO 23	13.55	1,229.82	109	16	14.688	14.5	554.75	596.79	280.34	25,173.76	1.8	164.9
92	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-540	TRAMO 24	13.54	1,243.36	109	16	14.688	14.5	541.21	583.24	280.13	25,453.89	1.8	166.7
93	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-541	TRAMO 25	13.45	1,256.81	109	16	14.688	14.5	527.76	569.70	278.27	25,732.16	1.8	168.5
94	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-542	TRAMO 26	13.5	1,270.31	109	16	14.688	14.5	514.26	556.25	279.30	26,011.46	1.8	170.4
95	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-543	TRAMO 27	13.7	1,284.01	109	16	14.688	14.5	500.56	542.75	283.44	26,294.90	1.9	172.2
96	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-544	TRAMO 28	14.22	1,298.23	109	16	14.688	14.5	486.34	529.05	294.20	26,589.10	1.9	174.2
97	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-545	TRAMO 29	14.04	1,312.27	109	16	14.688	14.5	472.30	514.83	290.48	26,879.58	1.9	176.1
98	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-546	TRAMO 30	14.21	1,326.48	109	16	14.688	14.5	458.09	500.79	293.99	27,173.57	1.9	178.0
99	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-547	TRAMO 31	13.76	1,340.24	109	16	14.688	14.5	444.33	486.58	284.68	27,458.26	1.9	179.9
100	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-548	TRAMO 32	13.67	1,353.91	109	16	14.688	14.5	430.66	472.82	282.82	27,741.08	1.9	181.7
101	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-549	TRAMO 33	14.19	1,368.10	109	16	14.688	14.5	416.47	459.15	293.58	28,034.66	1.9	183.6
102	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-550	TRAMO 34	13.3	1,381.40	109	16	14.688	14.5	403.17	444.96	275.17	28,309.82	1.8	185.4
103	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-551	TRAMO 35	13.79	1,395.19	109	16	14.688	14.5	389.38	431.66	285.30	28,595.13	1.9	187.3
104	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-552	TRAMO 36	13.84	1,409.03	109	16	14.688	14.5	375.54	417.87	286.34	28,881.46	1.9	189.2
105	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-553	TRAMO 37	14.05	1,423.08	109	16	14.688	14.5	361.49	404.03	290.68	29,172.15	1.9	191.1
106	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-554	TRAMO 38	13.8	1,436.88	109	16	14.688	14.5	347.69	389.98	285.51	29,457.66	1.9	192.9
107	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-555	TRAMO 39	14.14	1,451.02	109	16	14.688	14.5	333.55	376.18	292.54	29,750.20	1.9	194.9
108	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-556	TRAMO 40	13.36	1,464.38	109	16	14.688	14.5	320.19	362.04	276.41	30,026.61	1.8	196.7
109	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-557	TRAMO 41	13.95	1,478.33	109	16	14.688	14.5	306.24	348.68	288.61	30,315.22	1.9	198.6
110	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-558	TRAMO 42	13.83	1,492.16	109	16	14.688	14.5	292.41	334.73	286.13	30,601.35	1.9	200.4

No. Tramo	Descripción	Consecutivo	Long [m]	Acum [m]	Peso [lb/pla]	OD [pg]	ID [pg]	Drift [pg]	Cima [m]	Base [m]	Vol de acero [lt]	Vol acero Acum [lt]	Peso F. [Ton]	Peso F. Acum [Ton]
111	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-559	TRAMO 43	14.33	1,506.49	109	16	14.688	14.5	278.08	320.90	296.48	30,897.83	1.9	202.4
112	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-560	TRAMO 44	13.93	1,520.42	109	16	14.688	14.5	264.15	306.57	288.20	31,186.03	1.9	204.3
113	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-561	TRAMO 45	13.76	1,534.18	109	16	14.688	14.5	250.39	292.64	284.68	31,470.71	1.9	206.1
114	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-562	TRAMO 46	14.32	1,548.50	109	16	14.688	14.5	236.07	278.88	296.27	31,766.98	1.9	208.1
115	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-563	TRAMO 47	13.92	1,562.42	109	16	14.688	14.5	222.15	264.56	287.99	32,054.98	1.9	210.0
116	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-564	TRAMO 48	14.02	1,576.44	109	16	14.688	14.5	208.13	250.64	290.06	32,345.04	1.9	211.9
117	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-565	TRAMO 49	13.41	1,589.85	109	16	14.688	14.5	194.72	236.62	277.44	32,622.48	1.8	213.7
118	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-566	TRAMO 50	13.72	1,603.57	109	16	14.688	14.5	181.00	223.21	283.86	32,906.33	1.9	215.5
119	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-567	TRAMO 51	13.69	1,617.26	109	16	14.688	14.5	167.31	209.49	283.23	33,189.57	1.9	217.4
120	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-568	TRAMO 52	13.31	1,630.57	109	16	14.688	14.5	154.00	195.80	275.37	33,464.94	1.8	219.2
121	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-569	TRAMO 53	13.58	1,644.15	109	16	14.688	14.5	140.42	182.49	280.96	33,745.90	1.8	221.0
122	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-570	TRAMO 54	13.65	1,657.80	109	16	14.688	14.5	126.77	168.91	282.41	34,028.31	1.8	222.9
123	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-571	TRAMO 55	13.41	1,671.21	109	16	14.688	14.5	113.36	155.26	277.44	34,305.75	1.8	224.7
124	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-572	TRAMO 56	13.52	1,684.73	109	16	14.688	14.5	99.84	141.85	279.72	34,585.47	1.8	226.5
125	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-573	TRAMO 57	13.43	1,698.16	109	16	14.688	14.5	86.41	128.33	277.86	34,863.32	1.8	228.4
127	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-574	TRAMO 59	13.87	1,712.03	109	16	14.688	14.5	72.54	114.90	286.96	35,150.28	1.9	230.2
128	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-575	TRAMO 60	13.63	1,725.66	109	16	14.688	14.5	58.91	101.03	281.99	35,432.28	1.8	232.1
129	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-576	TRAMO 61	13.61	1,739.27	109	16	14.688	14.5	45.30	87.40	281.58	35,713.86	1.8	233.9
130	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-577	TRAMO 62	13.42	1,752.69	109	16	14.688	14.5	31.88	73.79	277.65	35,991.50	1.8	235.7
131	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-578	TRAMO 63	13.21	1,765.90	109	16	14.688	14.5	18.67	60.37	273.30	36,264.81	1.8	237.5
132	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-579	TRAMO 64	13.54	1,779.44	109	16	14.688	14.5	5.13	47.16	280.13	36,544.94	1.8	239.4
134	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-580	TRAMO 66	13.1	1,792.54	109	16	14.688	14.5	-7.97	33.62	271.03	36,815.97	1.8	241.1
136	TR 16", 109 lb/ft, N-80/ HD-581	TRAMO 68	13.77	1,806.31	109	16	14.688	14.5	-21.74	20.52	284.89	37,100.86	1.9	243.0

7.2. Fichas técnicas de TR 16 pg.

TR 16 pg, N-80,
109 lb/ft HD - 521



Cupla	Cuerpo del Tubo
Grado: N80Q	Grado: N80Q
Cuerpo del tubo: Rojo	1er. Banda: Rojo
1er. Banda: Verde	2da. Banda: Verde brillante
2da. Banda: -	3ra. Banda: -
3ra. Banda: -	4ta. Banda: -
	5ta. Banda: -
	6ta. Banda: -

Diámetro exterior	16.000 in.	Espesor	0.656 in.	Grado	N80Q
Espesor mínimo garantizado	87.50 %	Calibre	API Standard	Tipo	Casing
Opción de Cupla	REGULAR				

Información Del Tubo

Geometría	
Diámetro Exterior Nominal	16.000 in.
Peso lineal nominal	109.00 lb/ft.
Calibre	14.500 in.
Diámetro Interior Nominal	14.688 in.

Desempeño	
Resistencia a la Tracción del Tubo	2530 x1000 lb
Resistencia a la Presión Interna	5740 psi
Fluencia Mínima Especificada	80,000 psi
Presión de Colapso	3080 psi

Información De La Conexión

Geometría	
Diámetro Exterior de la Conexión	16.465 in.
Diámetro Interior de la Conexión	14.613 in.
Pérdida de Largo en el Apriete	5.600 in.
Hilos por pulgada	2.35
Opción de Cupla	Regular

Desempeño	
Eficiencia en Tracción	74.30 %
Resistencia a la Tracción de la Conexión	1880 x1000 lb
Capacidad de Presión Interna	5740 psi
Eficiencia en Compresión	88.40 %
Resistencia a la Compresión	2237 x1000 lb
Máxima flexión permitida	17.09 °/100 ft
Capacidad de Presión Externa	3080 psi

Torques de apriete en campo	
Mínimo	58,000 ft-lb
Óptimo	70,000 ft-lb
Máximo	102,000 ft-lb

Torques de Limite Operacional	
Torque operacional	271,000 ft-lb
Torque de Fluencia	407,000 ft-lb

Impreso en: 10-25-2025

TR 16 pg, P-110 109 lb/ft HD - 521				<table><tr><th>Cupla</th><th>Cuerpo del Tubo</th></tr><tr><td>Grado: P110</td><td>Grado: P110</td></tr><tr><td>Cuerpo del tubo: Blanco</td><td>1er. Banda: Blanco</td></tr><tr><td>1er. Banda: -</td><td>2da. Banda: -</td></tr><tr><td>2da. Banda: -</td><td>3ra. Banda: -</td></tr><tr><td>3ra. Banda: -</td><td>4ta. Banda: -</td></tr><tr><td></td><td>5ta. Banda: -</td></tr><tr><td></td><td>6ta. Banda: -</td></tr></table>		Cupla	Cuerpo del Tubo	Grado: P110	Grado: P110	Cuerpo del tubo: Blanco	1er. Banda: Blanco	1er. Banda: -	2da. Banda: -	2da. Banda: -	3ra. Banda: -	3ra. Banda: -	4ta. Banda: -		5ta. Banda: -		6ta. Banda: -
Cupla	Cuerpo del Tubo																				
Grado: P110	Grado: P110																				
Cuerpo del tubo: Blanco	1er. Banda: Blanco																				
1er. Banda: -	2da. Banda: -																				
2da. Banda: -	3ra. Banda: -																				
3ra. Banda: -	4ta. Banda: -																				
	5ta. Banda: -																				
	6ta. Banda: -																				
Diámetro exterior	16.000 in.	Espesor	0.656 in.	Grado	P110																
Espesor mínimo garantizado	87.50 %	Calibre	API Standard	Tipo	Casing																
Opción de Cupla	REGULAR																				
Información Del Tubo																					
Geometría				Desempeño																	
Diámetro Exterior Nominal	16.000 in.	Espesor	0.656 in.	Resistencia a la Tracción del Tubo	3478 x1000 lb																
Peso lineal nominal	109.00 lb/ft.	Peso lineal del tubo	107.60 lb/ft.	Resistencia a la Presión Interna	7890 psi																
Calibre	14.500 in.	Tolerancia de diámetro exterior	API	Fluencia Mínima Especificada	110,000 psi																
Diámetro Interior Nominal	14.688 in.			Presión de Colapso	3470 psi																
Información De La Conexión																					
Geometría		Desempeño		Torques de apriete en campo																	
Diámetro Exterior de la Conexión	16.465 in.	Eficiencia en Tracción	74.30 %	Mínimo	58,000 ft-lb																
Diámetro Interior de la Conexión	14.613 in.	Resistencia a la Tracción de la Conexión	2584 x1000 lb	Óptimo	70,000 ft-lb																
Pérdida de Largo en el Apriete	5.600 in.	Capacidad de Presión Interna	7890 psi	Máximo	102,000 ft-lb																
Hilos por pulgada	2.35	Eficiencia en Compresión	88.40 %	Torques de Límite Operacional																	
Opción de Cupla	Regular	Resistencia a la Compresión	3075 x1000 lb	Torque operacional	373,000 ft-lb																
		Máxima flexión permitida	23.78 °/100 ft	Torque de Fluencia	559,000 ft-lb																
		Capacidad de Presión Externa	3470 psi																		

7.3. Ficha técnica centradores.



Centradores

16" X 18"

"Diseñados Para Proporcionar Calidad Premium a Precio Económico".

Aplicaciones:

- Pozos verticales
- Desviados y horizontales
- Ventanas
- HTHP
- Alta severidad (DLS)

Características/beneficios:

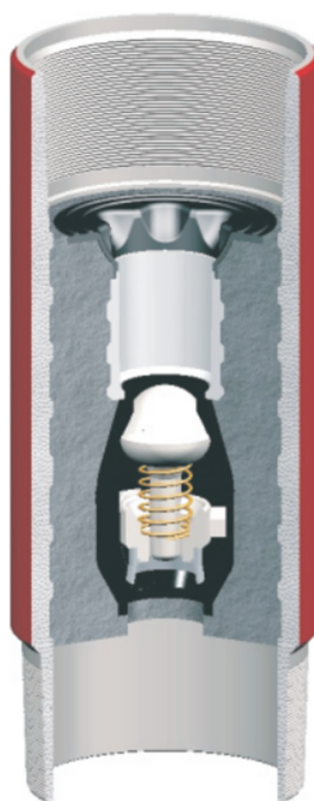
- Construcción integral en una sola pieza sobre la tubería.
- Alta resistencia al impacto, desgaste y altas temperaturas.
- Aletas configuradas para un mínimo deslizamiento en el lado bajo del pozo en su paso por ventanas.
- Alta resistencia a la compresión.
- Permite una óptima colocación del cemento, al generar un patrón de flujo efectivo.
- Se pueden fabricar en diversas geometrías.

DATOS TÉCNICOS DEL CENTRADOR	
Diámetro Exterior	18"
Diámetro Interior	16"
Longitud	21.65" (550 mm)
Velocidad Máxima	125 rpm
Resistencia a la Temperatura	+250°C
Fuerza de Retención	+100,000 lbf
Fuerza de Deslizamiento	+190,000 lbf

7.4. Ficha técnica cople flotador 16.48 pg, L-80, HD-521.

Cople Flotador**HOJA DE DATOS TÉCNICOS**

Cople Flotador 16 pg, sello simple seguro de 3 válvulas, NR L80, HD – 521, 109.0 lb/ft, PDC perforable. Las especificaciones excluyen a las conexiones.



DIMENSIONES				
Diámetro	406.400	mm	16.0	pg
Rango de peso de TR	109 lb/ft – 109 lb/ft			
Diámetro exterior	418.465	mm	16.475	pg
Diámetro máx. de perforación	370.915	mm	14.500	pg
Área mínima de flujo	3,167.73	mm ²	4.910	pg ²
Modelo	Cople flotador			
Conexiones	HD – 521 Caja X HD – 521 Piñón			
Especificaciones de Materiales				
Grado de acero	L – 80			
Válvula	3.25 pg, 3 sellos seguros			
PDC perforable	Si			
Especificaciones				
Presión interna	45.5	MPa	7,060	Psi
Presión de colapso	44.7	Mpa	6,480	Psi
Tensión	12,250	kN	2,756,000	Lbf
Contrapresión	17.2	Mpa	2,500	Psi
Presión de impacto	20.7	Mpa	3,000	Psi
Temperatura	204	°C	400	°F

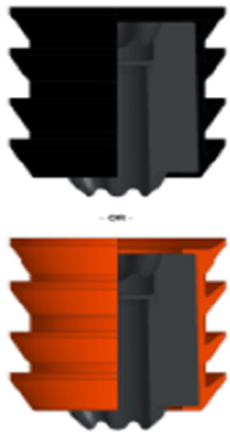
7.5. Fichas técnicas de tapones no rotatorios.

7.5.1. Tapón diafragma.

Tapón Diafragma

HOJA DE DATOS TÉCNICOS

Tapón diafragma, 16.000 pg, NR PUR 400 PSI.

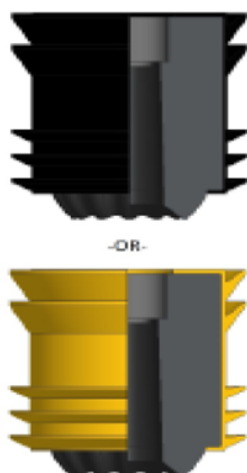


DIMENSIONES				
Diámetro	406.400	mm	16.0	pg
Rango de peso de TR	52.50 – 131.71 lb/ft			
Diámetro del cuerpo	334.010	mm	13.150	pg
Diámetro exterior de la aleta	403.100	mm	15.870	pg
Longitud	453.898	mm	17.87	pg
Especificaciones de Materiales				
Tipo de nariz	No rotatoria			
Material de las aletas	Poliuretano			
Material del núcleo	Durómero			
Color	Naranja			
PDC perforable	Si			
Especificaciones				
Presión disco de ruptura	2.8	MPa	400	Psi
Presión de impacto	20.7	Mpa	3,000	Psi
Máx. temperatura de circulación	124	°C	255	°F
Máx. temperatura de impacto	124	°C	255	°F

7.5.2. Tapón sólido.

Tapón Sólido

Tapón sólido, 16.000 pg, NR PUR



DIMENSIONES				
Diámetro	406.400	mm	16.0	pg
Rango de peso de TR	52.50 – 131.71 lb/ft			
Diámetro del cuerpo	334.010	mm	13.150	pg
Diámetro exterior de la aleta	403.100	mm	15.870	pg
Longitud	454.203	mm	17.882	pg
Especificaciones de Materiales				
Tipo de nariz	No rotatoria			
Material de las aletas	Poliuretano			
Material del núcleo	Durómero			
Color	Amarillo			
PDC perforable	Si			
Especificaciones				
Presión de impacto	20.7	MPa	3,000	Psi
Máx. temperatura de circulación	124	°C	255	°F
Máx. temperatura de impacto	124	°C	255	°F

7.6. Zapata rimadora/ flotadora.

ZAPATA RIMADORA/FLOTADORA

HOJA DE DATOS

16.000" Casing x 17.000" OD, sin válvula, P110,
109.00ppf TSH Wedge 521® Caja

Producto:

La zapata escariadora ha sido diseñada específicamente para facilitar la instalación de cualquier aplicación de revestimiento, revestimiento o malla, donde el operador tiene preocupaciones sobre condiciones de pozo potencialmente difíciles, como lutitas hinchadas, salientes y áreas erosionadas dentro del pozo. La punta de aluminio tradicional ha sido reemplazada por una versión fenólica para reducir el tiempo de perforación. Se han realizado exhaustivas pruebas de carga internas para garantizar que no haya pérdida de función, incluso en las aplicaciones más desafiantes.

Características:

- Estructura de corte de carburo de tungsteno que no daña el revestimiento.
- Las cuchillas izquierdas anti agresivas minimizan el torque
- La estructura de corte de 360° facilita el escariado pasando obstrucciones con o sin rotación.
- La punta guía excéntrica que busca el pozo sorteando formaciones problemáticas.
- Punta guía compuesta EZI-DRILL® para facilitar la perforación.
- Puertos de flujo que ofrecen un área de flujo de 360°.
- El diseño de cuerpo liso ayuda a reducir la ECD.

Dimensiones			
Diámetro	16.000"		
Libraje de la Tubería	109.00	Lib - pie	
Drift DI (API)	14.500	pulg	
DE Máx	17.000	pulg	
DI * Nom	14.613	pulg	
Longitud	41.62	pulg	

Especificaciones Técnicas			
Material del cuerpo	P110		
Material de la punta	Composite		
Cantidad de válvulas de flotación **	Sin válvula		
Válvula de flotador TFA	N/A	pg ²	
Puertos de punta TFA	7.854	pg ²	
Clasificación de contrapresión	N/A	psi	
Temperatura de funcionamiento	375	°F	

Detalles de la conexión			
Conexión de caja	TSH Wedge 521 ^R		
Presión de rotura **	7,890	psi	
Presión de colapso ***	3,470	psi	
Tensión ***	2,584	psi	

* Diámetro interior específico para adaptarse al peso de la TR y la combinación de la conexión. Nota: La hoja de datos del rango de peso indica el diámetro interior mínimo, antes de cortar la conexión.

** Válvula de flotador calificada API RP 10F, Cat IIIC.

*** La conexión específica siempre es el factor limitante para rotura, colapso y tensión.



8. Referencias.

- ACI. (2001). *ACI Committee 308 R, Guide to Curing Concrete*. Detroit, Michigan, Unites States of America: American Concrete Institute. Recuperado el 11 de Abril de 2025
- Aguilar, S. A. (2016). *Curso Básico de Evaluación de Formaciones Mediante Registros de Pozos en Open Hole* (Vol. 1). Santa Cruz de la Sierra, Bolivia. Recuperado el 11 de 11 de 2024
- Allouche, M., Guillot, D., Hayman, A. J., Butsch, R. J., & Morris, C. W. (2006). 15. Cementing Job Evaluation. En E. B. Nelson, D. Guillot, & J. Smith (Ed.), *Well Cementing* (Second ed., Vol. 1, págs. 549 - 612). Sugar Land, Texas, United States of America: Schlumberger. Recuperado el 18 de Mayo de 2025
- APA. (2019). *Guía Normas APA en Español* (Séptima edición ed., Vol. 1). México: APA. Recuperado el 26 de Junio de 2024
- API. (2004). *API RP 10D-2. Recommended Practice for Centralizer Placement and Stop-collar Testing*. (First ed., Vol. 2). Washington D.C., Washington D.C., United States of America: API Publishing Services. Recuperado el 11 de Febrero de 2025
- API. (2008). *API Technical Report 10TR4. Selection of Centralizers for Primary Operations*. (First ed., Vol. 1). Washington D.C., Washington D.C., United States of America: API Publishing Services. Recuperado el 11 de Febrero de 2025
- API. (2010). *API STD 65-2. Isolating Potential Flow Zones During Well Construction* (Second ed., Vol. 2). Washington D.C., Washington D.C., Unites States: API Publishing Services. Recuperado el 11 de Febrero de 2025
- CNH. (2013). Anexo I de los Lineamientos de Perforación de Pozos. En C. N. Hidrocarburos., & CNH (Ed.), *Anexo I de los Lineamientos de Perforación de Pozos* (Vol. 1, pág. 5). Ciudad de México, México: CNH. Recuperado el 02 de Julio de 2024
- CNH. (2016). Anexo II Referencias Normativas. En C. N. Hidrocarburos, & CNH (Ed.), *Lineamientos de la Perforación de Pozos* (Segunda ed., Vol. 1, págs. 36 - 49). Ciudad de México, México: Diario Oficial de la Federación. Recuperado el 06 de Mayo de 2025
- CNH. (2016). Anexo V. Guía para realizar actividades relacionadas con el aseguramiento integral de pozos. En CNH, & CNH (Ed.), *Linemientos de Perforación de Pozos* (1

-
- ed., Vol. 1, págs. 96 - 159). Ciudad de México, México: Diario Oficial de la Federación. Recuperado el 09 de Mayo de 2025
- CNH. (2016). *Lineamientos de Perforación de Pozos* (1 ed., Vol. 1). (CNH, Ed.) Ciudad de México, México: Diario Oficial de la Federación. Recuperado el 04 de Mayo de 2025
- CNH. (2023). *Dictamen del Plan de Desarrollo para la Extracción, Asignación A-203-3M-Campo Maloob, Pemex Exploración y Producción*. Ciudad de México, Ciudad de México, México: CNH. Recuperado el Marzo de 2024
- Daccord, G., Guillot, D., & Nilsson, F. (2006). Chapter 5. Mud Removal. En E. B. Nelson, D. Guillot, J. Smith, & J. Smith (Ed.), *Well Cementing* (Second ed., Vol. 1, págs. 143-189). Sugar Land, Texas, United States of America: Schlumberger. Recuperado el 16 de Febrero de 2025
- Dargaud, B., & Boukheifa, L. (2006). Appendix B. Laboratory testing, evaluation and analysis of well cements. En E. B. Nelson, D. Guillot, & J. Smith (Ed.), *Well Testing* (Second ed., Vol. 1, págs. 627 - 658). Sugar Land, Texas, United States of America: Schlumberger. Recuperado el 24 de Febrero de 2025
- Dezhou Rundong Petroleum Machinery Co., Ltd. (2015). *Bomba de lodo serie F*. Recuperado el 25 de Abril de 2025, de Oildrilling: <http://oildrilling.es/sitemap.html>
- GICSA. (16 de Enero de 2024). Tecnologías de vanguardia para asegurar una buena cementación. *I*, 37. Carmen, Campeche, México. Recuperado el 13 de Febrero de 2025
- Griffin Jr, T. J. (2006). Appendix C. Cementing Calculations. En E. B. Nelson, D. Guillot, & J. Smith (Ed.), *Well Cementing* (Second ed., Vol. 1, págs. 659-677). Sugar Land, Texas, United States of America: Schlumberger. Recuperado el 02 de Marzo de 2025
- Guillot, D. (2006). Chapter 4. Reology and Flow of Well Cement Slurries. En E. B. Nelson, D. Guillot, & J. Smith (Ed.), *Well Cementing* (Second ed., Vol. 1, págs. 93-142). Sugar Land, Texas, United States of America: Schlumberger. Recuperado el 06 de Febrero de 2025
- Halliburton Energy. (2024). *Suite de construcción de pozos*. (H. Energy, Editor) Recuperado el 23 de 11 de 2024, de Halliburton.com: <https://www.halliburton.com/en/products/icem-service>.

-
- Halliburton Energy Inc. (18 de 11 de 2023). Cementaciones. Ciudad del Carmen, Campeche, México. Recuperado el 16 de 09 de 2024
- Halliburton Energy Inc. (17 de Junio de 2024). *Cementación del Software: Servicio iCem*. (H. Energy, Editor) Recuperado el 12 de 11 de 2024, de Halliburton: <https://www.halliburton.com/en/products/icem-service>
- Leugemors, E., Metson, J., Colvart, L. R., Krauss, C. D., & Plante, M. (2006). 11. Cementing Equipment and Casing Hardware. En E. Nelson, D. Guillot, & J. Smith (Ed.), *Well Cementing* (Second ed., Vol. 1, págs. 399-400). Sugar Land, Texas, United States of America: Schlumberger. Recuperado el 03 de octubre de 2025
- Leugemors, E., Metson, J., Pessin, J. L., Colvart, R. L., Krauss, C. D., & Plante, M. (2006). 11. Cementing Equipment and Casing Hardware. En E. B. Nelson, D. Guillot, & J. Smith (Ed.), *Well Cementing* (Segunda ed., Vol. 1, págs. 343 - 434). Sugar Land, Texas, United States of America: Schlumberger. Recuperado el 19 de Abril de 2025
- Nelson, E. B., Michaux, M., & Drochon, B. (2006). Chapter 3. Cements Additives and Mechanisms of Action. En E. B. Nelson, D. Guillot, & J. Smith (Ed.), *Well Cementing* (Second ed., Vol. 1, págs. 74-91). Sugar Land, Texas, United States of America: Schlumberger. Recuperado el 28 de Febrero de 2025
- O., A. P. (2010). *Fluidos e Hidráulica Avanzado* (1 ed.). Asesoría Petrolera Orientada, C.A. (APOCA). Recuperado el 19 de 11 de 2024
- Pegasus Vertex Inc. (14 de 11 de 2024). *pvisoftware.com*. Recuperado el 14 de 11 de 2024, de CEMPRO+: <https://www.pvisoftware.com/cempro+-cementing-job-model.html>
- PEMEX . (2010). *Manual Técnico de Fórmulas y Tablas para Trabajos de Perforación y Mantenimiento de Pozos*. (1 ed., Vol. 1). (U. D. POZOS, Ed.) México. Recuperado el 12 de 11 de 2024
- PEMEX. (2003). *NRF-069-PEMEX-2002. Cemento clase "H" empleado en pozos petroleros*. Petróleos Mexicanos, Comité de Normalización de Petróleos Mexicanos y Organismos Subsidiarios. PEMEX. Recuperado el 26 de Febrero de 2025
- PEMEX. (2008). 03. *Guía Práctica para Diseñar y Ejecutar Cementaciones Primarias*. (1 ed., Vol. 03). (G. d. Pozos, Ed.) México. Recuperado el 16 de 11 de 2024
- PEMEX. (2008). 15. *Terminación. Guía de Diseño y Ejecución de Cementaciones Forzadas* (1 ed., Vol. 15). (P. E. Producción., Ed.) México. Recuperado el 16 de 11 de 2024

-
- PEMEX. (2008). 7. *Guía de Diseño para el Asentamiento y Diseño de Tuberías de Revestimiento* (1 ed., Vol. 7). México: Gerencia de Ingeniería. Recuperado el 16 de 09 de 2024
- PEMEX. (2010). Tomo 11. Terminación y Mantenimiento de Pozos. En PEMEX, *Un Siglo de la Perforación en México* (pág. 103). México. Recuperado el 04 de 11 de 2024
- PEMEX. (2010). Tomo VII. Ingeniería de Cementaciones. En E. y. PEMEX, *Un Siglo de la Perforación en México*, 13. (pág. 129). México. Recuperado el 25 de 07 de 2024
- PEMEX. (2023). *Mejores Prácticas de Prevención y Optimización Aplicables a la Perforación de Pozos*. (Tercera ed., Vol. 1). Carmen, Campeche, México: PEMEX. Recuperado el 11 de Febrero de 2025
- Rodríguez Mendez, E. (1989). *Tecnología de perforación. Hídráulica de la perforación rotatoria* (primera ed., Vol. 1). México. doi:1067/89
- Schlumberger. (2004). *Reología de los Cementos. Programa de entrenamiento acelerado para supervisores de pozo*. (1 ed.). (SLB, Ed.) México: SLB. Recuperado el 31 de 01 de 2025
- SLB. (10 de marzo de 2004). Reología de los cementos, Programa acelerado de entrenamiento para supervisores de pozo. 11. Campeche, México: Schlumberger. Recuperado el 07 de febrero de 2025
- SLB. (2024). *Presión en la superficie*. (SLB, Editor) Recuperado el 17 de 11 de 2024, de Energy Glossary: https://glossary.slb.com/es/terms/s/surface_pressure#:~:text=Presi%C3%B3n%20media%20en%20la%20superficie,del%20cabezal%20de%20las%20tuber%C3%ADas.
- SLB. (2025). *Bombeador*. (Schlumberger, Editor) Recuperado el 25 de Abril de 2025, de Energy Glossary en Español: <https://glossary.slb.com/es/terms/p/pumper>
- SLB. (2025). *BWOB*. (Schlumberger, Editor) Recuperado el 02 de Marzo de 2025, de Energy Glossary en Español: https://glossary.slb.com/es/terms/b/by_weight_of_blend
- SLB. (2025). *BWOC*. (Schlumberger, Editor) Recuperado el 02 de Marzo de 2025, de Energy Glossary en Español: <https://glossary.slb.com/es/terms/b/bwoc>
- SLB. (2025). *BWOW*. (Schlumberger, Editor) Recuperado el 02 de Marzo de 2025, de Energy Glossary en Español: <https://glossary.slb.com/es/terms/b/bwow>

-
- SLB. (2025). *Cabeza de cementación*. (Schlumberger, Editor) Recuperado el 17 de Abril de 2025, de Energy Glossary en Español: https://glossary.slb.com/es/terms/c/cement_head
- SLB. (2025). *Centralizador*. (Schlumberger, Editor) Recuperado el 22 de Abril de 2025, de Energy Glossary en Español: <https://glossary.slb.com/es/terms/c/centralizer>
- SLB. (2025). *Drift*. (Schlumberger, Editor) Recuperado el 17 de Abril de 2025, de Energy Glossary en Español: <https://glossary.slb.com/en/terms/d/drift>
- SLB. (2025). *Energy Glossary en Español*. (Schlumberger, Editor) Recuperado el 22 de Marzo de 2025, de Consistencia: <https://glossary.slb.com/es/terms/c/consistency>
- SLB. (2025). *Fluidos no newtonianos*. (SLB, Editor, & SLB) Recuperado el 07 de Febrero de 2025, de Energy Glossary: https://glossary.slb.com/es/terms/n/non-newtonian_fluid
- SLB. (2025). *Manifold*. (Schlumberger, Editor) Recuperado el 17 de Abril de 2025, de Energy Glossary en Español: <https://glossary.slb.com/en/terms/m/manifold>
- SLB. (2025). *Prueba de compatibilidad*. Recuperado el 20 de Febrero de 2025, de Energy Glossary: https://glossary.slb.com/es/terms/f/fluid_compatibility_test
- Smith, D. K. (1990). *Cementing, 4*. New York City: SPE.
- Smith, R. C. (1990). *Well Cementing*. Sugar Land, Texas 77478: Schlumberger Educational Services.
- Suman, G. O. (1977). Cementing Handbook, Including Casin Handling Procedures. En J. y. George O. Suman, *World Oil's*. (Vol. 13, págs. 57-60). Houston, Texas, United States: Gulf Publishing Company. Recuperado el 02 de 10 de 2024
- Tenaris. (22 de 12 de 2014). *You Tube*. Obtenido de <https://youtu.be/0FoL-f5hp7w?si=qTwPzVfvDg-8CFkI>
- Tenaris. (2018). *Prontuario de Tenaris* (Vol. 1). Veracruz, Veracruz, México: Tenaris. Recuperado el 26 de Junio de 2024