



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

**Análisis de mejora con diferentes técnicas
operacionales de cementación de pozos en
ventanas operativas de aguas profundas
con márgenes de presión reducidos**

TESIS

Que para obtener el título de
Ingeniero Petrolero

P R E S E N T A

Axel Issac Martínez Alva

DIRECTOR DE TESIS

Ing. Erick Jair Gordillo Guillén



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2026



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



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

De acuerdo con lo anterior, manifiesto que el trabajo escrito titulado ANÁLISIS DE MEJORA CON DIFERENTES TÉCNICAS OPERACIONALES DE CEMENTACIÓN DE POZOS EN VENTANAS OPERATIVAS DE AGUAS PROFUNDAS CON MARGENES DE PRESIÓN REDUCIDOS 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.

AXEL ISSAC MARTINEZ ALVA
Número de cuenta: 318330402

Agradecimientos

El presente trabajo está dedicado a la mujer que tanto admiro, mi madre, que siempre ha estado conmigo, que con su apoyo y consejos he logrado ir por el buen camino, la persona que ha estado en las buenas y en las malas, quien siempre creyó en mí en todo momento, te amo, mamá, gracias por tu apoyo incondicional y darme la libertad de hacer lo que me apasiona, por motivarme a alcanzar mis sueños.

A mi hermano Alexis que siempre ha estado conmigo, me ha acompañado en las buenas y en las malas, quien me ha hecho reír en los momentos más difíciles y festejado conmigo en los buenos momentos, gracias por ser un buen hermano, siempre estaré agradecido con la vida por darme la fortuna de ser hermanos.

A mi papá quien me enseñó valores importantes como nunca rendirme y hacer lo posible para conseguir mis sueños.

A mi mejor amiga, Alexa, por los años de amistad y por ser quien siempre estuvo en cada momento, que siempre me escucho y me aconsejo, gracias por las risas en los momentos más difíciles, por motivarme a seguir creciendo, gracias por tu amistad, eres y serás como una hermana para mí.

A mi mejor amigo, José, quien estuvo en todo momento apoyándome y alentándome, gracias por cada momento que hemos pasado, las risas que nunca faltaron, las anécdotas que vivimos, te quiero, amigo, y ojalá que siempre estés en mi vida, fuiste una parte fundamental en esta etapa llena de aprendizajes.

Gracias al Ingeniero Erick Gordillo, quien fue mi director de tesis y un gran amigo, a quien admiro como persona y como profesional, gracias por el apoyo incondicional, por los consejos y por la paciencia en este trabajo, por estar presente en momentos importantes y de mi trayectoria académica.

Gracias a Dios por permitirme concluir una etapa más en mi vida, por permitirme crecer, avanzar y aprender de manera tanto profesional como personal, por rodearme de grandes personas que contribuyeron a lo que ahora soy, por todos los momentos que me permitió vivir durante esta etapa universitaria.

Estoy agradecido con mi universidad y mi facultad por permitirme crecer, por haber aportado en mi desarrollo personal y académica, por darme todas las herramientas necesarias para lograr culminar esta etapa.

Índice

Agradecimientos	1
1. Introducción	6
1.1. Objetivos	7
1.1.1. Objetivo general	7
1.1.2. Objetivo específico	7
1.2. Hipótesis.....	7
2. Fundamentos de Perforación y Presiones en Pozos	8
2.1. Sistemas de Equipos de Perforación y sus Componentes	8
2.1.1. Sistema de Izaje	8
2.1.2. Sistema de rotación	9
2.1.3. Sistema de circulación	9
2.1.4. Sistema de potencia.....	10
2.1.5. Sistema de seguridad	11
2.2. Tipos de Fluidos de Perforación y sus Funciones	11
2.2.1. Fluidos Base Agua.....	12
2.2.2. Fluidos Base Aceite	12
2.2.3. Fluidos Sintéticos	12
2.2.4. Funciones	13
2.3. Principios de los Registros Geofísicos de Pozos	13
2.3.1. Objetivo de los registros geofísicos	14
2.3.2. Utilidad de los registros geofísicos.....	14
2.3.3. Tipos de Registros	15
2.3.4. Propiedades Petrofísicas Determinadas.....	16
2.4. Tipos de Presión en Pozos Petroleros.....	17
2.4.1. Presión Hidrostática (Ph)	17
2.4.2. Presión de Formación (Presión de Poro)	18
2.4.3. Presión de Fractura	18
2.4.4. Presión de Sobrecarga.....	18
2.5. Ventana Operativa de Perforación	19
2.5.1. Definición y Cálculo de la Ventana Operativa	19
2.6. Control de Pozos y Seguridad Operacional	22
2.6.1. Equipos de Control de Pozos (BOPs)	23

3. Cementación de Pozos	24
3.1. Propósito y Funciones de la Cementación.....	24
3.2. Cemento Petrolero	25
3.2.1. Clinker de Cemento Portland	26
3.2.2. Clasificación del Cemento para Pozos de Petróleo	26
3.3. Aditivos y sus Funciones	28
3.3.1. Aceleradores	28
3.3.2. Extendedores	28
3.3.3. Retardadores	29
3.3.4. Agentes densificantes	29
3.3.5. Dispersantes	29
3.3.6. Agentes de control de pérdida de fluido	30
3.4. Propiedades las Lechadas de Cemento	30
3.4.1. Densidad	31
3.4.2. Comportamiento reológico	31
3.4.3. Tiempo de Espesamiento	31
3.4.4. Resistencia a la Compresión	31
3.4.5. Agua libre.....	32
3.4.6 Relación Agua-Cemento.....	32
3.5. Equipos y Herramientas Utilizadas en la Cementación	32
3.5.1. Unidad de cementación	32
3.5.2. Herramientas para la cementación	34
3.6. Tipos de Cementación	37
3.6.1. Cementación Primaria	37
3.6.2. Cementación de remediación.....	40
3.6.3. Tapones de cemento	40
3.7. Aplicación de Registros Geofísicos en la Cementación.....	42
3.7.1. Registros de Cemento.....	42
3.8. Implicaciones de la Ventana Operativa para la Cementación	43
4. Consideraciones y Desafíos en Aguas Profundas	43
4.1. Contexto de la Exploración y Producción en Aguas Profundas	44
4.1.1. Demanda Global de Hidrocarburos y Reservas en Aguas Profundas	44
4.1.2. Desafíos Tecnológicos y Operativos en Ambientes Marinos Profundos.....	47

4.1.3. Geología compleja e incertidumbre de yacimientos	48
4.1.4. Riesgos ambientales	49
4.1.5. Altos costos en los proyectos de exploración	50
4.1.6. Limitaciones de infraestructura.....	51
4.2. Cementación en aguas profundas.....	52
4.3. Desafíos de la Cementación en Aguas Profundas	52
4.3.1. Bajas Temperaturas y Altas Presiones.....	52
4.3.2. Pérdidas de retorno en la cementación	53
4.3.3. Corrientes Marinas y Movimiento de la Plataforma	54
4.3.4. Choque Térmico y su Impacto en la Reología de la Lechada	54
4.3.5. Factores que Afectan la Ventana Operativa en Aguas Profundas	54
4.3.6. Diseño de Lechadas de Cemento para Aguas Profundas	56
5. Técnicas de Cementación en Aguas Profundas.....	57
5.1. Circulación Inversa.....	58
5.1.1. Ventajas de la Circulación Inversa en Aguas Profundas.....	60
5.1.2. Desventajas que presenta la circulación inversa	64
5.1.3. Mitigación de Problemáticas con Circulación Inversa.....	64
5.1.4. Herramienta para Circulación Inversa	66
5.2. Cementación con manejo de presión	74
5.2.1. Ventajas de la cementación con manejo de presión	78
5.2.2. Desventajas y desafíos que presenta la cementación con manejo de presión	80
5.2.3. Mitigación de problemáticas con la técnica de la cementación con manejo de presión (MPC).....	80
5.2.4. Componentes del MPD que se usan para la cementación con manejo de presión..	84
6. Caso Práctico	86
6.1. Estudio del pozo.....	87
6.1.1. Cementación de un Liner de 7"	88
6.2. Pruebas de Laboratorio.....	91
6.2.1. Diseño Experimental de Pruebas de Laboratorio	92
6.2.2. Diseño de Lechadas de Cemento	92
6.2.3. Prueba de Densidad	93
6.2.4. Determinación de las Propiedades Reológicas	95
6.2.5. Prueba de Resistencia a la Compresión	96

6.3. Determinación del volumen y tiempo bombeable para las operaciones de cementación	98
6.4. Densidad Equivalente de Circulación	100
6.4.1. Densidad Equivalente por circulación Inversa	105
6.4.2. Densidad Equivalente por circulación convencional	105
6.5. Resultados y Discusión	106
6.5.1. Pruebas de laboratorio	106
6.5.2. Densidad Equivalente de Circulación por Circulación Inversa	109
6.5.3. Densidad Equivalente de Circulación por Circulación Convencional	114
6.5.1. Evaluación del Desempeño de la Circulación Inversa	122
6.5.2. Optimización de Parámetros Operativos	123
6.5.3. Análisis de Riesgos y Soluciones	123
6.5.4. Análisis Técnico-Ambiental de la Circulación Inversa	124
7. Conclusiones	125
7.1. Conclusiones	125
7.2. Limitaciones del Estudio	126
7.3. Recomendaciones para Futuras Investigaciones y Desarrollo Tecnológico	126
Lista de ilustraciones	126
Lista de las tablas	128
Bibliografía	129

1. Introducción

Actualmente, la demanda de hidrocarburos a nivel mundial sigue siendo alta y va en crecimiento, ya que no solo se utiliza como generador de energía, sino que también se emplea en diferentes industrias, como la agricultura, la farmacéutica, manufacturera, entre otras. Para cumplir las demandas que requiere el mundo se sigue impulsando la exploración y extracción de hidrocarburos, en especial, se han buscado reservas en regiones de aguas profundas, donde la problemática que se presenta es un desafío tecnológico por las condiciones operativas que se tiene que enfrentar la industria en costa afuera, como son algunas formaciones geológicas, como las lutitas, por ello se tiene que garantizar que la construcción pozos petroleros sea rentable económicamente y sostenible con el medio ambiente, en este contexto, es necesario tener una buena operación en perforación de pozos, desde hacer el agujero que conectara la superficie con la zona deseada hasta la etapa de terminación de pozos, la cementación de pozos es parte de las actividades de la perforación, y tener una mala cementación puede llevar a un desastre catastrófico al medio ambiente donde se llega a contaminar mantos acuíferos, tal cual es el caso ocurrido en el Golfo de México en el año 2010 donde se tiene el mayor derrame de petróleo.

La cementación es una etapa importante en la construcción de pozos petroleros, ya que, asegura la integridad estructural del pozo, aísla las formaciones geológicas, mitiga la entrada de fluidos indeseados, como lo es el gas, el agua, etc. Evita la corrosión de las tuberías de revestimiento. La cementación de pozos consta en un proceso donde se coloca la lechada de cemento entre las paredes del pozo y la tubería de revestimiento, esto para darle una estabilidad al pozo. La etapa de la cementación es de las más desafiantes técnicamente y de las más importantes, ya que un mal calculo puede tener graves consecuencias, como, por ejemplo, lo sucedido en el incidente del pozo Macondo en la plataforma Deepwater Horizon a cargo de la compañía BP en el Golfo de México, donde no hubo una buena integridad estructural del pozo en el proceso de la cementación del pozo, a lo que llevo a un brote y con ello el mayor derrame de petróleo, donde se pagó millones de dólares y un alto costo en el medio ambiente. El proceso de la cementación presenta grandes desafíos en los pozos en aguas profundas, donde hay un choque térmico en el tirante de agua, afectando a la reología de la lechada, donde puede llegar a tener valores reológicos muy altos o bajos, dependiendo la temperatura, con ello presentar una problemática como lo es la perdida de circulación porque al tener una viscosidad alta se tiene mayor fricción lo cual la bomba tendría que ejercer mayor presión.

Los desafíos que se presentan para la industria petrolera, en especial en el proceso de la cementación de pozos en aguas profundas, donde existe un desafío enorme en el control de presiones, el comportamiento de la viscosidad y densidad la lechada de cemento, lo que puede comprometer la seguridad y estabilidad del pozo en las operaciones de la construcción de pozos, esto debido a que las ventanas operativas son muy estrechas (la diferencia entre la presión de formación y la presión de fractura), donde si se llega exceder la presión ejercida se puede fracturar la formación y presentar perdidas de circulación, al igual que las características de las lechadas de cemento se ve afectada por las condiciones de presión y

temperatura, ya que con el choque térmico en el tirante de agua afecta a los valores reológicos e incluso se puede llegar a fraguar la lechada antes de llegar a la zona deseada. Una manera de mitigar esta problemática sería realizar una circulación inversa, donde no solo se reduce la presión ejercida por la lechada al colocar por el espacio anular a la zona de interés, sino que también mejora el comportamiento de la lechada al no exponerla a diferentes condiciones durante su desplazamiento.

En este trabajo se presentan los resultados obtenidos a partir de una metodología experimental basada en cálculos y pruebas de laboratorio realizadas sobre lechadas de cemento. El análisis se enfocó en analizar el comportamiento reológico de la lechada de cemento para la aplicación en operaciones de cementación, así como también comparar los resultados obtenidos de las densidades equivalentes de circulación mediante la técnica de circulación inversa y la técnica convencional para pozos de aguas profundas con márgenes de presión reducidos, donde se obtuvieron resultados positivos frente a la técnica convencional.

1.1. Objetivos

1.1.1. Objetivo general

Analizar el uso de diferentes técnicas, como circulación inversa y cementación con manejo de presión (MPC por sus siglas en inglés *Managed Pressure Cementing*) en las operaciones de cementación de pozos como alternativas a la cementación convencional en aguas profundas, evaluando las posibles mejoras que presentan en aspectos operativos y técnicos.

1.1.2. Objetivo específico

1. Analizar mediante pruebas de laboratorio y teóricamente el impacto del choque térmico en la reología de la lechada de cemento y el efecto en la Densidad Equivalente de Circulación en el pozo.
2. Analizar los efectos de la reología de la lechada de cemento y de la integridad estructural del cemento, así como comparar las diferentes técnicas cementación con la técnica convencional.

1.2. Hipótesis

La aplicación de diferentes técnicas de cementación, como en comparación a la técnica convencional de pozos representa una alternativa segura y eficiente en pozos de aguas profundas donde la ventana operativa contiene márgenes de presión muy reducidos, ya que ayuda directamente al control eficiente de la Densidad Equivalente de Circulación (EDC por sus siglas en inglés *Equivalent Density Circulation*). Además, mitigar el efecto del choque térmico en la reología de la lechada de cemento para reducir los riesgos de pérdidas de circulación y fracturamiento de la formación.

2. Fundamentos de Perforación y Presiones en Pozos

Para la perforación de pozos petroleros se deben conocer los sistemas de equipos de perforación que ayudarán hacer el agujero, el cual conectara la superficie con la zona productora; las presiones que se encuentran en las formaciones para poder realizar la ventana operativa, la cual permitirá un correcto diseño de fluidos de perforación; y saber qué tipo de fluido será el más adecuado. Todo lo anterior tiene como finalidad ejecutar las operaciones de campo de manera eficiente y segura.

2.1. Sistemas de Equipos de Perforación y sus Componentes

Es importante conocer los sistemas de equipos de perforación, su función de cada sistema, así como cada uno de sus componentes para realizar las actividades de manera eficiente y segura en campo.

2.1.1. Sistema de Izaje

El sistema de izaje se encarga de levantar, bajar y sostener la sarta de perforación y el equipo que se encuentra dentro del pozo, en la **ILUSTRACIÓN 1** se observa este sistema junto con los componentes que lo integran.

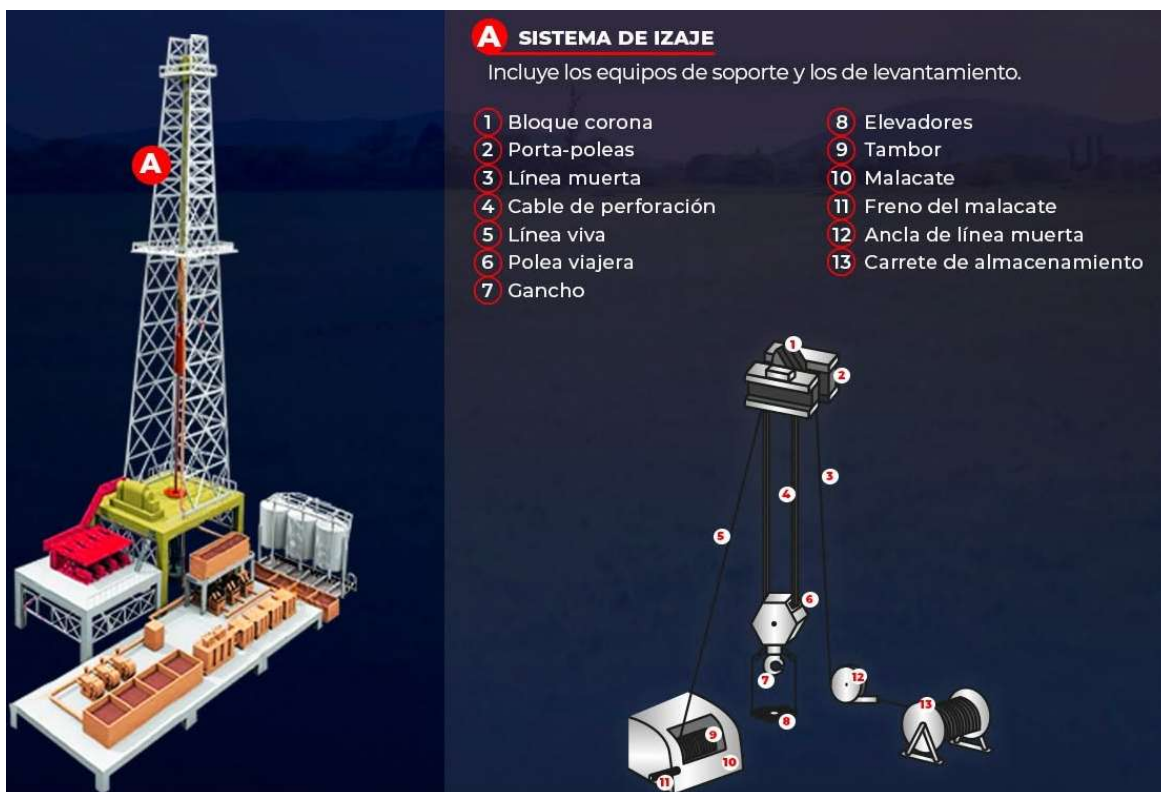


Ilustración 1. Sistema de Izaje, fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

2.1.2. Sistema de rotación

El sistema de rotación se utiliza para rotar la tubería de perforación y, por lo tanto, la barrena en el fondo del pozo. Existen equipos que utilizan Top Drive en lugar de mesa rotaria, en la **ILUSTRACIÓN 2** se observa este sistema y sus respectivos componentes, así como donde está ubicado dentro de la plataforma.



Ilustración 2. Sistema rotatorio, fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

2.1.3. Sistema de circulación

El sistema de circulación es usado para poder circular los fluidos necesarios para las operaciones de perforación, en la **ILUSTRACIÓN 3** se observa este sistema y sus componentes que lo conforman, así como donde está ubicado dentro de la plataforma.



Ilustración 3, Sistema de Circulación, fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

2.1.4. Sistema de potencia

Este sistema es el encargado de dar energía para mantener en funcionamiento el sistema de izaje, de circulación y, muchas veces el rotario, en la **ILUSTRACIÓN 4** se observa este sistema con sus respectivos componentes, así como donde está ubicado dentro de la plataforma.

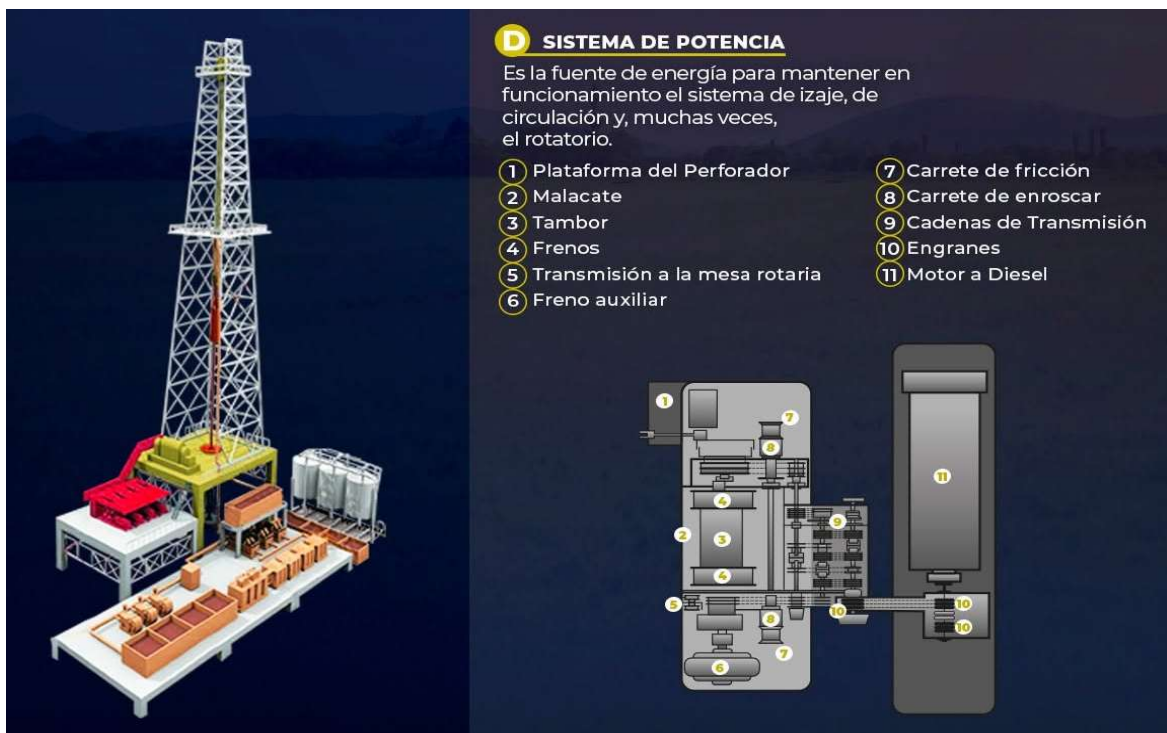


Ilustración 4. Sistema de potencia, fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

2.1.5. Sistema de seguridad

Este sistema tiene como función prevenir que los fluidos que puedan entrar al pozo salgan a superficie de manera descontrolada, en la **ILUSTRACIÓN 5** se observa este sistema con sus respectivos componentes, así como donde está ubicado dentro de la plataforma.



Ilustración 5. Sistema de seguridad, fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos.

Después de conocer los sistemas de equipos de perforación utilizados durante el proceso de perforación de pozos, es necesario hablar de los fluidos de perforación, ya que, existen diferentes tipos de fluidos que se utilizan durante dicho proceso, los cuales tienen ciertas funciones y características que ayudan a las operaciones de campo, dichos fluidos están relacionados con los sistemas y equipos ya que, un correcto diseño ayudara a tener un buen funcionamiento de estos sistemas para operar de manera segura.

2.2. Tipos de Fluidos de Perforación y sus Funciones

Los fluidos de perforación son muy importantes en la industria petrolera, específicamente en el área de perforación, también son conocidos como lodos de perforación. Dichos fluidos son utilizados al momento de perforar pozos petroleros, tiene funciones específicas las cuales tienen que cumplir con determinadas propiedades para poder usarlos de manera eficiente y segura en las operaciones en campo.

Los sistemas de fluidos de perforación están compuestos por una fase continua, que es la parte líquida, y una fase dispersa compuesta por sólidos. La fase continua es importante porque indicara el tipo de fluido que es.

Los fluidos de perforación deben cumplir con determinadas propiedades para que puedan ser usados de manera segura y eficiente, los cuales son:

- Densidad: La densidad debe ser la adecuada para evitar que el pozo colapse y también para contrarrestar la presión hidrostática del pozo.
- Viscosidad: La viscosidad del fluido debe permitir transportar los recortes de perforación a la superficie de manera eficiente.
- Filtración: Es la capacidad del fluido para formar un revestimiento en las paredes del pozo, lo que ayuda a prevenir pérdidas de fluido.
- Estabilidad térmica: Los fluidos deben mantener sus propiedades a diferentes temperaturas encontradas en el pozo.
- Compatibilidad Ambiental: Los fluidos deben ser lo menos perjudiciales posible para el medio ambiente (thermal engineering, n.d.).

En la industria hay diferentes tipos de fluidos de perforación, cada uno tiene ventajas y aplicaciones específicas, dependiendo lo que se requiera en las condiciones operativas en el pozo.

2.2.1. Fluidos Base Agua

Los fluidos base agua son los más comunes debido a su coste menor y su menor impacto ambiental en comparación con otros tipos de fluidos. Se pueden dividir en:

Agua Dulce: Utilizada principalmente para perforaciones menos profundas.

Agua Mar: Utilizada principalmente en perforaciones offshore (en alta mar), donde el acceso a agua dulce puede ser limitado.

Polímeros: Se añaden a la mezcla para mejorar las propiedades reológicas y de control de filtración (thermal engineering, n.d.).

2.2.2. Fluidos Base Aceite

Los fluidos base aceite son más eficaces en condiciones extremas donde los pozos son de alta temperatura y presión. Existen principalmente dos tipos:

Aceites Minerales: Ofrecen estabilidad térmica y lubricación excepcionales.

Ésteres y Polialfaolefinas (PAO): Son fluidos más costosos, pero ofrecen un mejor rendimiento ambiental (thermal engineering, n.d.).

2.2.3. Fluidos Sintéticos

Estos fluidos combinan los beneficios de los fluidos base agua y base aceite, al proporcionar una alta efectividad en entornos extremos con una reducción del impacto ambiental. Son especialmente útiles en zonas donde las regulaciones ambientales son estrictas.

Olefinas: Son biodegradables y tienen una baja toxicidad marina.

Ésteres: Son ambientalmente seguros y ofrecen buena lubricidad (thermal engineering, n.d.).

2.2.4. Funciones

Los fluidos de perforación son diseñados para cumplir con determinadas funciones para la correcta realización de las operaciones en campo, las cuales son:

Control de las presiones de formación: la presión hidrostática ejercida por el fluido debe de contrarrestar la presión de la formación, ya que, puede existir la filtración de fluidos de formación al pozo. En el diseño del fluido se debe cuidar que no se sobre pase la presión de la formación ya que se puede llegar a una fractura.

Remoción de los recortes del pozo: el fluido debe tener la capacidad de acarrear los recortes generados durante la perforación, A fin de lograr este objetivo, los especialistas en fluidos de perforación trabajan con el perforador para balancear cuidadosamente la reología del lodo y la tasa de flujo a los efectos de ajustar la capacidad de transporte y a la vez evitar un valor elevado de densidad de circulación equivalente ECD (por sus siglas en Equivalent Circulation Density). Una ECD alta, no controlada, puede producir incidentes de pérdidas de circulación.

Enfriamiento y lubricación de la barrena: durante la perforación del pozo, el fluido tiene que ayudar a enfriar y lubricar la barrena para evitar problemas como el desgaste de la barrena.

Transmisión de la energía hidráulica a la barrena y las herramientas de fondo de pozo: el fluido de perforación es descargado a través de las toberas de la barrena. La energía hidráulica liberada contra la formación ablanda y eleva los recortes lejos de la formación. Además, esta energía acciona los motores de fondo y otros equipos que direccionan la barrena y obtienen datos de perforación o de la formación en tiempo real. Con frecuencia, los datos recolectados en el fondo del pozo son transmitidos a la superficie mediante el método de transmisión de pulsos a través del lodo, que se basa en los pulsos de presión transmitidos a través de la columna de lodo para enviar los datos a la superficie (Williamson, 2013).

Una buena selección de los fluidos de perforación es fundamental para mantener el control, estabilidad, prevenir problemas y daños a la formación durante las actividades de la perforación del pozo. Sin embargo, es necesario contar con información precisa de la formación para tener un correcto ajuste en ciertos parámetros para poder garantizar la seguridad y eficiencia en las actividades operativas, para ello es indispensable hablar de los registros geofísicos, los cuales proporcionar información de las propiedades petrofísicas para poder evaluar comportamientos en la formación.

2.3. Principios de los Registros Geofísicos de Pozos

Los registros geofísicos de pozos son una herramienta importante para las actividades de dentro de la exploración y producción de hidrocarburos. Se obtiene durante la perforación de pozos petroleros, lo cual permite determinar propiedades petrofísicas que ayudan al análisis de datos del pozo.

Los registros geofísicos de pozos son representaciones graficas, donde es una propiedad física contra la profundidad, con una determinada escala, unidades determinadas y carriles

específicos, la información que se obtiene son ciertas características de las formaciones rocosas que son atravesadas por un pozo.

2.3.1. Objetivo de los registros geofísicos

El uso de los registros geofísicos tiene importancia en las operaciones de perforación, sus objetivos de los registros son:

- Determinación de las características de la formación, como son: porosidad (Φ), resistividad (R_t), saturación de agua (S_w), saturación de hidrocarburos (S_{hc} / S_o).
- Cambios litológicos.
- Desviación y rumbo del agujero.
- Medición del diámetro del agujero.
- Dirección del echado de la formación.
- Evaluación de la cementación.
- Condiciones mecánicas de la TR (Garduza, 2019).

2.3.2. Utilidad de los registros geofísicos

Dentro de la etapa de perforación, los registros geofísicos tienen como utilidad:

- Correlación y límites entre capas.
- Diferenciación entre rocas duras y blandas
- Determinación de cuerpos permeables
- Discriminación entre capas acuíferas-petrolíferas
- Determinación de contacto agua-hidrocarburo
- Determinación cuantitativa de Φ y S_w
- Determinación de productividad (movimiento de hidrocarburos)
- Pronóstico de fluidos a producir
- Determinación de litología
- Determinación de porosidad secundaria
- Delineación de características estructurales y sedimentarias
- Volumen de arcilla
- Salinidad del agua de formación
- Medida del diámetro de agujero
- Determinación de calidad de cementación
- Determinación de daños de tubería
- Determinación de corrosión de tuberías
- Localización de coples
- Determinación de temperatura
- Medidor de desviaciones
- Medición de gasto de fluido
- Medición de densidad de fluido (Garduza, 2019).

2.3.3. Tipos de Registros

Existen diferentes tipos de registros geofísicos utilizados durante las operaciones de perforación, cada uno cumple con un objetivo que ayuda al análisis del comportamiento y características de la formación para lograr operar de manera eficaz y segura en el pozo, a continuación, se mencionan algunos registros utilizados en campo.

2.3.3.1. Registro Eléctrico (EL/ES)

El registro eléctrico tiene como objetivo evaluar las 3 zonas que comprenden la evaluación del filtrado de lodo, identificar el espesor y límites de las capas que se encuentran en la formación, al igual que el contenido de fluidos que estén en estas capas, así sean delgadas estas capas pero que tengan contenido de hidrocarburos, con este registro se puede estimar la saturación de fluidos contenidos en la formación, tanto como el agua como la zona productora que contiene los hidrocarburos.

Estas son algunas de las aplicaciones más importantes que se pueden realizar con el registro eléctrico son:

- Determinación de R_{xo} y de R_t a partir de la información de R_a del registro.
- Determinación de zonas con hidrocarburos.
- Determinación de contactos agua-hidrocarburos.
- Correlación entre pozos (Garduza, 2019).

2.3.3.2. Registro de resistividad

El registro de resistividad proporciona la información del tipo de fluido contenido en la formación, ya que, la resistividad es la capacidad que tiene las rocas a oponerse al paso de corriente eléctrica inducida y es el inverso de la conductividad. Si hay contenido de agua salada en la formación entonces será alta la resistividad y una baja conductividad, en caso de contener hidrocarburos se presentará una alta conductividad y una baja resistividad (Garduza, 2019).

2.3.3.3. Registro de densidad

El registro de densidad es utilizado para obtener la densidad de la roca. Para tener el dato de la densidad, se mide el conteo de los rayos gamma que llegan a los detectores después de interactuar con la formación. Una vez obtenido el conteo en función del número de electrones por cm^3 y este se relaciona con la densidad real del material, lo que hace posible la determinación de la densidad.

La identificación de la litología se hace por medio de la medición del índice de absorción fotoeléctrica. La principal utilidad de este registro es:

- Análisis de porosidad
- Determinación de litología
- Calibrador del agujero
- Identificador de presiones anormales (Garduza, 2019).

2.3.3.4. Registro de rayos gamma natural

El registro de rayos gamma natural es una sonda de rayos gamma utilizada para medir la radioactividad natural de las formaciones. Esto ayuda a la detección y evaluación de depósitos minerales radioactivos: como potasio y uranio. El registro refleja el contenido de arcilla en la formación, esto se debe a que los elementos radioactivos se concentran en las arcillas.

Las aplicaciones principales son:

- Indicador de arcillosidad
- Correlación
- Detección de marcas o trazadores radiactivos (Garduza, 2019).

2.3.3.5. Registro sónico

El registro sónico es utilizado para apoyar a la determinación de porosidad (SPHI) en las rocas penetradas por el pozo, a partir del tiempo de tránsito de las ondas. Mientras mayor es el tiempo de tránsito, menor es la velocidad, y, por lo tanto, mayor es la porosidad de la roca. La lectura de la curva DT es de derecha a izquierda. La unidad de medida es el microsegundo por pie (us/ft) de 140-40 o el segundo por metro s/m de 100 – 500 (Garduza, 2019).

2.3.3.6. Registro de temperatura

El registro de temperatura se interpreta observando las anomalías o desviaciones con respecto al gradiente de referencia. Esta referencia podría ser el gradiente geotérmico, un registro grabado antes de que comenzara la producción o un registro grabado con el cierre del pozo. Este registro se corre en pozos productores para localizar fuentes de producción en el agujero, asistir en localización de canales y posiblemente discriminar entradas de gas y líquido; y en pozos inyectoros para localizar zonas de inyección y pueden resaltar canalizaciones de tras de la tubería. Otras aplicaciones son la evaluación de la altura en una fractura indicada, localizar zonas de colocación de ácido y detectar la cima del cemento (Garduza, 2019).

2.3.3.7. Registro de calibración

Los registros de diámetros de pozo proporcionan información acerca de las condiciones del agujero y las dimensiones de diámetros a lo largo de la columna estratigráfica. Estos registros se emplean para apreciar el diámetro del agujero y el diámetro de la barrena con la que se perfora, también se emplean para determinar el estado del agujero, en la determinación del enjarre, derrumbes, etc. (Garduza, 2019).

2.3.4. Propiedades Petrofísicas Determinadas

De las propiedades petrofísicas más importantes en la toma de registros, destacan:

- SW (Saturación de agua): La cantidad de agua que se puede encontrar en el yacimiento.
- PhiE (Porosidad efectiva): Los poros que están interconectados entre sí en las rocas que existen en el yacimiento.

- Vsh (Volumen de arcillosidad): La cantidad de arcilla que se encuentra en el yacimiento.
- K (Permeabilidad): Indica la facilidad con la que puede fluir el fluido en la roca existente en el yacimiento.
- Resistividad de la Formación: Para saber qué tipo de fluido hay en la formación, la resistividad cambiara dependiendo del fluido.

Conocer los principales registros geofísicos de pozos y las características de cada uno de ellos es importante para obtener una buena caracterización de la formación, para así poder relacionarlo a las presiones que se encuentran en el subsuelo, ya que, estos proporcionan información de parámetros petrofísicos necesarios para estimar los tipos de presiones en el pozo.

2.4. Tipos de Presión en Pozos Petroleros

Existen diferentes tipos de presión en el subsuelo, cada presión tiene su importancia y sus características.

2.4.1. Presión Hidrostática (Ph)

La presión hidrostática (Ph) es la presión ejercida por un fluido de manera vertical que no está en movimiento sobre una unidad de área. (Planas, 2023)

No importa la sección del área, la fórmula es la misma, depende las unidades que se den, las fórmulas son las siguientes:

$$Ph = \frac{(\rho)(h)}{10}$$

Donde:

Ph= Presión hidrostática, [kg/cm³]

ρ= densidad del fluido, [gr/cm³]

h= altura de la columna, [m]

Para el sistema ingles se usa la siguiente formula:

$$Ph = (0.052)(\rho)(h)$$

Donde:

Ph= Presión hidrostática, [psi]

ρ= densidad del fluido, [ppg]

h= altura de la columna, [ft] (Conceptos Básicos de Presiones, 2018).

Comúnmente, los cálculos de la presión hidrostática se toman la altura desde la superficie hasta la profundidad hasta donde se ha perforado, así como se muestra en la **ILUSTRACIÓN 6**.

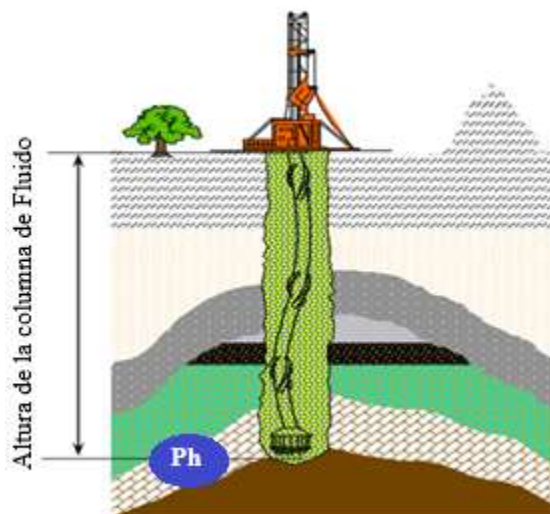


Ilustración 6. Presión hidrostática, modificada de: (Conceptos Básicos de Presiones, 2018).

2.4.2. Presión de Formación (Presión de Poro)

La presión de formación también conocida como presión de poro, es aquella que se encuentra confinados los fluidos en los poros de la formación. Puede haber presión normal, anormal y subnormal (Conceptos Básicos de Presiones, 2018).

La presión de poros normal se refiere a que es igual a la presión hidrostática normal, que no existe una variación entre estas presiones. La presión de poros anormal se refiere a que la presión es mayor a la presión hidrostática normal, esto se debe a una variación en la litología, en la temperatura o incluso en algo geoquímico. La presión de poros subnormal es menor a la presión hidrostática normal y esta es menos frecuente que se presente. (Mavares & Pertuz, 2017)

2.4.3. Presión de Fractura

La presión de fractura es la presión necesaria para vencer la presión de la formación y la resistencia de la roca. En las operaciones se debe tener cuidado con no sobre pasar la presión de fractura porque se puede llegar a fracturar la formación y puede tener como consecuencia la pérdida de circulación (Conceptos Básicos de Presiones, 2018).

Cuando no se tienen datos de la presión de sobre carga se utilizan diferentes métodos para obtener dichos datos, los cuales son:

- Matthews & Kelly (1967)
- Eaton (1969)
- Daines (1982)

2.4.4. Presión de Sobrecarga

La presión de sobrecarga es aquella presión que ejerce el peso total de las formaciones o del material sobrepuestas por arriba de la profundidad de interés.

En la presión de sobrecarga (σ_{ov}) existen factores importantes como la densidad del fluido (ρ_f) y la densidad de la matriz (ρ_{ma}).

Conocer, entender y diferenciar cada uno de los tipos de presión que se encuentran en el subsuelo es vital para construir la ventana operativa de manera adecuada, la cual debe de ser segura y eficiente para las condiciones operativas en el pozo.

2.5. Ventana Operativa de Perforación

La ventana operativa es una parte vital al momento de realizar las operaciones de perforación, por eso es necesario conocer los cálculos, lo que se necesita para construir una correcta y eficiente ventana operativa de perforación de pozos.

2.5.1. Definición y Cálculo de la Ventana Operativa

La ventana operativa es el rango entre la presión de poro y la presión de fractura, con la cual se puede definir la densidad del lodo de los fluidos de control y el asentamiento de tuberías de revestimiento. Se debe operar dentro de los rangos de seguridad para poder realizar las actividades de campo de manera eficiente y segura.

El cálculo de la ventana operativa es muy importante para asegurar la estabilidad del pozo y prevenir problemas como reventones o fracturas de la formación, en la **ILUSTRACIÓN 7** se muestra un ejemplo de cómo la ventana operativa define los límites de presión del pozo donde en la parte inferior va la presión de poro la cual lo representa la línea de color rojo, en el límite superior esta la presión de fractura que está representado con la línea de color naranja, el margen de seguridad de la presión de poro va por arriba de la presión de poro (línea verde), mientras que el margen de fractura va por debajo de la presión de fractura (línea azul).

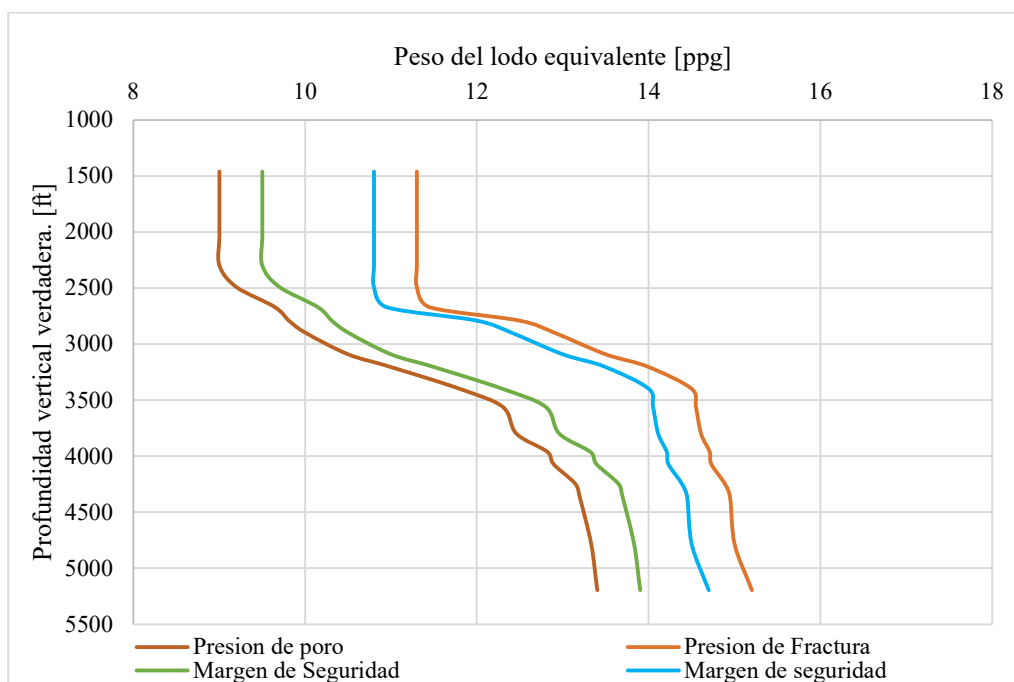


Ilustración 7. Ventana operativa. Elaboración propia

Para el cálculo de la ventana operativa se consideran algunos registros geofísicos para tomar los valores necesarios al momento de calcular las presiones necesarias para la construcción de la ventana operativa, estas presiones a calcular son: presión de sobrecarga, la presión de poro y de fractura, con ello poder diseñar la ventana operativa para lograr tener un diseño eficiente de los fluidos de perforación para realizar las actividades de manera segura, para ello también es importante agregar los márgenes de seguridad, como se muestra en la ilustración 4 (Rodríguez et al., 2015).

2.5.1.1. Cálculo de la presión de sobrecarga

La presión de sobrecarga se calcula a partir de la densidad combinada de la matriz rocosa y de los fluidos presentes en los espacios porosos:

$$\rho_b = \rho_{matriz} \cdot (1 - \varphi) + \rho_{fluido} \cdot \varphi$$

donde:

- ρ_b = densidad bulk
- ρ_{matriz} = densidad de la matriz de la roca
- ρ_{fluido} = densidad del fluido
- φ = porosidad (Rodríguez et al., 2015).

La sobrecarga es función de los siguientes parámetros:

- Densidad total de las rocas o densidad volumétrica
- Porosidad
- Fluidos Congénitos
- Columna de Agua o Tirante de Agua

Con el cálculo de la presión de sobrecarga, se puede prevenir reventones, pérdidas de circulación durante las operaciones de perforación o fracturas a la formación.

Por ello es por lo que debe mantenerse dentro de la ventana operativa:

$$P_{poro} < P_{sobrecarga} < P_{Fractura}$$

2.5.1.2. Cálculo de la presión de poro

Una de las formas de calcular la presión de poro consiste en combinar las ecuaciones de Terzaghi (1943) - Eaton (1975):

Ecuación de Terzaghi

$$P_p = OBG - \sigma$$

Ecuación de Eaton

$$\sigma = (OBG - P_{pn}) \left(\frac{Ro}{Rn} \right)^N$$

$$P_p = OBG - (OBG - P_{pn}) \left(\frac{R_o}{R_n} \right)^N$$

Donde:

- P_p = Presión de poro
- OBG = Esfuerzo de sobrecarga
- σ = Esfuerzo de matriz efectiva
- P_{pn} = Presión agua*gravedad*profundidad
- R_o = Resistividad observada.
- R_n = Línea de tendencia de compactación normal
- N = Coeficiente de Eaton (Rodríguez et al., 2015).

Métodos de esfuerzo efectivo

Horizontales: Eaton (1975)

Pasos que seguir para aplicar el método de Eaton:

1. Determinar el gradiente de sobrecarga
2. Estimar el gradiente normal de presión de formación (datos del área)
3. Ajustar la tendencia normal
4. De la tendencia normal, leer el valor correspondiente al observado
5. Obtener los cocientes entre el valor normal y observado
6. Calcular la presión de formación a la profundidad de interés y ajustar el exponente (Rodríguez et al., 2015).

2.5.1.3 Cálculo de la presión de fractura

Para el cálculo de la presión de fractura, tener una predicción exacta es esencial para el diseño del pozo, modelo geo mecánico o estimulación del yacimiento.

La mayoría de los métodos depende de la forma de la razón del esfuerzo efectivo horizontal mínimo (k). Esta se define como:

$$k = \frac{(P_f - P_p)}{(OBG - P_p)}$$

Reacomodando a P_f

$$P_f = (k)(OBG - P_p) + P_p$$

Donde:

- P_f = Presión de fractura
- OBG = Esfuerzo de sobrecarga

- P_p = Presión de poro
- k = esfuerzo efectivo horizontal mínimo

Para cual se usa la ecuación de Eaton (1969)

$$P_f = \left(\frac{\mu}{\mu - 1} \right) (OBG - P) + P$$

Donde:

- P_f = Presión de fractura
- μ = relación de Poisson
- OBG = Esfuerzo de sobrecarga
- P = Presión (Rodríguez et al., 2015).

Los valores regionales empíricos de μ se necesitan establecer a partir de las calibraciones Leak of test (LOT), la cual es una prueba que se hace después de la perforación y su objetivo es determinar la resistencia de la formación a la fractura (Rodríguez et al., 2015).

Conocer la importancia, el uso y el cálculo de las presiones en la construcción de la ventana operativa, permitirá operar de manera segura y eficaz en el pozo, ya que conocer las presiones ayuda a conocer los márgenes de seguridad, evitar daños a la formación y cuidar la integridad del personal operativo. En este sentido el conocer el control de pozos y la seguridad operacional se vuelve vital para prevenir accidentes operativos.

2.6. Control de Pozos y Seguridad Operacional

El control de pozos es el conjunto de técnicas y herramientas necesarias para controlar las presiones del pozo para operar con seguridad durante la etapa de perforación, terminación o producción del pozo. El objetivo del control de pozos es evitar que la liberación incontrolada de fluidos del pozo a superficie.

Para tener un control de pozo durante las operaciones de campo, los ingenieros a cargo deben de mantener y cuidar la presión del fluido de perforación, ya que si la presión del fluido excede a la formación puede llegar a presentarse un reventón.

Para prevenir un reventón, los ingenieros utilizan equipos especializados, como los preventores de reventones (BOP), para así lograr sellar el pozo y detener la fuga de los fluidos del pozo. Para tener seguridad operacional, se debe tener la capacitación y la comunicación adecuada entre el equipo de perforación. Mantener la presión adecuada del pozo es fundamental para las operaciones de perforación. La unidad de control BOP permite a los operadores regular y controlar la presión dentro del pozo, garantizando que se mantenga dentro de límites seguros, lo cual ayuda a prevenir daños a la formación, inestabilidad de los pozos y posibles explosiones.

2.6.1. Equipos de Control de Pozos (BOPs)

La unidad de control BOP, como se muestra en la **ILUSTRACIÓN 8**, es un equipo necesario durante las operaciones de perforación de pozos, se encarga de controlar el preventor de reventones, un mecanismo de seguridad que previene la liberación de fluidos del pozo a superficie.



Ilustración 8. BOP Fuente: Dongsu, 2023.

El objetivo principal de la unidad BOP es evitar explosiones, las cuales terminen en catástrofes para el equipo de perforación y desastres ambientales. Al mantener una presión constante en el pozo y sellarlo en caso de emergencia, la unidad BOP es una barrera de seguridad y confiable contra problemas de reventones (Dongsu, 2023).

En la actualidad se cuentan con unidades de control BOP más sofisticadas, las cuales están equipadas con sistemas avanzados de monitoreo y control que proporcionan datos en tiempo real sobre varios parámetros, tales como la presión, temperatura y caudal, lo cual ayuda a los ingenieros que las operan a tomar decisiones sobre las medidas que deben tomar al detectar anomalías.

Conocer los fundamentos de la perforación ayuda a comprender y analizar las actividades que se realizan como parte de la construcción de pozos, todo lo que se requiere en campo como son las herramientas y la tecnología que se emplea como el uso de los registros físicos de pozos, así como el uso y tipos de fluidos de perforación y presión existentes en la formación, la adquisición de datos necesarios para el diseño de la ventana operativa, con la cual se operara durante la construcción de pozos con seguridad y eficiencia, con ello se tiene que tener conocimientos de control de pozos en caso de que se presente algún problema durante las operaciones. Posterior a perforar una sección del pozo se requiere cementar, por lo cual las actividades de cementación son el siguiente paso en la construcción de pozos, por lo que se hablara de esta etapa en el siguiente capítulo.

3. Cementación de Pozos

En la construcción de pozos de petroleros, se requiere cumplir con objetivos como adherir y sostener tuberías además de evitar y sostener tuberías además de evitar el movimiento de fluidos entre las formaciones, para ello, una de las actividades a realizar es la cementación de pozos, la cual consiste en colocar una lechada de cemento en el espacio anular, la cual es el espacio que comprende entre la formación y la tubería de revestimiento. La lechada de cemento es una mezcla de cemento, agua y aditivos, debe tener un diseño dependiendo las características de la formación y las condiciones operativas. La lechada de cemento que se utiliza para la cementación debe pasar por ciertas pruebas de laboratorio para verificar que cumpla y sea la adecuada para usar de manera eficiente y segura en las operaciones en campo.

Este capítulo abarca fundamentos técnicos para la cementación de pozos, tales como, propósito que tiene esta actividad, tipos de cemento y aditivos usados en lechada de cemento, las propiedades reológicas y mecánicas que debe tener. También abarca los diferentes tipos de cementación, las herramientas que se utilizan, la tecnología que se emplea para verificar que las operaciones de cementación se hicieron de manera correcta.

3.1. Propósito y Funciones de la Cementación

La cementación de pozo es un proceso el cual se coloca una lechada de cemento en el espacio anular, este espacio esta entre la formación y la tubería de revestimiento, por lo cual la cementación tiene como el propósito darle integridad estructural al pozo y aislamiento hidráulico entre las zonas de la formación y la tubería, con el fin de evitar migración de fluidos entre sí. En la **ILUSTRACIÓN 9** se observa cómo debe de quedar cementada la tubería, donde el cemento va entre la formación y la tubería (E. Nelson, 2012).

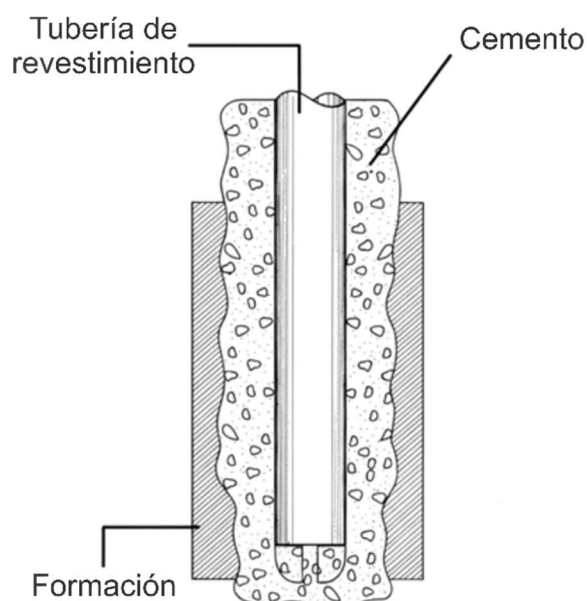


Ilustración 9. Cementación de tubería, creación propia.

De las funciones que cumplen las actividades de la cementación de pozos están:

- Garantizar la adherencia de la formación y a la tubería de revestimiento para formar un sello hidráulico impermeable, al igual que darle soporte a la tubería y prevenir derrumbes de la formación.
- Proteger a la tubería de revestimiento de la corrosión causada por el agua de la formación.
- Sellar zonas de pérdida de circulación.
- Prevenir surgencias (Blow Out) de las formaciones expuestas
- Prevenir la entrada de fluidos entre zonas o acuíferos los cuales pudieran llegar a contaminarse.
- Prevenir la entrada de gas a la tubería (Herzog et al., n.d.).

Conocer el propósito y funciones de la cementación permite analizar lo que se requiere para tener una cementación eficiente, por ello, saber acerca del cemento que se utiliza y su clasificación se vuelve vital para tener una elección correcta a la hora de diseñar la lechada de cemento.

3.2. Cemento Petrolero

El Cemento Petrolero es diseñado bajo los requerimientos de la norma Cumplimiento API Spec10A 25 Ed. y Cumplimiento norma ASTM C114 Grado HSR cumpliendo con los requisitos especificados como tiempo de bombeo, consistencia, agua libre y resistencia mecánica, para aplicación en pozos petroleros. Debe utilizarse únicamente hasta una profundidad de 2.440 metros (8.000 pies). Para otras profundidades diferentes debe emplearse con aditivos, aceleradores o retardadores (Holcim, n.d.).

Este cemento pasa por pruebas de laboratorio donde tiene que pasar las pruebas para ser usado en campo, tales como:

- presiones específicas
- la resistencia a la compresión a una temperatura
- presión y edad de curado específicas
- Debe de tener una densidad y un tiempo de fraguado adecuado (AGICO Cement, n.d.).

El hormigón premezclado para pozos petrolíferos tiene una buena resistencia al asentamiento y una buena capacidad de bombeo. Cuando el cemento se inyecta en un intervalo predeterminado (temperatura, presión), puede fraguar y endurecerse rápidamente y producir una cierta resistencia mecánica. El cemento tiene buena impermeabilidad, estabilidad y resistencia a la corrosión después del curado (Cement, s.f.).

En general, la temperatura y la presión en el fondo del pozo aumentan con el aumento de la profundidad del pozo. Por cada 100 m, la temperatura aumenta en unos 3°C, y la presión aumenta en 1,0 ~ 2,0mpa. Por lo tanto, la influencia de la alta temperatura y presión, especialmente la alta temperatura en diversas propiedades del cemento es el problema más importante en la producción y el uso de cemento de pozos de petróleo. La alta temperatura

hace que la resistencia del cemento Portland disminuya significativamente (AGICO Cement, n.d.).

Por lo tanto, las diferentes concentraciones de pozos petrolíferos deben utilizar cemento de diferentes composiciones.

3.2.1. Clinker de Cemento Portland

El Clinker de cemento portland se produce mediante el tratamiento térmico de materias primas en un horno. El Clinker se pulveriza con yeso en la fabricación del cemento portland (SLB, n.d.-b).

3.2.1.1. Características

El Clinker se forma en un tratamiento térmico, el proceso es calcinar materiales como la caliza y la arcilla en un rango de temperaturas entre 1350 y 1450 °C. el Clinker de Cemento Portland se compone con un aproximado de:

- 40-60% Silicato tricálcico
- 20-30% Silicato bicálcico
- 7-14% Aluminato tricálcico
- 5-12% Ferrito aluminato tetracálcico (Quimica.es, n.d.).

El aluminato tricálcico al estar en contacto con el agua reacciona y fragua de manera instantánea, para evitar que esto, se le añade yeso, que reacciona con el aluminato produciendo etringita o Sal de Candlot. El clinker portland es un aglomerante hidráulico, por lo tanto:

- Necesita de agua para fraguar
- El agua de amasado no se evapora, sino que pasa a ser parte de él una vez endurecido
- Fragua, aunque se encuentre inmerso en agua (Quimica.es, n.d.).

3.2.2. Clasificación del Cemento para Pozos de Petróleo

Los cementos usados en la cementación de pozos tienen una clasificación según la norma **API RP 10B, Práctica Recomendada para Pruebas de Cementos de Pozos del Instituto Americano del Petróleo**, en donde se menciona que cada clase de cemento tiene ciertas características en cuanto a la profundidad y temperatura que pueden llegar a ser usados.

En la siguiente tabla se muestra la clasificación que se tiene de los cementos, sus observaciones y el tipo

Tabla 1. Clases de cemento, modificada de: AGICO Cemento.

CLASE	OBSERVACIÓN	TIPO
Clase A	La cementación desde la superficie hasta 1.830 m de profundidad sin que se requieran requisitos especiales de rendimiento.	Tipo normal
Clase B	Adecuado para condiciones exigentes de fondo de pozo y resistencia temprana, adecuado para la cementación desde la superficie hasta los 1,830 m de profundidad del pozo.	- Resistente al sulfato medio - Resistente al sulfato alto
Clase C	Para condiciones de fondo de pozo con alta exigencia en la resistencia temprana, se aplica para la cementación desde la superficie hasta los 1,830 m de profundidad.	- Tipo común - Tipo moderado - Tipo alto
Clase D	Para su uso en condiciones de temperatura y presión medias en el fondo del pozo.	- Resistente al sulfato medio - Resistente al sulfato alto
Clase E	Para su uso en condiciones de alta temperatura y presión, incluye dos tipos: resistencia media y alta a los sulfatos.	- Resistente al sulfato medio - Resistente al sulfato alto
Clase F	Para condiciones de temperatura y presión ultra altas. Puede usarse desde profundidades que van desde 3,050 a 4,880 m (10,007 a 16,011 ft), hasta los 160 °C (320 °F) y una presión alta	- Resistente al sulfato medio - Resistente al sulfato alto
Clase G y H	Cemento básico para pozos de petróleo, ya que pueden emplearse desde la superficie hasta los 2,240 m (7,349 ft). Los aditivos que se lleguen a usar serán de acuerdo con las condiciones operativas	- Resistencia media a los sulfatos - Resistencia alta a los sulfatos.
Clase J	Adecuado para la cementación de pozos de 3.660~4.880 m de profundidad en condiciones de temperatura y presión ultra altas.	

Conocer el tipo, las características y los componentes del cemento usado en la cementación de pozos permite elegir el más adecuado para la zona donde se llevará a cabo dicha actividad. Para tener una lechada de cemento optima no basta con seleccionar el tipo de cemento, sino que también elegir con que aditivos se puede mezclar y tener una lechada que cumpla con los requerimientos de las condiciones operativas, para ello se vuelve vital analizar los diferentes tipos de aditivos que hay para la cementación de pozos y que funciones cumplen.

3.3. Aditivos y sus Funciones

La selección de aditivos que se utilizan para la lechada de cemento depende de las condiciones operativas, como la temperatura, la presión y los tipos de formación. Cada aditivo cumple con una función en particular y tienen diferentes propiedades que pueden modificar el comportamiento de la lechada. Estos aditivos se ajustan a los requerimientos que se necesita para tener una cementación del pozo eficiente, por lo que es importante conocer cada uno de estos aditivos para tener una elección adecuada en el diseño de la lechada de cemento.

3.3.1. Aceleradores

Los aceleradores son aditivos químicos que se agregan a la lechada de cemento, la función es acortar el tiempo de fraguado o acelerar el tiempo de endurecimiento de la lechada de cemento en las operaciones de cementación. Este aditivo se puede utilizar para compensar los efectos de retardado de fraguado que se tiene con dispersantes y agentes de control de pérdida de fluidos.

Existen muchas sales inorgánicas que actúan como agentes acelerantes, como:

- Los cloruros, los cuales son los más usados
- Carbonatos
- Silicatos
- Aluminatos
- Nitratos
- Nitritos
- Hidróxido de sodio
- Potasio
- Amoníaco

Entre estos aditivos, el cloruro de calcio es el más eficiente por como interactúa químicamente y rentable económicamente, por lo cual es el más usado como acelerador (E. B. Nelson, n.d.).

3.3.2. Extendedores

Los extendedores son usados en las lechadas de cemento para lograr una reducción de densidad en la lechada de cemento y para aumentar el rendimiento. Lograr bajar la densidad de la lechada permite no llegar a fracturar la zona, donde a veces es una zona frágil, y el aumento en el rendimiento de la lechada da beneficios económicos ya que se utiliza menos cemento. El uso de los extendedores no debe comprometer la resistencia a la compresión. Normalmente estos aditivos tienen una densidad más baja que la del cemento (Millennium Energy, n.d.).

Existen tanto extendedores de agua y extendedores gaseosos, tienen cierto funcionamiento cada uno, por lo cual: Los extendedores de agua son arcillas y diferentes agentes

viscosificantes, los cuales permiten agregar más agua y no tener un exceso de agua libre, ya que es una sustancia homogénea.

Los extendedores gaseosos son utilizados para lechadas de cemento espumante, se utiliza el nitrógeno o aire, baja considerablemente la densidad sin comprometer la resistencia a la compresión (Millennium Energy, n.d.).

3.3.3. Retardadores

Los retardadores son utilizados en las lechadas de cemento para retardar el tiempo de fraguado. Este aditivo se suele utilizar en operaciones en aguas profundas, donde existe una gran profundidad y una temperatura alta, lo cual puede generar un fraguado antes de colocar la lechada en la zona deseada, por ello sería eficiente usar un retardador para prevenir dichas problemáticas.

Los retardadores más comunes son los lignosulfonatos, que son polímeros, entre los cuales destacan las sales cálcicas de ácidos lignosulfonatos y el sodio. Estos polímeros son efectivos en todos los cementos Portland.

Otro de estos puede ser los ácidos hidroxicarboxílicos, los cuales contienen grupos de hidroxil y carboxil en sus estructuras moleculares. Las sales de gluconato y glucoheptonato son los más usados porque tienen un efecto de sobre retardante a temperaturas de circulación de hasta 93°C. Otro ácido es el ácido cítrico, que también tiene un efecto eficiente de retardo (E. B. Nelson, n.d.).

3.3.4. Agentes densificantes

Los agentes densificantes se utilizan para aumentar la densidad en la lechada de cemento, es material sólido de alta gravedad específica. Estos aditivos pueden ser:

- La barita es el más común, con una gravedad específica mínima de 4,20 g/cm³.
- La hematita es un material más denso, con una gravedad específica mínima de 5,05 g/cm³, según las especificaciones API e ISO.
- El carbonato de calcio, de gravedad específica 2,7 a 2,8, es considerado material densificante, pero se utiliza más por su solubilidad en ácidos que para la densidad.
- La ilmenita, con una gravedad específica de 4,6, ha sido utilizada en fluidos de perforación y cementos (SLB, n.d.-a).

3.3.5. Dispersantes

Los dispersantes, los cuales también son conocidos como reductores de fricción, son químicos que se agregan a la lechada de cemento, con el fin de mejorar las propiedades de flujo, ya que reduce la viscosidad del fluido, esto cuando la lechada tiene una viscosidad muy alta.

Este químico también puede ayudar a controlar la pérdida de fluido de la lechada de cemento de alta densidad, al igual que facilita el flujo turbulento a bajas tasas de bombeo cuando es necesario. Se debe tener un control en la concentración, ya que un exceso puede provocar la

separación de fases de la lechada, y si es adecuada la concentración se puede mejorar la homogeneidad del cemento y disminuir su permeabilidad. La concentración se verificará mediante las pruebas de laboratorio pertinentes (Eric Broni-Bediako et al., 2016).

Uno de los dispersantes más usados es la sal sódica del polinaftaleno sulfonato (PNS), que también es conocida como naftaleno polisulfonado. Se puede obtener de forma líquida y sólida. Este dispersante mejora las propiedades reológicas, permitiendo que la lechada se bombee con presiones de fricción reducidas (Eric Broni-Bediako et al., 2016).

3.3.6. Agentes de control de pérdida de fluido

Son materiales que controlan la pérdida de la fase acuosa de los sistemas del cemento, frente a zonas permeables. Reducen la velocidad a la que el agua del cemento es forzada hacia las formaciones permeables, es decir, evita la deshidratación de la lechada de cemento.

Los aditivos más usados son normalmente polímeros, como:

- Celulosa
- Alcohol polivinílico
- Polialcanolaminas
- Polímeros de poliacrilamidas
- Látex líquido (Eric Broni-Bediako et al., 2016).

La mayoría de los aditivos para pérdida de fluido normalmente aumenta la viscosidad de la lechada de cemento, por lo que se debe cuidar la concentración que se agregue a la lechada. Algunos actúan como retardantes en cierta concentración.

La Hidroxietil Celulosa (HEC) es un polímero que es soluble en agua y se utiliza para mejorar las propiedades de control de pérdida de fluido en diferentes sistemas de cemento y son efectivos en una amplia variedad de condiciones de pozo, donde se puede usar hasta en temperaturas de 180 °F (82 °C) y puede llegar a emplearse hasta temperaturas de hasta 230 °F (110 °C) de temperatura de circulación en el fondo del pozo (BHCT) (Eric Broni-Bediako et al., 2016).

Comprender el comportamiento de los aditivos en la lechada de cementos permitirá tener una correcta selección al momento de diseñar el fluido para la cementación de pozos. Para entender y seleccionar el aditivo adecuado se debe conocer las propiedades reológicas y mecánicas de la lechada de cemento, por ello es vital conocer estas propiedades.

3.4. Propiedades las Lechadas de Cemento

Es importante analizar las propiedades de la lechada de cemento que se utilizara para las actividades de cementación de pozos. Cada propiedad se realiza y analiza en un laboratorio, se realizan dichas pruebas que arrojan datos, los cuales se analizan para verificar si cumple con lo requerido de las condiciones operativas en pozo o si se necesita de alguna modificación en cierta propiedad.

3.4.1. Densidad

La densidad de la lechada de cementos se diseña con la ayuda de la ventana operativa, ya que en esta se mostrará en que rangos se puede diseñar. Dependiendo las condiciones operativas se va modificando la lechada en cada etapa de cementación de tubería de revestimiento. Se deben de establecer factores de diseño críticos para minimizar la presión dinámica o densidad circulante (EDC) (Zheng et al., 2021).

Para lograr una reducción en la presión hidrostática de la columna de fluidos durante la colocación de la lechada de cemento, en zonas donde existe pérdida de circulación y en formaciones débiles con bajos gradientes de fractura, se tiene que utilizar una lechada de cemento de baja o ultra baja densidad, que incluso sea más baja a la densidad de la lechada de cemento puro API G ($<1800 \text{ kg/m}^3$) pero aún lo suficientemente alta como para desarrollar resistencia a la compresión en el tiempo esperado (Zheng et al., 2021).

3.4.2. Comportamiento reológico

Determinar el comportamiento reológico de la lechada de cemento es un indicativo de la facilidad con la cual se podrá mezclar y bombear al momento de realizar las operaciones en campo. Las reologías a diferentes temperaturas van a variar, y entre más alta sea la temperatura más bajos serán los valores reológicos, por lo que, si es a baja temperatura tendrá mayores valores reológicos y costará más esfuerzo bombear la lechada de cemento (Jimenez et al., 2014).

La viscosidad debe optimizarse para que la lechada se mantenga bombeable el tiempo suficiente para distribuir el cemento en las zonas deseadas y alcanzar el tope de cemento (TOC "Thickening On set Consistency"). Además, la lechada de cemento debe fraguar lo más rápido posible tras detener el bombeo y minimizar el tiempo de espera para el cemento (WOC "Wait On Cement") (Zheng et al., 2021).

3.4.3. Tiempo de Espesamiento

Al igual que la viscosidad, el tiempo de espesamiento debe optimizarse para que la lechada se mantenga bombeable durante las operaciones, para ello se realiza la prueba de tiempo de espesamiento a la lechada de cemento, ya que esta prueba permite saber el tiempo de operación de trabajo y evitar que fragüe durante la operación de cementación (Jimenez et al., 2014).

3.4.4. Resistencia a la Compresión

Después de que el cemento fragüe debe tener cierta resistencia a la compresión, la mínima resistencia a la compresión del cemento fraguado es de 3,5 MPa, ya que tiene que proteger, soportar la tubería de revestimiento y proporcionar el aislamiento zonal necesario para la vida del pozo. Este cemento debe soportar las fuerzas de estimulación, el ciclo de producción y debe conservar la integridad del aislamiento zonal durante toda la vida útil del pozo, para prevenir problemas durante las operaciones (Zheng et al., 2021).

Factores como la densidad de la lechada pueden jugar a favor o en contra, hay que si disminuye la densidad puede alterar y disminuir la resistencia, así que debe de tener una densidad adecuada y que no altere esta propiedad mecánica. Otros factores también pueden ser los componentes y los aditivos que se le agregue a la lechada de cemento (Zheng et al., 2021).

3.4.5. Agua libre

La prueba de agua libre se lleva a cabo para analizar la cantidad de agua que se separa de la lechada de cemento, se puede dejar a temperatura ambiente o a cierta temperatura, pero siempre se tiene que acondicionar en un consistómetro atmosférico. Esta prueba permite analizar si la lechada es homogénea o tiene tendencia a separarse, lo cual puede causar problemas como una mala homogeneidad al fraguar y con ello tener problemas en la resistencia, causando fracturas en la cementación y permitiendo migración de fluidos no deseados (Jimenez et al., 2014).

Conocer y analizar las propiedades de la lechada de cemento, se vuelve crucial para lograr tener un diseño eficiente de la lechada que se utilizara para la cementación de la tubería, por ello es por lo que se debe comprender bien cada una de estas propiedades porque nos ayudaran para saber si es eficiente con lo que se requiere en la operación. Después de esto, es crucial conocer y comprender el uso de las herramientas que se utilizaran para llevar a cabo la cementación de las tuberías de revestimiento.

3.4.6 Relación Agua-Cemento

Una de las propiedades de la lechada de cemento es la relación Agua/cemento, la cual controla ciertas propiedades de la lechada, como la densidad, la reología. Ya que con estas propiedades se pueden calcular las perdidas por fricción durante la circulación, el comportamiento reológico de los efectos de adhesión de la lechada entre la formación y la tubería.

3.5. Equipos y Herramientas Utilizadas en la Cementación

Para lograr tener una cementación eficiente se requiere conocer y comprender el funcionamiento de los equipos y herramientas que se requieren para la cementación de pozos, ya que cada equipo y herramienta cumple con un objetivo.

3.5.1. Unidad de cementación

Existen diferentes tipos de unidades de cementación, tanto para pozos en tierra como para plataformas, estas unidades se encargan de llevar:

- Tanques de almacenamiento a granel
- Bomba de cemento.
- Almacenamiento y mezcla de aditivos líquidos
- Tanques de compensación

- Mezcladora de cemento (WESSCO, n.d.).

Esta unidad se encarga de mezclar los aditivos y de bombear la lechada de cemento en el pozo. En la **ILUSTRACIÓN 10** se puede observar lo que es un camión de cementación y en la **ILUSTRACIÓN 11** se puede observar un equipo de cementación para plataformas

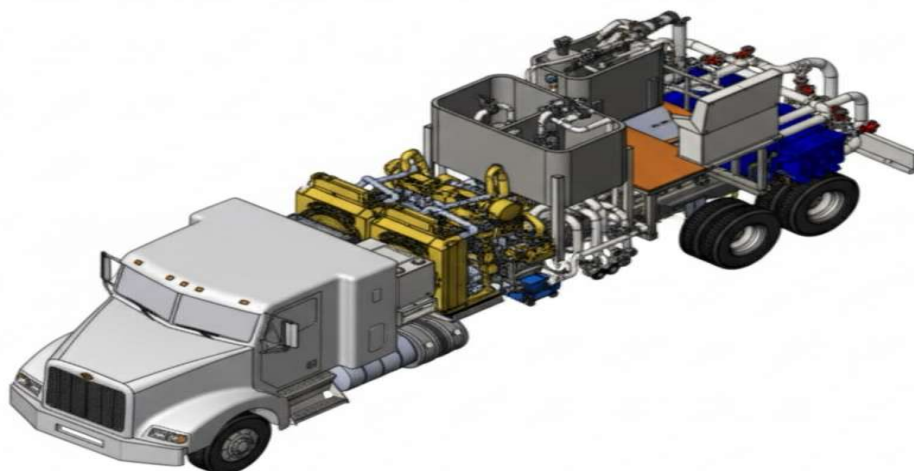
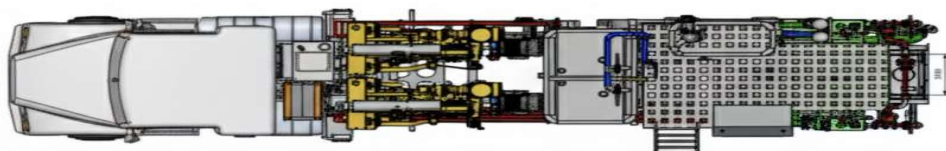


Ilustración 10. Unidad de cementación Fuente: (WESSCO, n.d.).



Ilustración 11. Unidad de cementación marina Fuentes: (Comansum, n.d.)

3.5.2. Herramientas para la cementación

Para la realizar las actividades de cementación en la construcción de pozos, se requieren de distintas herramientas, cada una tiene un objetivo específico, estas herramientas son:

3.5.2.1. Cabezal de cementación

El cabezal de cementación se utilizar para conectar las bombas de la unidad de cementación y la tubería de revestimiento a cementar, proporciona acceso para la inserción de los tapones de cementación. El tamaño del cabezal y la presión de trabajo es inversamente proporcional, entre más pequeño sea, más presión de trabajo se requiere, y para cabezales más grandes se requiere menor presión de trabajo. Las cabezas de cementación pueden ser de tipo tapón simple o doble (Wessco, n.d.).

En la **ILUSTRACIÓN 12** se observa como es el diseño de un cabezal de cementación.

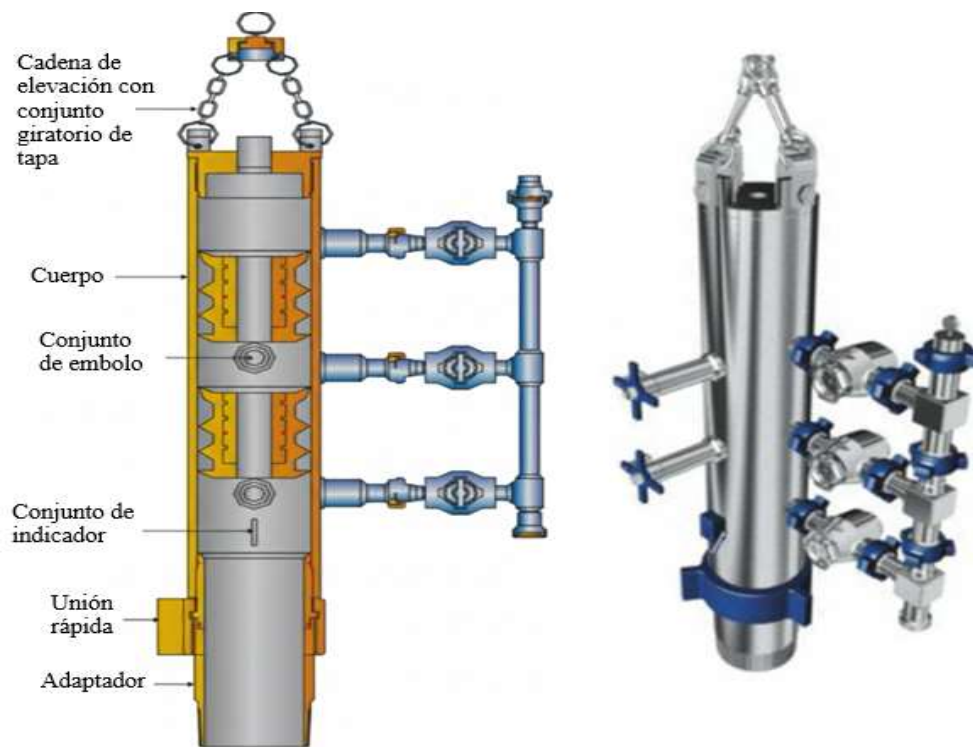


Ilustración 12. Cabezal de cementación, modificada de: (Wessco, n.d.).

3.5.2.1. Zapata Flotadora

Es una herramienta que se instala en el fondo de la tubería de revestimiento, es de forma cónica, y esta se encarga de guiar la tubería durante su descenso. Esta zapata contiene una válvula de contrapresión que evita que entren fluidos a la tubería y que la lechada de cemento regrese al interior de esta (SHANDONG RUNDONG PETROLEUM MACHINERY, n.d.).

En la **ILUSTRACIÓN 13** se muestra la zapata flotadora.

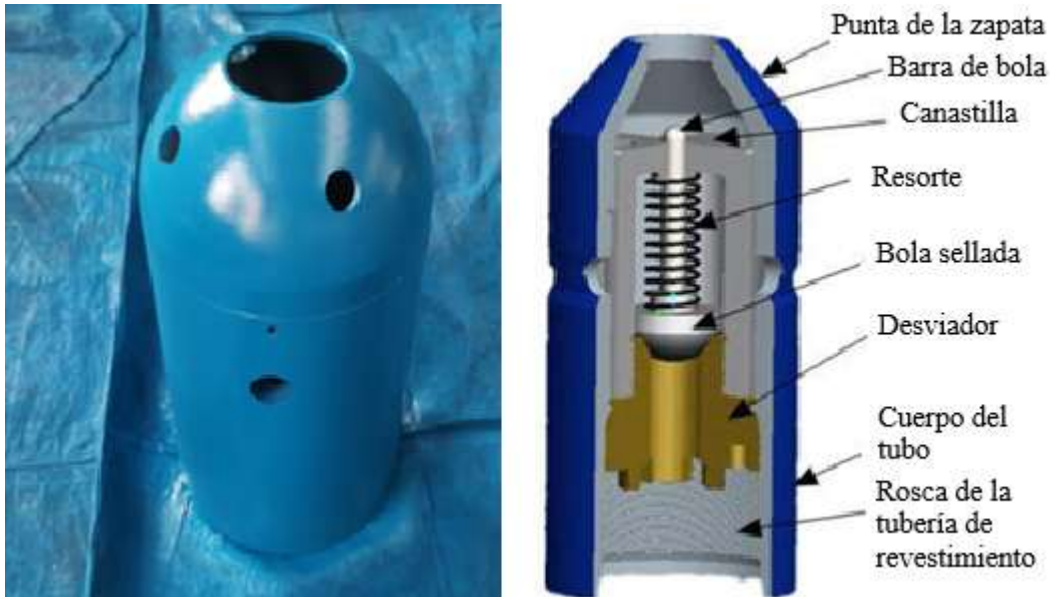


Ilustración 13. Zapata flotadora, modificada de: (SHANDONG RUNDONG PETROLEUM MACHINERY, n.d.)

3.5.2.2. Cuello flotador

Esta herramienta se coloca en el interior de la tubería, de una a tres juntas por encima de la zapata flotadora, tiene una válvula que evita el reflujo de la lechada del cemento y genera un asiento para los tapones interior y superior (SHANDONG RUNDONG PETROLEUM MACHINERY, n.d.).



Ilustración 14. Cuello Flotador, modificada de: (SHANDONG RUNDONG PETROLEUM MACHINERY, n.d.)

3.5.2.3. Tapones de Desplazamiento

Los tapones de desplazamiento son tapones de goma, los cuales se utilizan para separar la lechada de cemento de los demás fluidos, además de que tiene variación en la forma y el

tamaño. Actualmente, existen tapones fabricados con un perfil superior o inferior dentado, lo que permite que se bloqueen al asentarse (RUGAO YAOU, n.d.).

Un ejemplo es de la **ILUSTRACIÓN 15**, donde dicha empresa fabrica sus tapones de cementación que incluyen tapones arriba y abajo, los cuales tienen un diseño antirrotación, permitiendo a los tapones perforar rápidamente.



Ilustración 15. Tapón de desplazamiento Fuente: (RUGAO YAOU, n.d.)

3.5.2.4. Centradores

Es una herramienta que ayuda que la tubería de revestimiento este centrada en el pozo y que las operaciones de cementación sean eficientes, logrando tener una cementación uniforme alrededor de la tubería. Otra de las ventajas de los centralizadores es que ayuda a prevenir que la fricción de la TR con las paredes de la formación. Existen diferentes formas de centralizadores, tales como se muestran en la **ILUSTRACIÓN 16** (Wennian, n.d.).



Ilustración 16. Centradores fuente: (Wennian, n.d.)

Comprender el funcionamiento de las herramientas y equipos usados para la cementación de pozos ayuda para tener una buena selección del equipo al momento de realizar las

operaciones, dependiendo que tipo de cementación es, ya que existen diferentes tipos, los cuales se tiene que conocer para seleccionar correctamente los equipos y herramientas.

3.6. Tipos de Cementación

En las actividades de cementación de pozos existen diferentes tipos de cementación, cada tipo tiene distintas características y cumple con un objetivo específico, es importante conocer cada una de ellas para saber cuál usar y en qué momento durante la construcción de pozos.

3.6.1. Cementación Primaria

Después de la terminación de perforación de una zona con la tubería de revestimiento (TR) ya colocada en el pozo, se realiza una cementación. La cual se le conoce como cementación primaria, la lechada de cemento se bombea por el interior de la TR para colocarla en el espacio anular, dicho espacio este situado entre la formación y la TR.

Las principales funciones de la cementación primaria son:

- Evitar el flujo de fluidos entre las formaciones y prevenir la contaminación de acuíferos.
- Fijar la tubería de revestimiento con la formación.
- Proteger la tubería de la corrosión que generan los fluidos de la formación.
- Ayudar a prevenir surgencias descontroladas de alta presión detrás del revestidor.
- Aislar las zonas productoras para prevenir el cruzamiento de flujos entre intervalos de diferentes presiones (Herzog et al., n.d.).

Después de finalizar las operaciones de perforación de un intervalo a la profundidad deseada, se deja lleno el pozo del fluido de perforación, tal como se muestra en la **ILUSTRACIÓN 17**, donde el fluido de perforación se circula en todo el pozo. Posterior a ello se baja la sarta de revestimiento hasta el fondo. En la **ILUSTRACIÓN 17** se observa el arreglo necesario para cementar la TR, donde en la parte inferior de la tubería se coloca una zapata guía o zapata flotante, esta herramienta se coloca aquí para guiar a la tubería y que tenga el menor contacto con los bordes rugosos y evitar derrumbes. Se colocan centralizadores a lo largo de la tubería, ya que ayudaran a la TR a estar en el centro del pozo, esto para tener una cementación más uniforme en el espacio anular, además los centralizadores ayudan a evitar el atascamiento de la tubería mientras se baja en el pozo (E. Nelson, 2012).

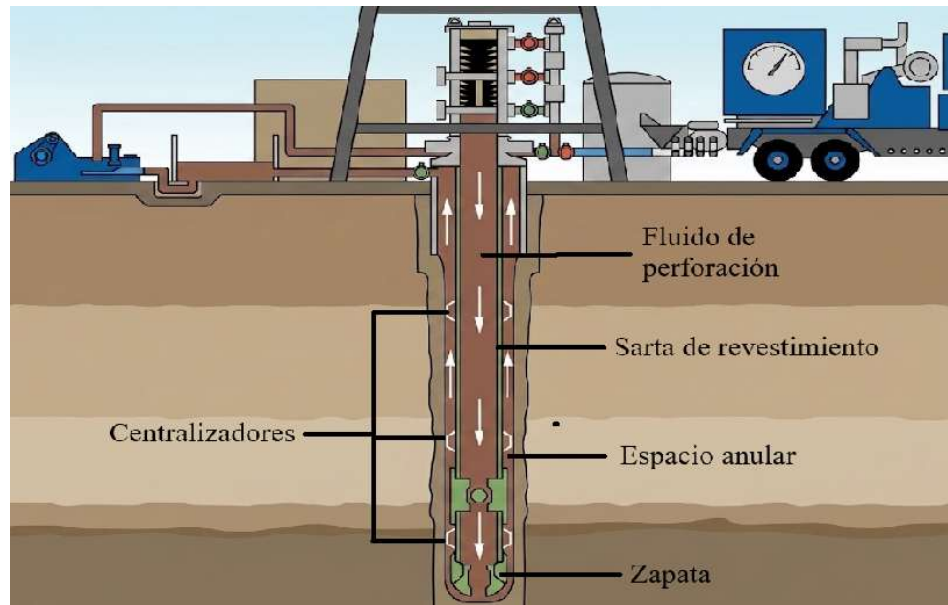


Ilustración 17. Operación posterior a la perforación de un intervalo, modificado de: (E. Nelson, 2012)

Posterior a colocar la TR en el pozo, se tiene que remover el fluido de perforación del interior del pozo, para ello, los ingenieros de cementación tienen que bombear un bache lavador químico y un fluido espaciador, como se muestra en la **ILUSTRACIÓN 18**, estos dos fluidos ayudan a limpiar la superficie de la tubería y de la formación para lograr tener una buena adherencia de la lechada de la cementación, estos fluidos son incompatibles entre sí. Arriba del fluido espaciador tiene que ir un tapón inferior que contiene una membrana y separa los fluidos de la lechada de cemento, tal y como se muestra en la **ILUSTRACIÓN 13** (E. Nelson, 2012).

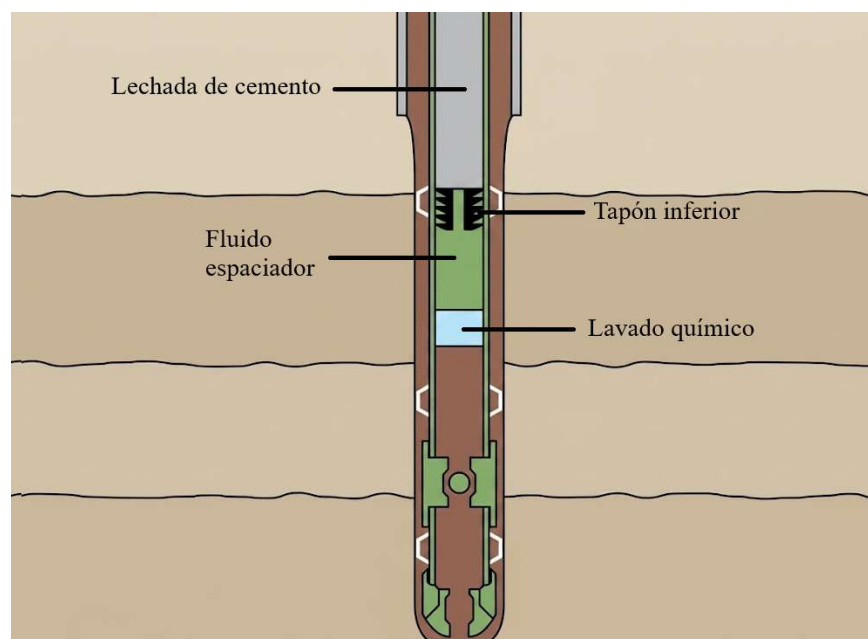


Ilustración 18. Bombeo de fluidos y la lechada de cemento modificado de: (E. Nelson, 2012)

En la **ILUSTRACIÓN 19** se muestra que en la parte superior de la lechada de cemento hay un tapón superior, el cual separa la lechada con el fluido de desplazamiento, al mismo tiempo se observa cómo va ingresando el fluido lavador y espaciador a la parte del espacio anular, removiendo el fluido de perforación, el tapón inferior cuando llega al fondo se desprende la membrana que lleva, permitiendo el ingreso de la lechada de cemento (E. Nelson, 2012).

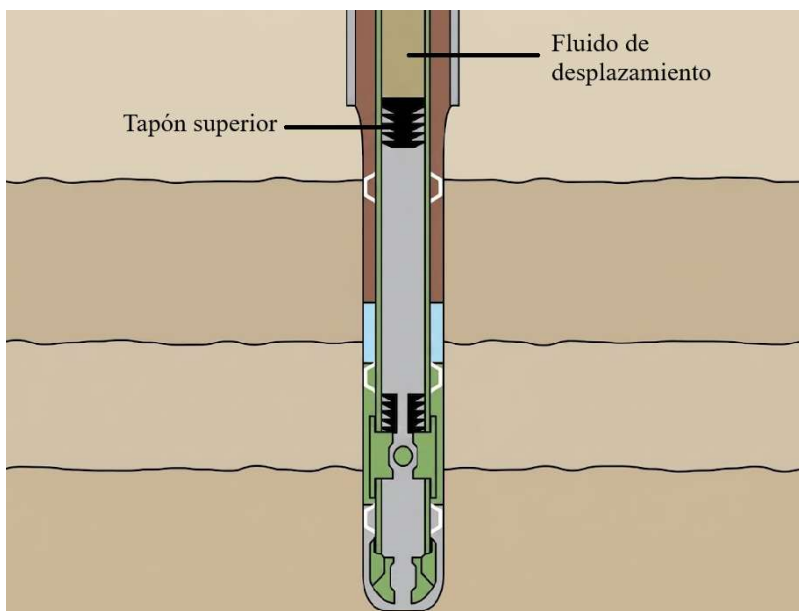


Ilustración 19. Bombeo del Fluido de desplazamiento, modificada de: (E. Nelson, 2012)

El bombeo del fluido de desplazamiento lo que hace es empujar el tapón superior hasta que se asienta con el tapón inferior, así mismo, la lechada de cemento se termina de colocar en el espacio anular, tal y como se muestra en la **ILUSTRACIÓN 20**.

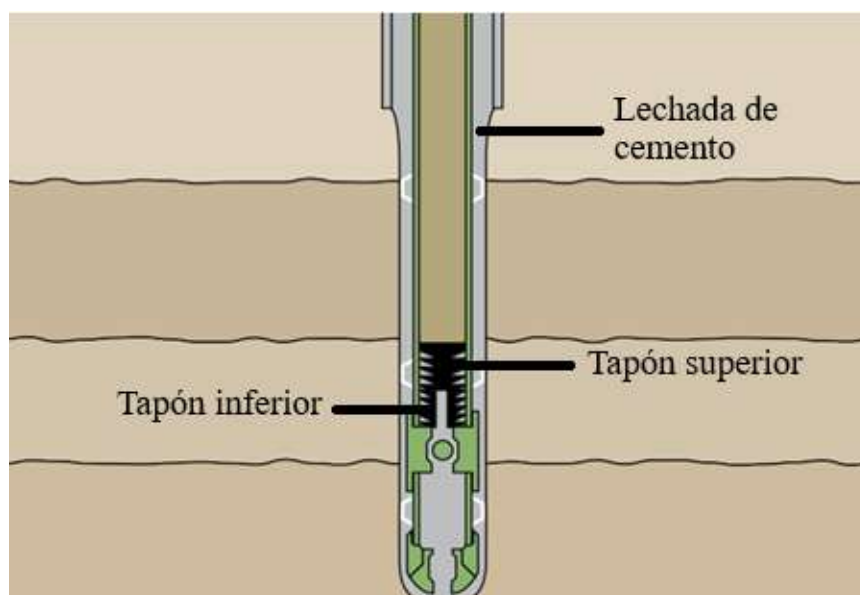


Ilustración 20. Colocación de la lechada en el espacio anular, modificada de: (E. Nelson, 2012)

Posterior a realizar las actividades de cementación y después de que haya fraguado el cemento, los ingenieros realizan pruebas para asegurar que la cementación se realizó de manera exitosa y que la integridad del cemento es buena. Para la evaluación del cemento se llevan a cabo pruebas hidráulicas y la adquisición de registros de pozos

Las pruebas de presión son el método más usado dentro de las pruebas hidráulicas; este método se realiza después de una operación de cementación de la tubería de revestimiento, lo primero que realiza es una prueba de presión de la tubería de revestimiento para verificar la integridad de los tubulares, posterior a ello se remueve el cemento residual de la zapata para realizar una prueba de integridad de presión, se incrementa la presión interna de la TR hasta exceder la presión que será usada durante la siguiente fase de perforación, si no se detecta pérdida durante esta prueba, entonces las operaciones de cementación fueron exitosas y se puede continuar con la siguiente fase de perforación (E. Nelson, 2012).

Si la cementación primaria no fue exitosa y se detecta con las pruebas hidráulicas o con los registros de pozo, se tiene que llevar a cabo una cementación de remediación para corregir las fallas que se presentaron y evitar problemas que puedan terminar en desastres en pozo y atentar contra la seguridad del personal.

3.6.2. Cementación de remediación

La cementación de remediación se ocupa cuando a través de los registros de cementación o con las pruebas hidráulicas se detecta una falla, que puede ser un fallo en la adherencia o una fuga a través del cemento. Este proceso consiste en disparar en la tubería de revestimiento donde se encuentra la falla e inyectar en el espacio anular la lechada de cemento a cierta presión, con el fin de remediar la cementación primaria que fue ineficiente (E. Nelson, 2012).

La cementación de remediación tiene las siguientes aplicaciones:

- Reparar la cementación primaria defectuosa debido a una mala adherencia, una altura de cemento insuficiente en el espacio anular o una canalización de fluidos.
- Reparar las tuberías de revestimiento que han sido afectadas por la corrosión o desgaste por las actividades de perforación.
- Abandonar una zona no productiva.
- Sellar las zonas donde hay pérdidas de circulación.
- Prevenir la migración vertical de fluidos del yacimiento dentro de las zonas productoras (Herzog et al., n.d.).

3.6.3. Tapones de cemento

Cuando el pozo llega a su final de vida productiva se tiene que llevar a cabo las operaciones de abandono de pozo, por lo cual, se tiene que colocar tapones de cemento en interior de la tubería a diferentes profundidades, esto para asegurar que el pozo no siga fluyendo, aislando la formación y zonas que puedan contener fluidos, con esto se evita una contaminación a los mantos acuíferos. (Vrålstad et al., 2018)

El procedimiento de los tapones de cemento para el abandono de un pozo puede variar dependiendo las condiciones del pozo y del tipo. Pero existe una secuencia de pasos en común para todos los pozos, la cual es:

Primero se tiene que circular un fluido de perforación de alta densidad y se instala un tapón mecánico profundo, esto previo a colocar las barreras en el pozo, debe llevar barreras primarias y secundarias. Posterior a ello, cualquier formación que contenga fluidos de sobrecarga, como zonas de alta presión y formaciones que contienen hidrocarburos. También se instala un tapón de pozo abierto a superficie que se le conoce como “barrera ambiental”, este tapón se coloca debajo del lecho marino. Por último, se retira el conductor y el cabezal del pozo (Vrålstad et al., 2018).

En la **ILUSTRACIÓN 21** se muestra un antes y un después del taponamiento y abandono de un pozo costa afuera, donde el color azul es la barrera primaria y la roja es barrera secundaria, el tapón de color verde es el tapón superficial

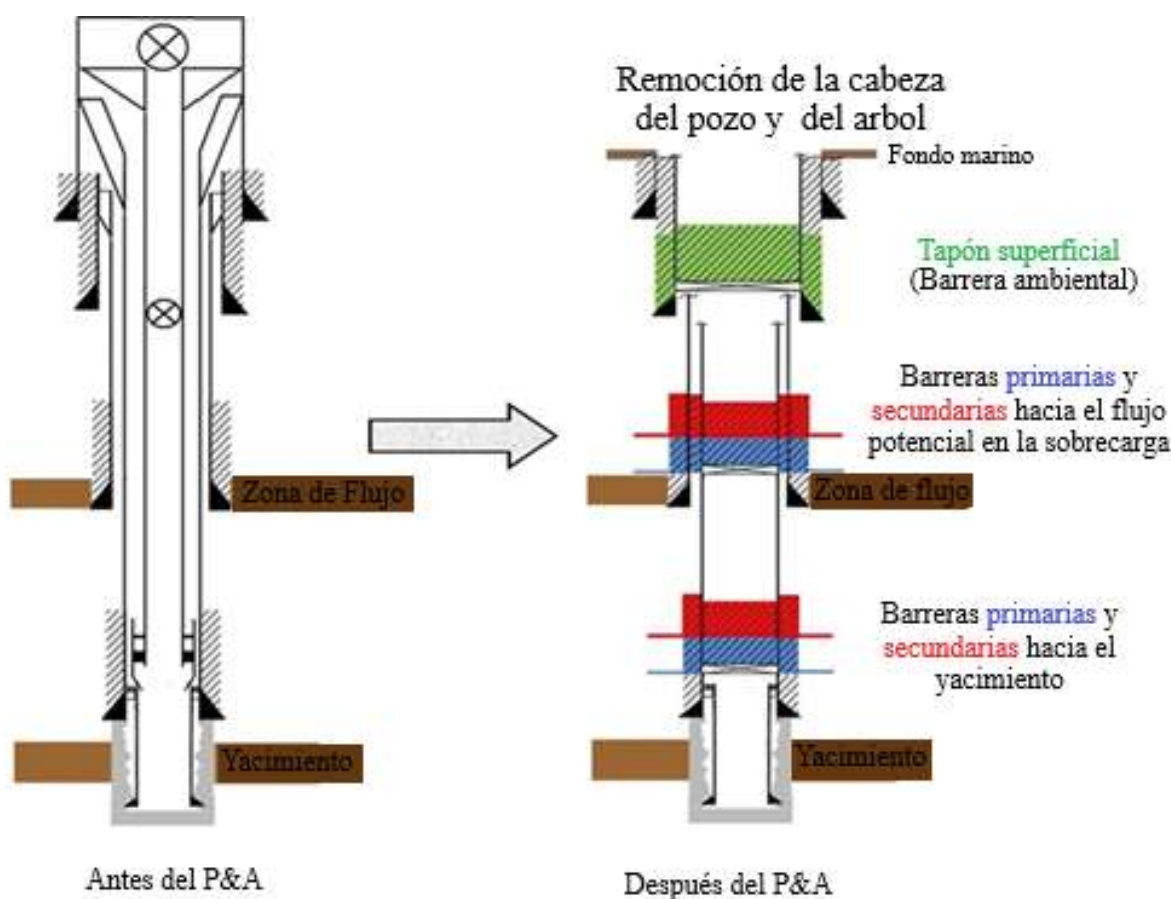


Ilustración 21. Taponamiento y abandono de pozo, modificada de: (Vrålstad et al., 2018).

Los tapones de cemento se colocan en el pozo también para:

- Para desviar el pozo sobre un “Pescado” b.
- Para iniciar una perforación direccional
- Para abandonar una zona o abandonar un pozo

- Para solventar problemas de pérdidas de circulación durante la fase de perforación
- Para proveer un anclaje en caso de pruebas de agujero descubierto (Herzog et al., n.d.).

Conocer y comprender los diferentes tipos de cementación es crucial, ya que cada uno cumple con un objetivo en específico, al igual que saber si las operaciones se llevaron con éxito, para saber esto existen pruebas hidráulicas como se mencionó anteriormente, otra manera de saber si tuvo éxito la cementación es a través de los registros geofísicos que son para la cementación, por ello se tiene que comprender el uso de cada registro.

3.7. Aplicación de Registros Geofísicos en la Cementación

Posterior a las actividades de cementación, se tiene que verificar la integridad del cemento, por lo cual se adquieren registros de pozo que arrojan datos sobre la calidad de la cementación en el espacio anular, existen diferentes tipos de registros que ayudan a este análisis. Los ingenieros se encargan de analizar que registros utilizaran para la verificación.

3.7.1. Registros de Cemento

Los registros de pozo para cementación son importantes para asegurar la integridad del cemento en el espacio anular, ya que de tener una buena integridad no habrá problemas, de lo contrario podría surgir problemas que retrasarían las operaciones en campo. Los registros son herramientas de medición en el pozo que representan gráficamente los datos obtenidos versus la profundidad.

3.7.1.1. Registros de temperatura

Los registros de temperatura se usan para saber en donde se encuentra el tope de la columna de cemento en el espacio anular, esto se debe que la hidratación del cemento es un proceso exotérmico que eleva la temperatura del medio circundante, por ello se usa este registro.

Los registros para la cementación de pozos son herramientas esenciales, tales como los CBL (Cement Bond Log) y VDL (Variable Density), ayudan a evaluar la integridad del cemento en pozos de petróleo y gas, asegurando que el cemento se haya adherido correctamente a la tubería y a la formación (one&zero, 2024).

3.7.1.2. Registro CBL (Cement Bond Log)

El Registro Acústico de Adherencia de Cemento (CBL Cement Bond Log) evalúa la efectividad de la cementación en el espacio anular. El CBL mide el paso del sonido del cemento detrás de la tubería para evaluar la adherencia. Este registro lo que hace es emitir una señal acústica que se refleja tanto en la tubería como en el cemento; la amplitud del reflejo es el indicador de la calidad de la adherencia del cemento. Una buena adherencia del cemento se refleja con amplitudes acústicas bajas, esto se debe a que las ondas se amortiguan con el cemento, y una mala adherencia se refleja con amplitudes altas (Baker Hugs, n.d.).

3.7.1.3. Registro VDL (Variable Density)

Proporciona una representación visual de la señal acústica del CBL, mostrando cómo varía con la profundidad. Si el registro muestra líneas rectas, indica poca o nula cementación. El registro de densidad variable se utiliza comúnmente como complemento del registro de

adherencia del cemento y ofrece una mejor comprensión de su interpretación ; en la mayoría de los casos, los efectos de micro anillo y de llegada rápida de la formación se pueden identificar utilizando esta visualización adicional (one&zero, 2024).

La aplicación de los registros de cementación ayuda a analizar si se tuvo éxito en la cementación, así que esto es una parte importante. Con lo mencionado anteriormente, en cuanto a aditivos, las propiedades de la lechada de cemento, no se lograría sin la ventana operativa, ya que esta nos ayudara para la elección de la densidad requerida, por ello se tiene que comprender que implicaciones tiene la ventana operativa en la cementación.

3.8. Implicaciones de la Ventana Operativa para la Cementación

Al igual que con los fluidos de perforación, con la ventana operativa podemos calcular la densidad con la cual se cementará cada sección, la densidad de la lechada de cemento debe de estar dentro de los rangos de los gradientes de presión de poro y presión de fractura.

Con la ventana operativa se podrá encontrar la lechada correcta para asegurar un aislamiento de zonas correcto. Evitar la migración de fluidos entre las diversas zonas permeables en el espacio anular (Mavares & Pertuz, 2017).

Los ingenieros encargados del diseño de la lechada podrán ver que aditivos son buenos para acelerar o retardar el fraguado, dependiendo lo que requiera las condiciones operativas, para así prevenir posible migración de gas.

Con el cálculo de la densidad de manera eficiente se podrá tener una buena estabilidad del pozo, proveerá soporte, resistencia de la tubería de revestimiento y soporte a las tuberías de revestimiento superiores. También ayudara a proteger contra las presiones internas y prevenir derrumbes de las paredes (Mavares & Pertuz, 2017).

Entender y comprender lo que conllevan las actividades de cementación de pozos, desde sus tipos, las herramientas que se utilizan, los objetivos de cada tipo, así como las propiedades más importantes que debe tener una lechada de cemento para una cementación efectiva es importante, esta tesis enfoca la cementación en aguas profundas, por lo que, se debe conocer el contexto, los desafíos y consideraciones en aguas profundas para la cementación de pozos, así como la demanda energética y comercial.

4. Consideraciones y Desafíos en Aguas Profundas

Actualmente el mundo atraviesa un crecimiento en la demanda de hidrocarburos en diferentes sectores, por lo cual, se ha tenido que explorar en el mar, donde hay desafíos tecnológicos y ambientales, y es que entre mayor sea la profundidad mayor es el reto. Se tienen que llevar a cabo protocolos y normas que se tienen que cumplir, se ha avanzado en la tecnología para poder explorar y extraer el hidrocarburo del subsuelo. En aguas profundas se muestra un mayor desafío, ya que el tirante de agua es mayor y las zonas donde se perfora presentan desafíos geológicos, cambios de presión significantes.

En México la situación es alarmante ya que hay un declive en la producción de hidrocarburos en la última década, con el agotamiento de los yacimientos en tierra y en aguas poco profundas, ha llevado a México a explorar en aguas profundas, donde hay una gran cantidad de reservas sin explorar, este desafío es enorme el cual debe superar México para lograr aprovechar este recurso y cumplir con la demanda del país, además de lograr crecer en el mercado global (Exploración Aguas Profundas México: Retos y Soluciones, 2025).

Tanto en México como en el mercado global el buscar estrategias para abastecer el mercado y cumplir con las necesidades de diferentes industrias y de la sociedad en cuanto al recurso de hidrocarburos se ha vuelto vital, y más aún cuando las reservas que hay en tierra y en aguas poco profundas no están abasteciendo dicha demanda, por ello es importante conocer sobre la exploración en aguas profundas, analizar los desafíos y retos que se presentan para la extracción de los hidrocarburos y comprender la rentabilidad de los proyectos en aguas profundas.

4.1. Contexto de la Exploración y Producción en Aguas Profundas

Actualmente el mundo presenta una necesidad de hidrocarburos por el crecimiento de la población y en distintas industrias donde se usa este recurso, por ello, actualmente se está explorando yacimientos costa afuera, ya no solo en tierra como se estaba haciendo hace décadas. Explorar yacimientos en el mar representa un reto enorme, ya que, la tecnología usada en pozos en tierra no es la misma a lograr extraer el hidrocarburo en el mar, y el reto incrementa cuando se habla de aguas profundas, pero el mundo y el mercado actual obliga a la industria a extraer este recurso, para ello se necesita de avances tecnológicos y de nuevas técnicas para afrontar este reto.

Para entender el contexto de la exploración y producción de hidrocarburos en aguas profundas se tiene que conocer y analizar la demanda global y las reservas que hay en ellas, para tener un análisis de la rentabilidad, ya que la industria petrolera siempre buscara ser rentable.

4.1.1. Demanda Global de Hidrocarburos y Reservas en Aguas Profundas

El mercado mundial actual ha presentado un crecimiento significativo, y se ve prevé que siga experimentando un crecimiento en cuanto a hidrocarburos convencionales, como lo es el gas natural y el petróleo crudo. El análisis de la Administración de Información Energética (EIA), menciona que más del 11% de las reservas mundiales de petróleo comprobadas se encuentran en yacimientos de aguas profundas, por lo que, empresas ya realizan actividades de investigación e innovación para lograr extraer con éxito el hidrocarburo de los yacimientos en aguas profundas (Juyal, 2022).

Se han realizado estudios de mercado, uno de ellos es el de Data Bridge Market Research, donde hizo una valoración al mercado de exploración de hidrocarburos en aguas profundas, el cual se valoró alrededor de USD 10.10 mil millones en 2021 y se espera que alcance los

USD 18.97 mil millones para 2029, registrando una CAGR del 8,20% durante el período de pronóstico de 2022 a 2029. En la **ILUSTRACIÓN 22** se puede mostrar la gráfica que realizó Data Bridge Market Research en cuanto al estudio de mercado global de exploración de hidrocarburos en aguas profundas, donde se puede observar por regiones la creciente del mercado en los próximos años. Por ello se vuelve importante el avance y la inversión en nueva tecnología para la exploración y extracción de petróleo crudo y gas natural (Juyal, 2022).

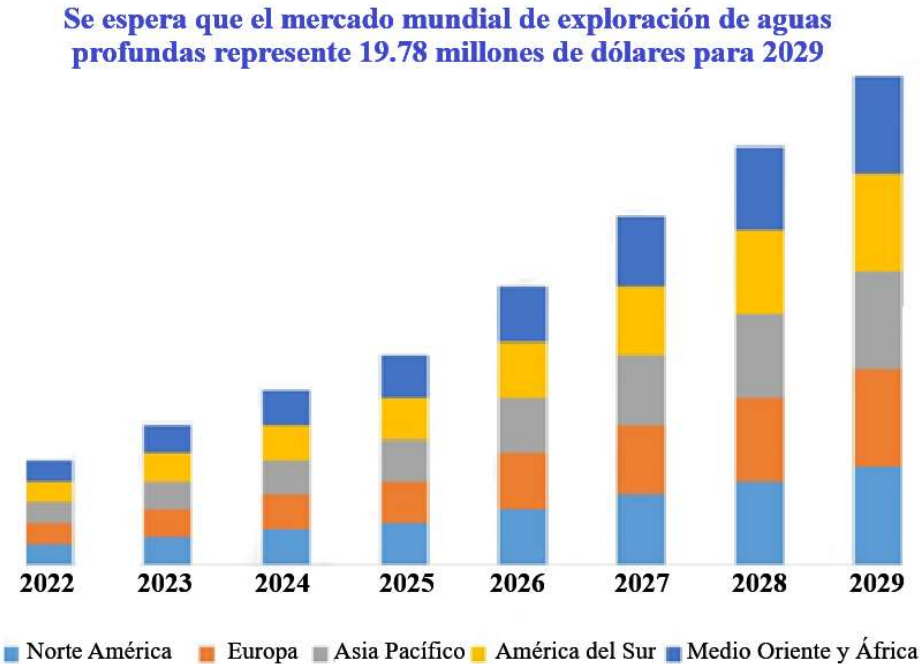


Ilustración 22. Mercado Global de Exploración de hidrocarburos en Aguas Profundas modificada de: (Juyal, 2022)

Las reservas de hidrocarburos que se encuentran almacenadas bajo el fondo del océano son la única fuente de petróleo y gas actualmente, ya que los yacimientos en tierra ya van en declive por la demanda energética global. Este recurso en aun no se ha explotado, pero debería ante la situación de la demanda, por ello el tema de explorar y explotar los recursos en aguas profundas toma mayor importancia en el sector del petróleo y el gas, ya que, en la actualidad, casi 11% de todas las reservas de hidrocarburos de la superficie de la Tierra se encuentran en aguas profundas. Con esto, abre paso a que las empresas y países inviertan en tecnología (Juyal, 2022).

Actualmente, con la demanda energética global, se ha estado aumentando la inversión en los proyectos respectivos, el aumento del número de proyectos de investigación y desarrollo para explotar otras fuentes no convencionales de hidrocarburos en aguas profundas, esto influye positivamente al crecimiento del mercado de explotación del recurso de hidrocarburos en la zona de aguas profundas, ya que se adquieren avances tecnológicos. Otro punto positivo al mercado de explotación es el aumento de la población y el alto consumo de energía que requiere la población y distintas industrias que dependen de los hidrocarburos, entre más crezca la población se requerirá de mayor consumo de hidrocarburos (Juyal, 2022).

El aumento de los costos de los hidrocarburos llevo a que el mercado de explotación de hidrocarburos en aguas profundas gane importancia a nivel global, lo cual género que la perforación en aguas profundas sea rentable económicamente y se vio aún más forzado por el avance tecnológico en este mercado de explotación de aguas profundas, así que, tanto la demanda como el incremento a los costos del hidrocarburo han sido positivos para tener mayor avance e importancia para extraer petróleo crudo en aguas profundas. El crecimiento de actores importantes del mercado que están cambiando su enfoque hacia las trampas de hidrocarburos que aún no han sido exploradas ha llevado que se impulse mayormente el crecimiento del mercado global y esto creará muchas oportunidades para el mercado en muchos años, también se proyecta que se tenga un marco regulatorio adecuado el cual respalde aún más el crecimiento y no se tengan problemas ambientales que afectan al ecosistema y al mercado (Juyal, 2022).

En años recientes, empresas importantes como Shell, Chevron, Total Energies, Eni y BHP han apostado con mayor intensidad en el Golfo de México, esto se debe a las mejoras tecnológicas que han estado surgiendo, así como los precios del crudo que han sido favorables como ya se mencionó anteriormente. En el Golfo de México, en la parte del territorio de Estados Unidos de América, su producción en aguas ultra profundas representa el 90% del petróleo extraído, mientras que en la parte de México el panorama avanza más lento, pero con cautela, siempre presentando dinamismo a la extracción de hidrocarburos en aguas profundas (*Exploración En Aguas Profundas: Oportunidades En El Golfo de México - Petróleo y Energía*, 2025).

El campo Zama, el cual es de los proyectos más emblemáticos en México en aguas profundas, dicho campo está siendo operado por Talos Energy en consorcio con Pemex, este campo se estima que contiene más de 700 millones de barriles de petróleo recuperable, el campo Zama posiblemente puede comenzar su producción en 2026. Hay otros campos con potencial comercial pero que necesitan de inversión para los proyectos de exploración y explotación, por ello es importante la inversión y el avance tecnológico (*Exploración En Aguas Profundas: Oportunidades En El Golfo de México - Petróleo y Energía*, 2025).

Es importante conocer el contexto de los hidrocarburos en México, tanto de las reservas como los desafíos que presenta el país frente a este sector y los proyectos de aguas profundas.

4.1.1.1 Contexto en México

En México, la producción del hidrocarburo ha presentado una disminución constante en más de una década. Esta problemática representa un desafío para la economía mexicana, ya que el hidrocarburo representa históricamente una de las fuentes más importante de ingresos para el país, y una disminución en la producción representa una caída en ese ingreso al país, lo cual no es bueno, y es que en México se están acabando los yacimientos en tierra y en aguas someras, por lo que es importante la inversión en proyectos en aguas profundas.

La situación actual en cuanto a la producción de hidrocarburos en México es la siguiente:

- En el año 2023, la producción de hidrocarburos en México era de aproximadamente 1.7 millones de barriles por día (bpd)

- La cifra del año 2023 a comparación del 2004 representa una caída significativa, ya que en 2004 el pico era de 3.4 millones, esto representa una caída del 50% entre 2004 y 2023.
- La tendencia de estos años ha presentado un declive, el cual ha sido constante, con una tasa de disminución determinada del 5% anual (Editorial Spanish Desk, 2025).

En la siguiente tabla se muestra la producción del 2004, 2018 y 2023, con observaciones en sus respectivos años.

Tabla 2. Producción de hidrocarburos modificada de: (Editorial Spanish Desk, 2025).

Año	Producción (millones de bpd)	Observaciones
2004	3.4	Año de máxima producción de hidrocarburos
2018	1.71	Este año se registró el punto más bajo (diciembre)
2023	1.7	Producción real

El declive en la producción que presento México durante estos años lo ha llevado a buscar nuevas fuentes de producción de hidrocarburos, la opción que más promete futuro para el sector es en el área de aguas profundas, es un desafío muy grande a nivel tecnológico y operativo. La exploración en aguas profundas podría ser clave para revertir la tendencia negativa que presenta el país en cuanto a la producción, con estas exploraciones se podría aumentar las reservas petroleras en el país, ya que las reservas con las que cuenta México en tierra y en aguas someras ya se están acabando, y esto se refleja en el declive de la producción (Editorial Spanish Desk, 2025).

Ante declive en la producción en México, y no solo el contexto en México, la necesidad de abastecer las necesidades del mercado global y de la sociedad, se tiene que buscar reservas en los ambientes de aguas profundas, pero esto representa desafíos tanto operativos como tecnológicos para poder llevar a cabo las operaciones de exploración en aguas profundas.

4.1.2. Desafíos Tecnológicos y Operativos en Ambientes Marinos Profundos

Para la exploración y extracción de hidrocarburos en aguas profundas se requiere tecnología, herramientas y técnicas diferentes a las convencionales que se usan en campos en tierra. Estos proyectos en aguas profundas presentan desafíos tecnológicos y operativos, ya que las condiciones de operación son más complejas por diferentes circunstancias.

En las operaciones en aguas profundas se presentan desafíos técnicos en cuanto a ambientes extremos, ya que a menudo superan profundidades de 1,500 metros, para lograr éxito en las operaciones se requiere tecnología que sea altamente especializada y costosa. Parte de las condiciones extremas para operar en aguas profundas se encuentran:

- Presiones que pueden alcanzar más de 3,000 psi.
- Temperaturas que pueden descender a niveles cercanos a la congelación.
- Corrientes submarinas fuertes y formaciones de hidratos de metano (Editorial Spanish Desk, 2025)

En la **TABLA 3** se muestran las condiciones extremas que se pueden presentar al operar en aguas profundas, así como su desafío técnico y lo que se requiere para lograr tener éxito en dichas condiciones.

Tabla 3. Condiciones extremas y sus desafíos técnicos, modificada de: (Editorial Spanish Desk, 2025).

Condición	Desafío técnico	Se requiere
Alta presión	Riesgo de fallos en equipos	Materiales especializados de alta resistencia a las altas presiones encontradas en el fondo marino
Bajas temperaturas	Congelamiento de fluidos y equipos	Tecnología que permita tener un aislamiento avanzado
Corrientes submarinas	Inestabilidad en plataformas y equipos	Sistemas de posicionamiento dinámico en las plataformas

El pozo Puskon-1, el cual fue perforado por Pemex durante 2011 en 647 metros de agua, es el pozo de aguas profundas más profundo de México. El Pukon-1 fue abandonado a 7.700 metros después de reportar solo indicios de gas, lo cual dio una demostración de las dificultades técnicas que se pueden hallar en estas operaciones (Editorial Spanish Desk, 2025).

4.1.3. Geología compleja e incertidumbre de yacimientos

Existen diferencias entre los campos convencionales, los cuales son los que están tierra y los yacimientos que se encuentran en aguas profundas, esto sucede ya que se presentan incertidumbres geológicas, las cuales son significativas por las condiciones que se encuentran los yacimientos en aguas profundas, los cuales pueden ser la alta presión, alta temperatura, sistemas de fallas impredecibles y heterogeneidad en las formaciones rocosas. Con todo lo anterior hace que se vuelva más complejas las operaciones en aguas profundas a comparación de los campos convencionales.

4.1.3.1 Características geológicas desafiantes

Los yacimientos de aguas profundas tienen características geológicas desafiantes, lo cual vuelven más complejas las actividades de pozo, entre estas características destacan las siguientes:

- Formaciones de rocas complejas, las cuales presentan baja permeabilidad

- Presiones subsuperficiales que son impredecibles, ya que, las cargas sedimentarias son gruesas
- Sistemas de fallas las cuales llegan a complicar las actividades de perforación y extracción de los hidrocarburos (Editorial Spanish Desk, 2025).

En la **TABLA 4** se muestran dichas características con una breve descripción y el impacto que tiene dicho elemento geológico en la exploración de los yacimientos en aguas profundas.

Tabla 4. Elemento geológico, modificada de: (Editorial Spanish Desk, 2025).

Elemento geológico	Descripción	Impacto en exploración
Permeabilidad de las rocas	Generalmente la permeabilidad es baja en formaciones en ambientes de aguas profundas	La permeabilidad impacta con una menor tasa de recuperación y producción de los hidrocarburos
Presión del yacimiento	Es variable y suele ser difícil de predecir	Tiene mayor riesgo de reventón
Heterogeneidad	Presenta formaciones rocosas que no son uniformes	Hay dificultad para el modelado del yacimiento con precisión

En la porción mexicana del Golfo de México, el 90% sigue sin ser explorado, se cree que esta parte tenga un alto potencial sustancial de hidrocarburos, solo un 10% ha sido explorado, por ello se tiene que invertir en el desarrollo tecnológico, ya que esta situación representa tanto una oportunidad como un desafío para México, esto se debe a la falta de datos geológicos y con ello aumenta el riesgo de las operaciones de exploración, por ello es que México debe de invertir para lograr explotar estos recursos, lo cual traería buenos ingresos al país (Editorial Spanish Desk, 2025).

4.1.4. Riesgos ambientales

Existen riesgos ambientales en las actividades de perforación en aguas profundas, los cuales llegan a ser significativos, como el suceso ocurrido en Macondo (Deepwater Horizon) en 2010, donde hubo un derrame con más de 4 millones de barriles de petróleo crudo en el Golfo de México, donde la plataforma quedó incendiada, contaminación severa al Golfo de México, pérdidas humanas, al contaminar el golfo hubo pérdidas en millones de peces.

Con este suceso, hay principales preocupaciones ambientales al operar en pozos en aguas profundas, entre ellas están:

- Derrames de petróleo que afecten a los ecosistemas marinos
- Impacto en las comunidades costeras y en su biodiversidad
- Efectos a largo plazo en la pesca y el turismo (Editorial Spanish Desk, 2025).

Estas preocupaciones surgieron posterior a lo ocurrido en el Macondo en 2010, donde el derrame tardó días en ser mitigado.

En la **TABLA 5** se muestra una tabla de los riesgos ambientales mencionados anteriormente, su consecuencia y medidas necesarias para la mitigación en caso de suceder algún riesgo ambiental.

Tabla 5. Riesgos ambientales, modificada de: (Editorial Spanish Desk, 2025).

Riesgo ambiental	Consecuencias	Medidas de mitigación necesarias
Derrame de petróleo	Destrucción de ecosistemas marinos	Sistemas mejorados de prevención de reventón
Contaminación	Afectación a especies marinas y aves	Tecnologías de perforación con descarga cero
Impacto costero	Daño a comunidades pesqueras y turísticas	Sistemas de monitoreo en tiempo real

Un derrame en el océano llega a tener consecuencias catastróficas, en donde no solo afecta la vida marina, sino también en comunidades costeras y en la industria pesquera, tal y como ocurrió en 2010 con el accidente ya mencionado de la Macondo en el Golfo de México. Estos accidentes pueden durar hasta décadas, por lo cual se debe tener un avance tecnológico y normas de seguridad para evitar estos accidentes y evitar afectar a la biodiversidad marina y las zonas costeras.

4.1.5. Altos costos en los proyectos de exploración

Los proyectos de exploración en aguas profundas son de los más intensivos en cuestión del capital en el sector energético, hacer estas actividades representa un gran costo. Los costos tan altos que se tienen al realizar estas actividades son una barrera significativa para lograr el desarrollo de estos proyectos en México.

A continuación, se muestran los costos que se tiene al llevar a cabo dichas operaciones:

- El costo por perforar un pozo en aguas profundas es de aproximadamente de \$50 millones a más de \$100 millones de dólares, dependiendo de los arreglos y la tecnología que se use en cada pozo.
- El desarrollo completo de un campo en aguas profundas puede llegar a necesitar de inversiones superiores a los \$10 mil millones de dólares, dependiendo el diseño y la tecnología requerida en cada campo.
- Los riesgos financieros aumentan entre más largo sean los plazos de los proyectos desde el descubrimiento hasta la producción, a veces este tiempo puede rondar entre los 7 a 10 años (Editorial Spanish Desk, 2025).

En la **TABLA 6** se ilustra de mejor manera lo antes mencionado, el componente de costo, el rango estimado del componente y los factores influyentes.

Tabla 6. Costos de proyecto, modificada de: (Editorial Spanish Desk, 2025).

Componentes de costo	Rango estimado	Factores influyentes
Perforación de un pozo	Entre 50 y 100 millones de dólares	Profundidad del pozo y del tirante de agua, complejidad geológica.
Desarrollo de un campo	>\$10 millones de dólares	Tamaño del campo y la infraestructura requerida.
Operación anual	Cientos de millones de dólares	Mantenimiento, logística y personal especializado.

Aunque se tengan estos altos costos en los proyectos de exploración en aguas profundas, los avances tecnológicos que se ha tenido a lo largo del tiempo y de las economías de escala han ayudado a reducir los precios de equilibrio, ya que han bajado, de tener un costo de más de \$80 por barril en 2014, paso a tener un costo de \$35-50 por barril en la actualidad, esta reducción en el costo del barril ha mejorado la viabilidad económica de los proyectos en aguas profundas, aunque ahora el precio del barril salga menos costo, sigue representando un desafío enorme (Editorial Spanish Desk, 2025).

4.1.6. Limitaciones de infraestructura

En las regiones de aguas profundas normalmente presentan el problema de carecer de infraestructura intermedia que se requiere para realizar las operaciones, tales como lo son los oleoductos submarinos e instalaciones de procesamiento. Este problema representa un desafío al área de logística, más específico en la parte de producción y transporte del petróleo y gas que se llegue a extraer de los pozos.

En la zona de aguas profundas se necesita de cierta infraestructura para poder operar, en la **TABLA 7** se muestran las necesidades, el estado actual en México y los requisitos a futuro. Con el estado actual en México se puede analizar y comprender porque se requiere de inversión para los proyectos en aguas profundas, los cuales podrían presentar buen potencial para la economía mexicana y el mercado en México.

Tabla 7. Necesidades, el estado actual en México y los requisitos a futuro, modificada de: (Editorial Spanish Desk, 2025).

Equipos necesarios	Estado actual en México	Requisitos futuros
Sistemas submarinos	Limitados	Mayor inversión significativa en nuevos sistemas
Unidades FPSO (Flotantes de producción, almacenamiento y descarga)	Pocas en Operación	Mayor dependencia por falta de oleoductos
Oleoductos submarinos	Rojo insuficiente	Desarrollar nuevas redes de transporte

El despliegue de unidades FPSO ha aumentado significativamente la eficiencia de la producción en alto mar, con una expansión de la capacidad global de FPSO de más del 10% en la última década. Sin embargo, México aún necesita desarrollar esta infraestructura para aprovechar plenamente sus recursos de aguas profundas (Editorial Spanish Desk, 2025).

Las operaciones de los proyectos de aguas profundas para explorar y extraer petróleo presentan muchos desafíos, tanto en infraestructura, tecnológicos y operativos. El mercado global día con día requiere de más hidrocarburos, la demanda es alta y las reservas en pozos terrestres y marinos en aguas someras se están agotando, por ello, se está apostando por los proyectos de aguas profundas, y es que, frente a la demanda de consumo, estos proyectos son rentables. Uno de los desafíos y que presenta problemas que pueden significar un alto costo al ambiente sino se llevan bien a cabo es la cementación de aguas profundas.

4.2. Cementación en aguas profundas

Uno de los procesos en las actividades para la realización de un pozo en aguas profundas es la cementación, la cual es importante para darle integridad al pozo, estas operaciones se deben realizar de forma adecuada, ya que una mala cementación puede terminar en una catástrofe ambiental como lo ocurrido en el Golfo de México en 2010, donde el derrame petrolero ocasiono perdidas en la fauna y flora, por ello se debe cuidar del diseño de la lechada con la cual se cementara el pozo, para evitar problemas ambientales y operacionales.

4.3. Desafíos de la Cementación en Aguas Profundas

La cementación en aguas profundas se vuelve más compleja a diferencia de las operaciones de cementación en tierra o incluso en aguas someras. Las actividades en aguas profundas tienen desafíos tecnológicos como operativos, tal y como se menciona anteriormente, la cementación parte de las actividades para lograr tener éxito y producir los hidrocarburos. Por lo antes mencionado, las actividades de cementación de pozos en aguas profundas se vuelven difícil por los desafíos que enfrenta, ya que hay distintas problemáticas que pueden ocurrir, cada desafío se puede resolver de distinta manera, dependiendo de lo que se requiera en campo. Para lograr éxito en esta operación se debe conocer los desafíos más comunes que se pueden encontrar al cementar y encontrar una solución a cada uno de ellos, ya que puede ser un desafío técnico, ambiental, geológico u operativo.

4.3.1. Bajas Temperaturas y Altas Presiones

El gradiente de temperatura va cambiando conforme sea mayor la profundidad, por lo cual este gradiente no es lineal. El impacto que tiene la temperatura en las operaciones de cementación es mayor de lo que se puede llegar a esperar. Las propiedades intrínsecas de la lechada de cemento, como lo es el calor de hidratación, normalmente es un parámetro ignorado, es uno de los parámetros que se debe cuidar. La velocidad de hidratación del cemento disminuye al bajar la temperatura, lo que causa que el cemento fragüe más lento conforme aumente la profundidad del tirante de agua (Ravi et al., 2009).

Las bajas temperaturas llegan a presentarse a mayores profundidades, lo cual genera desafíos en las operaciones de cementación, como las ya mencionadas, y además provoca que la lechada tenga un enfriamiento durante el bombeo al lecho marino (Ravi et al., 2009).

4.3.2. Pérdidas de retorno en la cementación

Las formaciones no consolidadas contribuyen a la pérdida de circulación durante las operaciones de perforación y a las pérdidas de retorno durante la cementación de la tubería. Otras posibles causas que causan pérdidas parciales o totales de la circulación durante las operaciones de cementación son:

- existencia de zonas de pérdida de circulación previas a la cementación
- cuando se excede la presión hidrostática de la columna de cemento sobre la presión de la formación, genera pérdidas inducidas
- la presencia de cavidades o ensanchamientos del pozo (washouts) que requieren mayor cantidad de cemento de la inicialmente calculada (Okoro et al., 2019).

Una cementación de pozos tiene que ser adecuada, ya sea que el pozo sea para la producción de hidrocarburos o para la inyección de fluidos, para ello es importante:

- tener un sellado hidráulico exitoso entre la formación y la tubería
- dar soporte y protección a la tubería de revestimiento
- aislar las zonas productoras (Okoro et al., 2019).

Las problemáticas sobre las pérdidas de retorno en una formación suelen originar fallas en la tubería de revestimiento. Cuando ocurren las tensiones inducidas por estas fallas, la capa de cemento puede presentar fallas y poner en peligro la integridad y seguridad del personal, así como de la plataforma.

Lo que se recomienda para abordar dichos problemas de integridad del pozo, consiste en aplicar materiales que sean efectivos para el control de pérdidas de circulación y/o sistemas de cementación de baja densidad, los cuales deberán tener un diseño dependiendo los gradientes de presión en la ventana operativa.

Con la ventana operativa se logra tener un diseño para la lechada de cemento, la cual será diseñada para una aplicación específica en una formación determinada, ya que el tipo de formaciones van cambiando, este diseño de la lechada de cemento debe contar con buenas propiedades para una exitosa colocación en el espacio anular y dentro de un tiempo de fraguado adecuado. El fraguado de la lechada de cemento dependerá de la colocación de esta en la formación, en la manera que se bombea y de las limitaciones de temperatura (Okoro et al., 2019).

El procedimiento de compatibilidad API es muy recomendado para los operadores, ya que, es un factor importante, la compatibilidad entre los fluidos como lo es el lodo de perforación, la lechada de cemento, los baches lavador y espaciador.

Hay parámetros que son clave para tener efectividad en las operaciones de cementación, los cuales se han estado hablando, entre estos parámetros esta:

- la velocidad con la que se bombea
- las propiedades de la lechada, como la viscosidad, la densidad, entre otras
- el tiempo de contacto (Okoro et al., 2019).

La lechada de cemento no debe de contener agua libre significativa, ya que provocaría problemas operativos y en la formación, por ello se debe cuidar esto en las pruebas de laboratorio, para lograr tener un control eficiente de la presión hidrostática y un control de las pérdidas de retorno que provienen de la formación. En laboratorio es importante analizar la lechada para tener un diseño con aditivos que aseguren una colocación optima (Okoro et al., 2019).

Para conseguir el éxito de los tratamientos para las pérdidas de retorno varia de un caso a otro, y con esto, se necesita desarrollar nuevos tipos de tratamiento que cumpla con las necesidades de las condiciones operativas para que sea más eficaz.

Las formaciones del lecho marino y las que están cercanas a este, normalmente suelen ser débiles y poco consolidadas, por lo que, en estas zonas débiles hay vulnerabilidad a la posibilidad de daños durante las actividades de perforación y cementación, ya que, existen márgenes de presión reducidos (la presión de poro y la presión de fractura) (Okoro et al., 2019).

4.3.3. Corrientes Marinas y Movimiento de la Plataforma

Las corrientes marinas en aguas profundas pueden llegar a ser ambientes submarinos inestables y las corrientes pueden llegar a interrumpir la colocación del cemento, lo que afecta la precisión del cemento y del aislamiento zonal que debería de tener al fraguar la lechada de cemento (*Estrategias Efectivas Para La Cementación de Pozos En Aguas Profundas y Offshore*, n.d.).

4.3.4. Choque Térmico y su Impacto en la Reología de la Lechada

Una lechada de cemento es viscosa tiene valores reológicos son altos, en temperaturas bajas los valores reológicos aumentan, por lo que podría afectar la presión en las bombas y comprometer el pozo. Es por ello por lo que se debe de analizar el comportamiento reológico a distintas temperaturas, ya que en el tirante de agua la temperatura desciende, por lo que la lechada puede volverse más viscosa en esta parte, y al entrar en el pozo se encuentra con un choque térmico ya que la temperatura empieza a aumentar (Jimenez et al., 2014).

4.3.5. Factores que Afectan la Ventana Operativa en Aguas Profundas

La ventana operativa en aguas profundas es compleja por la profundidad involucrada en la que se opera y algunos factores tanto geológicos como operacionales, tales como las propiedades del lodo y la estabilidad del pozo.

Uno de los principales factores en la que se ve afectada la ventana operativa en aguas profundas es la alta presión encontrada en los yacimientos, ya que, a mayor profundidad, mayor presión. Esta presión puede llegar a dificultar el cálculo del lodo de perforación, ya que, puede reducir la ventana y estar cerca de la presión de fractura, lo cual puede ocasionar un reventón de pozo (Mavares & Pertuz, 2017).

Estos márgenes de presión reducidos en ambientes de aguas profundas son consecuencia a que la sobrecarga de rocas de la Tierra es reemplazada por el agua de mar y el esfuerzo vertical impuesto sobre el subsuelo o sobrecarga (OB) se reduce. En la **ILUSTRACIÓN 23** se muestra que a mayor profundidad del tirante de agua la OB se reduce, por lo que la presión de fractura (FP) se acerca a la presión de poro (PP), dando como resultado la contracción de los gradientes de presión en la ventana operativa (Cummings et al., 2015).

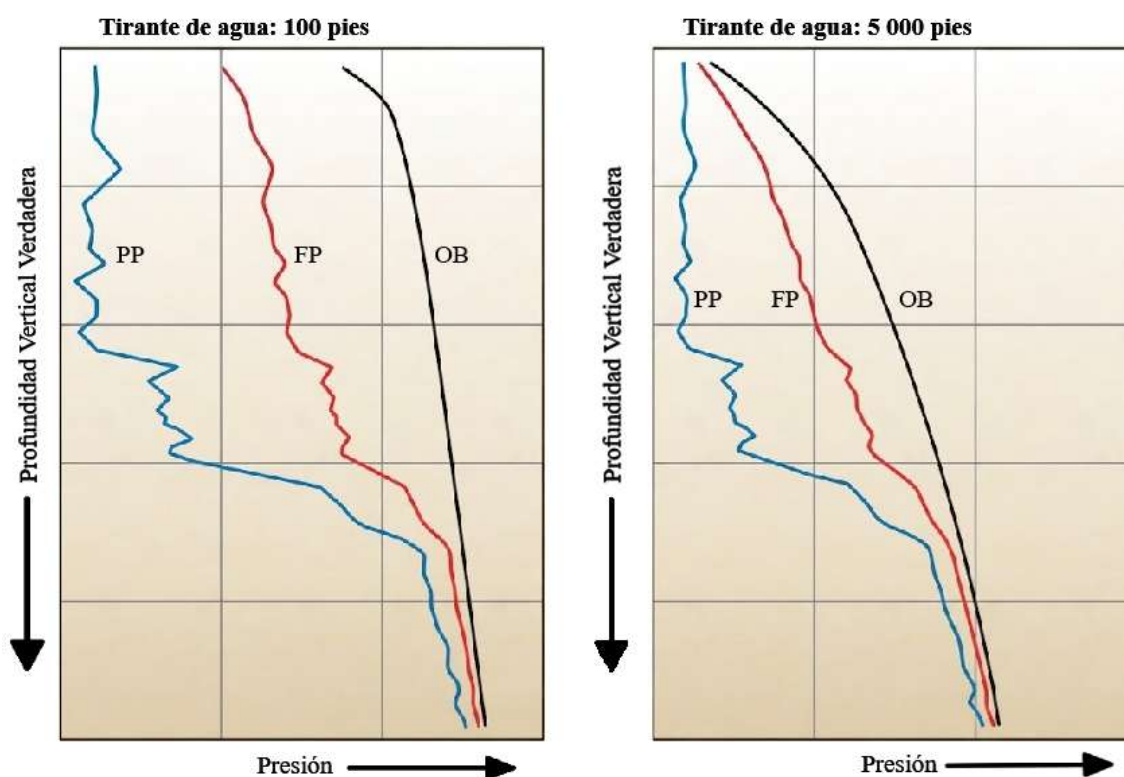


Ilustración 23. Reducción de las presiones en aguas profundas modificada de: (Cummings et al., 2015)

Mientras mayor sea la profundidad a la que se perfora, se presentan márgenes de gradientes de presión reducidos en la ventana operativa, como se muestra en la **ILUSTRACIÓN 24**, donde se puede observar cómo se va reduciendo, complicando el diseño de una lechada de cemento, ya que debe tener una densidad adecuada y además usar aditivos dependiendo las condiciones operativas.

También es importante cuidar de densidad equivalente de Circulación, ya que esta no debe de quedar por debajo de la presión de poro y de fractura, ya que, puede presentarse distintos problemas al hacer las actividades de perforación y de cementación.

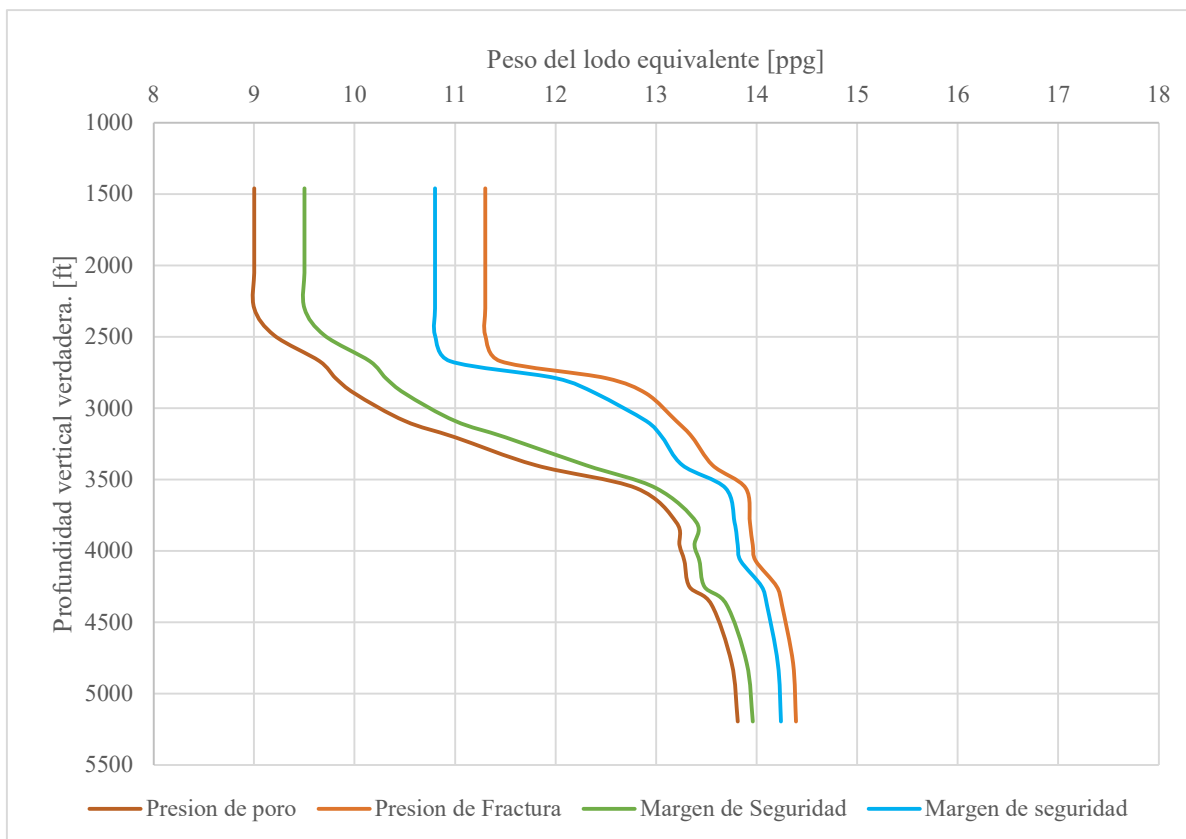


Ilustración 24. Ventana operativa con márgenes de presión reducidos, Elaboración propia.

Con lo mencionado de las altas presiones en la ventana operativa, se debe cuidar que no haya pérdidas de circulación, para ello se debe tener un lodo o lechada de cementación adecuado, tanto en la densidad como en la viscosidad para tener una estabilidad del pozo, ya que un fluido pesado puede fracturar la formación y un fluido ligero puede permitir la entrada de fluidos no deseados al pozo.

La estabilidad del pozo también afecta a la ventana operativa, ya que en aguas profundas se pueden encontrar formaciones propensas a fracturarse y desmoronarse con mayor facilidad que en formaciones en aguas someras (Mavares & Pertuz, 2017).

Con dichos factores que llegan afectar la ventana operativa, se es necesario es necesario optimizar las condiciones, el caudal y las propiedades del fluido de perforación para lograr una limpieza eficiente del pozo y una colocación eficaz del cemento (Ravi et al., 1999).

4.3.6. Diseño de Lechadas de Cemento para Aguas Profundas

El diseño de la lechada de cemento debe ser diseñada dentro de los gradientes de presión, tiene que estar por arriba de la presión de poro para evitar un influjo de algún fluido no deseado y por debajo de la presión de fractura para evitar una fractura a la formación. Las pruebas de laboratorio tienen que ser satisfactorias y que estén bajo los estándares de la norma API RP 10B-2 para usar la lechada de cemento en las operaciones en campo.

Existen ciertos parámetros que se deben considerar al momento de diseñar la lechada de cemento. Estos parámetros deben adaptarse a la zona en la que se planea cementar la tubería de revestimiento, se debe evaluar esta zona y ver qué aspectos críticos tiene la zona.

Las lechadas de cemento cuentan con ciertas propiedades, las cuales deben ser evaluadas en laboratorios, estas propiedades son:

- Tiempo de espesamiento (tiempo de bombeo adecuado)
- Resistencia a la compresión (500 psi o más en 48 horas)
- Resistencia estática del gel
- Pérdida de fluidos
- Agua libre
- Reología (Davies et al., 2004).

Las operaciones en aguas profundas presentan desafíos al operar, desafíos que en algunas ocasiones no se pueden llevar a cabo las operaciones con técnicas convencionales y se requiere de técnicas diferentes que pueden garantizar la seguridad en temas ambientales y del personal que se encuentra en campo, por ello los avances tecnológicos son necesarios para estudiar las problemas que se abordaron anteriormente, para tener avances y con ello encontrar técnicas que resuelvan y eviten dichos desafíos en campo.

5. Técnicas de Cementación en Aguas Profundas

Al operar en aguas profundas surgen desafíos técnicos, operacionales y ambientales, los cuales se tiene que considerar al momento de diseñar los fluidos que se usaran, las herramientas y las técnicas con las cuales se puede llevar a cabo cierta operación. La que técnica que opte usar el ingeniero encargo del diseño del pozo, debe de considerar los aspectos críticos de la formación, que técnica es rentable económicamente y pueda evitar posibles problemáticas, debe de garantizar la seguridad ambiental para no dañar el ecosistema marino y del personal operativo.

En ciertas operaciones, hay aspectos críticos que con la técnica convencional de cementación la operación no es segura y puede presentarse problemas operativos y técnicos, lo que puede desencadenar en una catástrofe ambiental. Para ello, existen diferentes técnicas para la cementación de pozos en aguas profundas, cada una ayuda en diferentes aspectos, dichas técnicas tienen ventajas y desventajas operacionales. Algunas son más complejas que otras al momento de operar, deben de garantizar mayor seguridad operativa y ser más eficientes que la técnica convencional de cementación.

Las técnicas de circulación inversa y cementación con manejo de presión son técnicas eficientes para operar en aguas profundas donde la ventana operativa tiene gradientes de presión reducidos. Pueden ser alternativas seguras y eficaces frente a la cementación

convencional, la cual presenta dificultades al operar en aguas profundas por los desafíos que se presentan en las operaciones, tanto de perforación como de cementación.

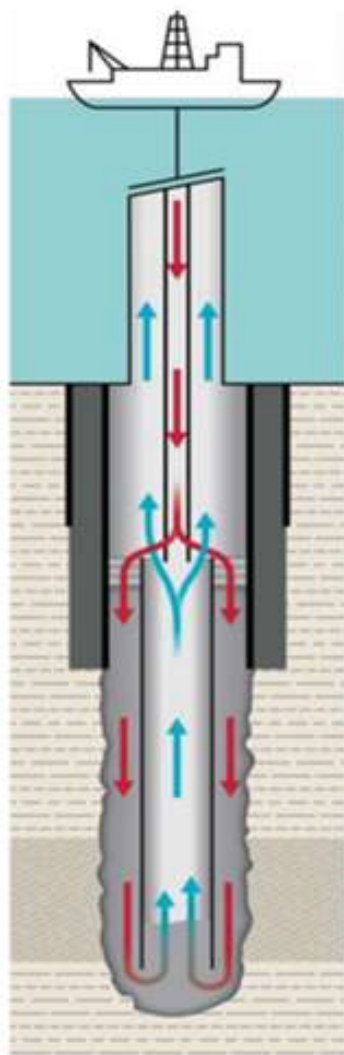
Una de las técnicas que puede ser una alternativa a los desafíos que se presentan en las operaciones de cementación de pozos en aguas profundas y que no se pueden llevar a cabo con técnicas de cementación convencionales, es la técnica de cementación por circulación inversa, la cual ha llevado años de estudio y de avances para enfrentar los desafíos que se enfrentan al operar en este ambiente complejo, donde incluso puede ser buena alternativa a la problemática donde la ventana operativa presenta márgenes de presión reducidos, lo cual es una complicación al momento de diseñar los fluidos que se usan en dicha operación de campo.

5.1. Circulación Inversa

Las operaciones en aguas profundas han representado un desafío enorme para la industria petrolera, ya que requiere de avances tecnológicos y operativos para poder llevar a cabo las actividades de manera segura y eficiente. Estos desafíos han llevado a que la industria petrolera invierta en estudios, uno de ellos con alto potencial para tener operaciones más eficientes y seguras es la técnica de circulación inversa, el cual es una técnica que puede ser una alternativa para las operaciones de cementación.

Esta técnica ha sido usada desde los años sesenta, pero en pozos terrestres y en pozos marinos poco profundos, en estos pozos la técnica se lleva a cabo bombeando la lechada de cemento directamente por el espacio anular, en aguas profundas cambia el proceso ya que se bombea por el interior de la tubería de revestimiento/perforación, llega un punto donde se desvía el flujo hacia el espacio anular entre el pozo abierto y la tubería de revestimiento (Bogaerts et al., 2014).

En la **ILUSTRACIÓN 25** se puede observar cómo es la operación de la técnica de circulación inversa, se bombea la lechada por el interior de la tubería (flechas rojas), llega un punto donde la herramienta desvía el flujo hacia el anular y los fluidos que estaban en el anular vuelven por el espacio interior para que después la herramienta de circulación inversa los desvíe al espacio anular (flechas azules), pero esta vez hacia superficie.



Flechas rojas: Indican el flujo del inicio de las operaciones de cementación.

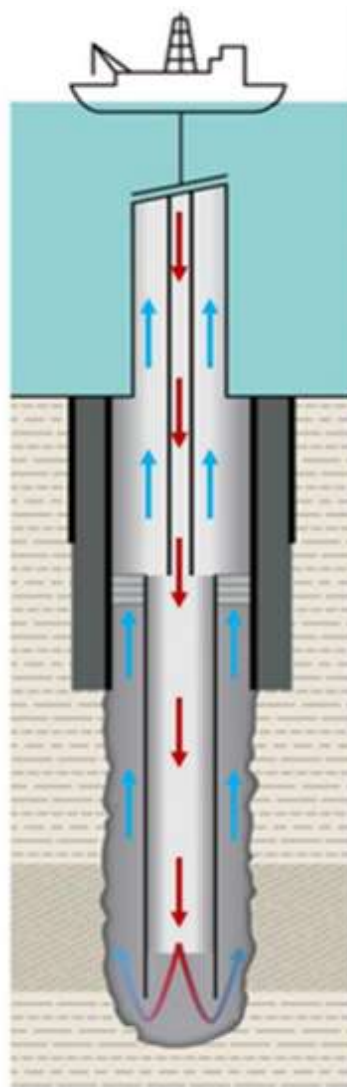
Flechas azules: Indican el flujo de salida de los fluidos de las operaciones de cementación.

Ilustración 25. Flujo en la técnica de Cementación por Circulación Inversa: Reverse, modificada de: (Reagins et al., 2016)

La técnica de cementación por circulación inversa ofrece una ventaja potencial en cuanto parámetros críticos como lo puede ser la reducción de la Densidad Equivalente de Circulación (ECD), lo cual es algo positivo porque se pueden prevenir pérdidas de fluidos, un influjo, una fractura a la formación o contaminación a la zona productora, lo cual representaría costos elevados (Bogaerts et al., 2014).

En esta aplicación se sigue ocupando un collar colgador, sin embargo, el colgador se pone en la parte superior y no en la parte inferior, ya que si se coloca en la parte inferior la ECD aumentaría por el sentido del flujo de los fluidos (Reagins et al., 2016).

A comparación del flujo en circulación inversa a circulación convencional, es precisamente como se ha mencionado anterior mente, en la convencional se bombean los fluidos por el interior (flechas rojas) y suben por el espacio anular (flechas azules), como se muestra en la **ILUSTRACIÓN 26**, que es el flujo que siguen los fluidos.



Flechas rojas: Indican el flujo del inicio de las operaciones de cementación.

Flechas azules: Indican el flujo de salida de los fluidos de las operaciones de cementación.

Ilustración 26. Flujo de la cementación convencional, modificada de: (Reagins et al., 2016)

La técnica de la circulación inversa presenta ventajas operativas y técnicas al ser usada en las operaciones de cementación de pozos en aguas profundas, ya que la circulación convencional presenta deficiencias y a veces surgen problemas en pozos de aguas profundas en las ventanas operativas donde los márgenes de los gradientes de presión son reducidos.

5.1.1. Ventajas de la Circulación Inversa en Aguas Profundas

La cementación de pozos utilizando la técnica de circulación inversa logra proporcionar ventajas a dicha operación, las ventajas que se logran usando esta técnica son:

- La reducción de las Densidades equivalentes de Circulación (ECD)
- Mejora en el desplazamiento de los fluidos ocupados en la cementación
- Reducción en los tiempos de espesamiento de la lechada de cemento

- Mejora del desarrollo de la resistencia a la compresión
- La seguridad y la gestión ambiental mejoran
- La selección de lechada de cemento se vuelve más sencilla al no ocupar distintos aditivos
- La producción de la formación se vuelve más segura ya que existe un menor riesgo de invasión de cemento en la zona productora (Davies et al., 2004).

Estas son algunas de las ventajas que ofrece la técnica de circulación inversa a las operaciones de cementación de pozos, a continuación, se explican a detalle las ventajas antes mencionadas.

5.1.1.1. La reducción de las Densidades equivalentes de Circulación (ECD)

La Densidad Equivalente de Circulación (ECD) en las operaciones de cementación de pozos se puede llegar a reducir al utilizar la técnica de circulación inversa, esto se debe a que la fuerza de gravedad favorece el flujo de la lechada al ser desplazada por anular, y por lo tanto la potencia hidráulica que se requiere para colocar la lechada se reduce significativamente, ya que las presiones de fricción se reducen y con esto se obtienen bajos ECD. Los beneficios que proporciona el tener ECD menores son las siguientes:

- TOC superior
- Eliminación de las herramientas de escenario
- Mayor caudal (Davies et al., 2004).

Un mayor contenido total de cemento (CTC) es una característica muy deseable en la cementación de pozos, ya que las zonas objetivo quedan cubiertas de cemento, y esta ventaja llega a facilitar a la hora del abandono de pozo, los procedimientos son más seguros, ya que el espacio anular queda lleno de cemento, por lo cual los riesgos reducen. Otro de los beneficios es la eliminación de las herramientas de etapas, ya que al no utilizarse se evitan posibles complicaciones, ahorrando tiempo y costos de los equipos (Davies et al., 2004).

Lograr tener un caudal alto (velocidad de bombeo) es otra de las ventajas que ofrece la circulación inversa para obtener una reducción en las densidades equivalentes de circulación. Con esto se puede lograr tener una mejor y más eficiente limpieza de lodo, ya que, al aumentar la velocidad del bombeo, aumenta el valor del “pozo circulable”, lo cual produce una mejor cementación y adherencia del cemento. Esto es positivo para las operaciones de cementación al alcanzar una mejor limpieza de pozo y adherencia, lo cual garantizara mayor seguridad y prevención de problemas (Davies et al., 2004).

5.1.1.2. Mejora en el desplazamiento de los fluidos ocupados en la cementación

Con la cementación por circulación inversa al tener caudales más altos se logra obtener una mejora en el desplazamiento de los fluidos a comparación de la circulación convencional, esto se debe que en la circulación convencional se manejan caudales más bajos para evitar

que la ECD de la lechada aumente, mientras que por la circulación inversa se tienen mejores resultados de desplazamiento a los mismos caudales. Este comportamiento en la circulación inversa se debe a que las partículas perforadas de mayor tamaño caen al fondo y son elevadas por el interior de la tubería de revestimiento, mientras que en la convencional estas partículas son elevadas por el espacio anular (Davies et al., 2004).

Es importante tener un diseño de fluidos en las operaciones de cementación, como son los fluidos espaciadores, lavadores y de desplazamiento y también depende las propiedades que tenga el fluido de perforación. Los fluidos que se usan en las operaciones es importante conocer su densidad, sus valores reológicos como la viscosidad plástica, punto de cedencia, también un factor importante es la compatibilidad de fluidos con la formación.

5.1.1.2. Reducción en los tiempos de espesamiento de la lechada de cemento

La concentración de aditivos como es el retardante puede reducirse o incluso eliminarse, esto se debe a que el tiempo de desplazamiento se reduce con la técnica de la circulación inversa, también a que los volúmenes que a veces suelen usar son más bajos. El ahorro del tiempo de plataformas en ambientes de aguas profundas representa decenas de millones de dólares ahorrados, al igual que se elimina la necesidad de tapones de cemento, los cuales son usados en la cementación convencional (Davies et al., 2004).

5.1.1.3. Mejora del desarrollo de la resistencia a la compresión

La resistencia a la compresión es uno de los factores importantes en la cementación de pozos, ya que debe soportar la presión que se ejerce en el fondo, una vez fraguada la lechada de cemento, esta no se debe fracturar, porque de ser así, se presentaría una presencia de canales los cuales permitirían la entrada de gas o algún otro fluido no deseado al pozo, lo que también pondría en riesgo al personal y al medio ambiente, ya que esto puede incluso puede ocasionar un derrame en el océano (Davies et al., 2004).

La temperatura también será un factor importante al momento de fragura, ya que una temperatura alta puede ocasionar que la lechada de cemento llegue a fragura más rápido, por ello es por lo que en las pruebas de laboratorio esto también influye y requiere un análisis de la lechada de cemento. Las zonas productoras potenciales menos profundas en un pozo profundo deben cementarse adecuadamente y de acuerdo con los requisitos de los órganos reguladores de cada país. Un ejemplo es en Alberta, la Junta de Servicios Energéticos (EUB) exige un desarrollo de la resistencia a la compresión de 500 psi (3,5 mPa) en 48 horas para cualquier lechada de cemento que se vaya a colocar sobre una zona productora de hidrocarburos (Davies et al., 2004).

Con la técnica de cementación convencional, se ocupan de aditivos como retardantes de fraguado para permitir el bombeo suficiente alrededor de la zapata de revestimiento, además de que los caudales son más bajos para reducir las DEC, con la inversa se puede aumentar el caudal y evitar usar aditivos retardantes que incluso puedan poner en riesgo la integridad de la cementación.

5.1.1.4. La seguridad y la gestión ambiental mejoran

La técnica de la cementación por circulación inversa puede representar un método más seguro para cementar pozos de petroleros. Esto debido a que las presiones de colocación y desplazamiento son mucho menores a comparación de los trabajos de cementación por circulación convencional (Davies et al., 2004).

La técnica de la circulación inversa se considera una técnica amigable con el medio ambiente, ya que reduce los tiempos de bombeo y equipos utilizados en las operaciones de cementación de pozos en aguas profundas, lo cual es positivo, además de la reducción de algunos aditivos en las lechadas de cemento.

5.1.1.5. Selección de lechada de cemento

Como se mencionó anteriormente en la selección de una lechada de cemento para aguas profundas, se deben tener ciertos parámetros y consideraciones para el diseño de esta, para verificar que cumplan con lo requerido se debe hacer pruebas de laboratorios para analizar si cumple con los requerimientos.

Esta técnica ayuda al ingeniero a lograr tener diferentes diseños de lechada con distinta densidad, los cuales tendrán una reducción de bombeo al ser introducidos por el espacio anular. Este efecto ayuda a reducir o incluso eliminar las cantidades de aditivos retardantes en la lechada de cemento, lo cual sería algo positivo (Davies et al., 2004).

5.1.1.6. La producción de la formación se vuelve más segura ya que existe un menor riesgo de invasión de cemento en la zona productora

Con la cementación por circulación inversa se convierte en una alternativa buena cuando las zonas productoras son débiles o no son tan resistentes para aguantar las ECD con la técnica de cementación convencional. Algunos problemas que se pueden presentar es la invasión de la lechada de cemento a la zona productora, lo cual puede ser aún más grave si la no se tenía planeado una fractura hidráulica, ya que, esto representaría un costo extra al proyecto (Davies et al., 2004).

5.1.1.7. Temperatura

La temperatura puede ser un factor crítico tanto ventaja como desventaja en las operaciones de cementación, y más precisamente con la técnica de circulación inversa.

La temperatura de fondo es significativamente más alta en la técnica de circulación inversa que en la convencional, puede llegar a ser hasta 50°F más alta que en flujo convencional. Esto se debe a que la lechada de cemento entra en contacto directo con la formación con la circulación inversa y absorbe la temperatura. Pero esto no sucede en toda la lechada porque no toda toca la temperatura de fondo en la zapata, solo una parte (Wreden et al., 2014).

5.1.1.8 Reducción de la potencia hidráulica

Al usar la técnica de la circulación inversa se puede reducir significativamente la potencia hidráulica que se ocupa para desplazar la lechada de cemento y los fluidos que se ocupan para las operaciones de cementación de pozos (Hernandez & Halliburton, 2012).

5.1.2. Desventajas que presenta la circulación inversa

Esta técnica presenta desventajas al momento de su uso en las operaciones en campo, como cualquier otra técnica usada en aguas profundas.

Una de las principales desventajas de la cementación de circulación inversa es en determinar cuando hay cemento no contaminado en la zapata de la tubería de revestimiento. Con ayuda de registros y de mecanismos se puede tener la información de la ubicación del cemento contaminado, pero es complejo.

También se requiere personal capacitado y un ensamble complejo de las herramientas para llevar a cabo las operaciones de la cementación de pozos, al igual que los softwares comerciales no funcionan para esta operación, se requiere de ciertos softwares especiales y que tomen en cuenta lo necesario para llevar a cabo la operación (Davies et al., 2004).

5.1.3. Mitigación de Problemáticas con Circulación Inversa

En las operaciones de cementación en aguas profundas donde la ventana operacional tiene gradientes de presión reducidos se presentan problemas en las densidades equivalentes de circulación, donde se puede llegar a fracturar o tener un influjo, llegar a tener pérdidas de fluido por las caídas de presión y con contaminar la formación con la lechada de cemento.

Se puede mitigar los problemas que se tienen en la ECD cuando se usa la técnica de cementación convencional, porque en la convencional se presentan cambios donde puede llegar a fracturar o que se llegue a perder fluidos por no tener una buena presión hidrostática de los fluidos, o donde incluso la potencia hidráulica este cerca de la presión de fractura. Con la técnica de circulación inversa puede reducir la potencia hidráulica y también las ECD.

Se han hecho estudios y se ha llevado a campo esta técnica, dando buenos resultados al usarla. Cuando se combina la presión hidrostática y la presión por fricción inducida por los fluidos se calcula la presión de los fluidos en la zapata, la ECD presenta una reducción significativa al no circular de regreso la lechada de cemento, un claro ejemplo se muestra en la **ILUSTRACIÓN 27**, donde se muestra como la comparación de la ECD con la técnica convencional (línea roja) y la inversa (línea verde), donde claramente hay una reducción significativa con la circulación inversa. Es una ilustración donde muestra una gráfica de presión, psi vs volumen, bbl, ambas ECD calculadas a 3680 pies de profundidad (Wreden et al., 2014).

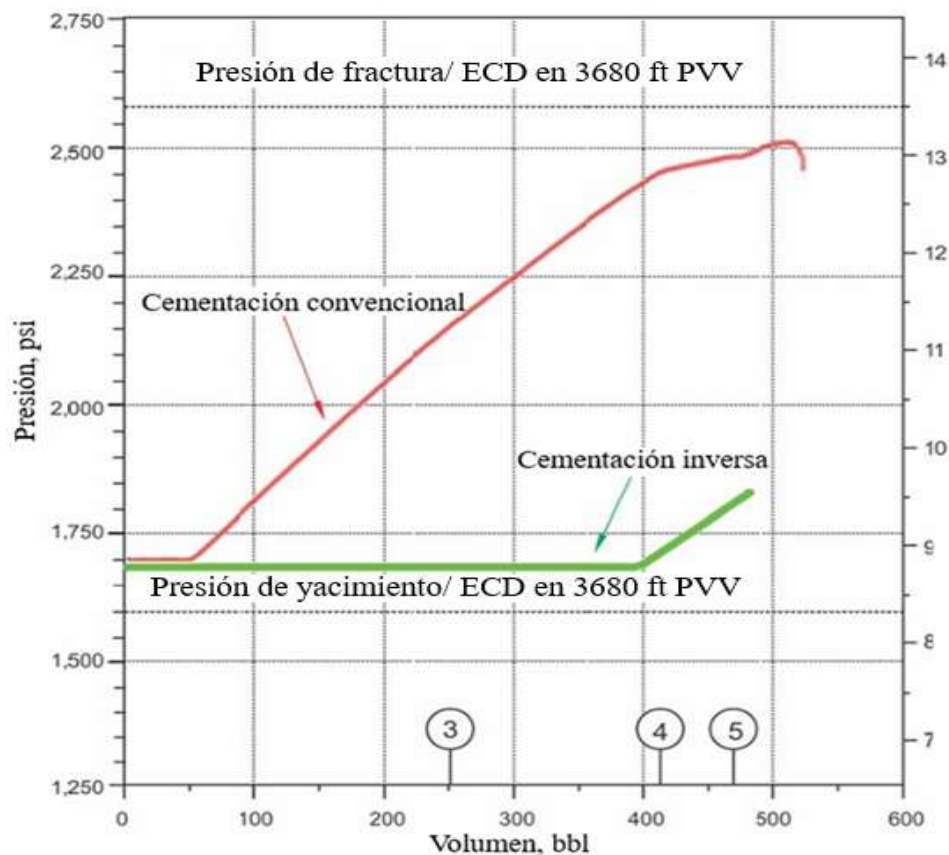


Ilustración 27. Gráfica de comparación de la ECD inversa y convencional, modificada de: (Wreden et al., 2014)

En otro estudio, se calculó las densidades equivalentes, se tomó en cuenta la densidad y los valores reológicos de los fluidos, en la siguiente tabla se muestran los valores que se calcularon, así como el porcentaje de diferencia.

Tabla 8. Cálculos de la ECD para circulación inversa y convencional, modificada de: (Wreden et al., 2014).

		ECDs [ppg]		
		Convencional	Inversa	Cambio
Región 1	Actualmente en la zapata	14.170	12.545	11%
	Previo a la zapata	13.184	12.550	5%
Región 2	Actualmente en la zapata	14.238	13.039	8%
	Previo a la zapata	13.243	12.574	5%
Región 3	Actualmente en la zapata	13.435	12.794	5%
	Previo a la zapata	13.047	12.627	3%

En la **TABLA 8** se muestran los cálculos por región, cada región fue calculada ECD de manera actual y previo al contacto de la lechada con la zapata, hay un claro cambio entre la convencional y la inversa, donde hay hasta un 11% menos en la circulación inversa, con estos estudios se puede ver que la técnica de cementación por circulación inversa ayuda a reducir las DEC.

5.1.4. Herramienta para Circulación Inversa

Las primeras operaciones donde se usó la técnica de circulación inversa no necesitaban de herramientas especializadas, bombeaban desde superficie directamente los fluidos por el espacio anular, así que solo cambiaban el sentido del flujo, esto se debe a que se usaba en pozos terrestres y pozos marinos poco profundos, pero esto cambia cuando es en un pozo de aguas profundas. Las lagunas tecnológicas no habían permitido llevar esta técnica de manera eficiente a aguas profundas (Reagins et al., 2016).

Algunos estudios han analizado las problemáticas y las posibles soluciones para mejorar esta técnica, tal como el uso de equipos de flotación especializados y collares con puertos en la sarta de revestimiento, la reutilización de empaquetamientos de grava y otros más (Reagins et al., 2016).

Se desarrolló un sistema de herramientas que ofrece facilitar la ruta de flujo que se usa en la circulación inversa, ofreciendo mayor seguridad a los operadores, a las actividades operativas y contingencias (Reagins et al., 2016).

Esta herramienta desarrollada utiliza tecnología de identificación por radiofrecuencia (RFID Radio Frequency Identification Device), esto para que las herramientas que se usan se puedan accionar a distancia y que permita hacerlo de manera repetida con etiquetas RFID o con secuencias de pulsos en superficie. En este sistema se usaron 3 herramientas que son activadas por RFID, las cuales son:

- Herramienta de circulación
- Herramienta de cruce
- Flapper de fondo de pozo (Reagins et al., 2016).

El flapper de fondo se acciona debajo de la herramienta de colocación de la camisa, dentro de la camisa.

En la **ILUSTRACIÓN 28** se muestra el sistema de las herramientas que se usan para la circulación inversa.

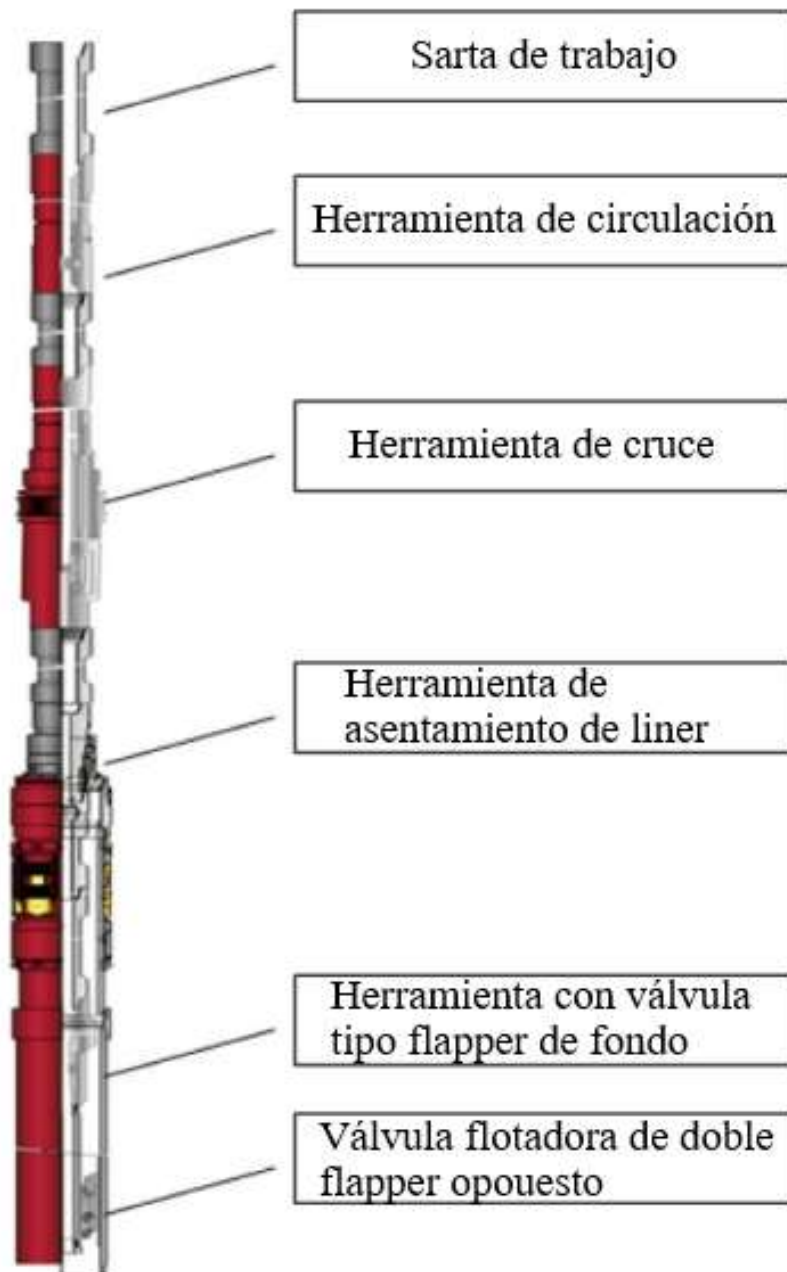


Ilustración 28. Sistema de herramienta para la técnica de cementación por circulación inversa, modificada de: (Reagins et al., 2016)

Cada herramienta tiene una función en el sistema, la herramienta de cruce desvía el flujo del fluido del interior hacia el espacio anular, la herramienta de circulación funciona para hacer circular herramientas como pueden ser las bolas, dardos y otros objetos desde superficie hasta la herramienta de cruce, esto sin afectar los fluidos que se usen durante las operaciones. La herramienta que contiene válvula tipo flapper de fondo cierra el pase del flujo de la tubería de revestimiento con la válvula que contiene esta herramienta, la cual permite aplicar presión para colocar un liner, en caso de que se coloque un liner, una vez que se coloca el liner, se reabre para permitir el flujo del fluido (Reagins et al., 2016).

Este sistema de herramientas desarrolladas es de tipo modular, por lo que, tiene la facilidad de eliminar uno o más de los requisitos anteriores, por lo que es algo positivo, ya que se puede no incluir alguna de las herramientas que componen este sistema. Otra de sus ventajas es que es altamente compatible con cualquier diseño de herramientas de cualquier empresa sin la necesidad de que estas se modifiquen. Al tener un enfoque modular tiene compatibilidad con diferentes diseños, la fabricación del sistema, facilidad de diseño dependiendo las operaciones y el tamaño que se requiere (Reagins et al., 2016).

Otra de sus ventajas es que se pueden reutilizar tecnologías para el diseño de este sistema de herramientas, para el diseño se utilizó:

- Tecnología RFID como tecnología principal de accionamiento de herramientas de fondo de pozo
- Modificación de una unidad de potencia hidráulica (HPU) RFID de fondo de pozo existente
- Modificación de una válvula de charnela controlada por RFID, la cual es una herramienta existente en el mercado y probada en terminaciones inferiores.
- Uso de varios componentes y conceptos comunes y existentes (copas de empaquetadura, válvulas de bola, cojinetes de empuje) (Reagins et al., 2016).

La tecnología RFID se emplea en esta herramienta porque permite a la herramienta tener varias funciones sin tener ninguna limitación a comparación de un sistema que es manipulado de manera mecánica, uno de los ejemplos claros son los asientos de bola los cuales limitan el número de veces que una herramienta puede realizar su función, por estas razones es que se usa esta tecnología que ofrece varias ventajas (Reagins et al., 2016).

La herramienta de con válvula de fondo tiene un mecanismo de activación el cual funciona como un pistón de circuito cerrado. La tecnología HPU proporciona presión hidráulica desde su micro bomba, la cual acciona al pistón del tubo de flujo superior, dicho tubo superior asciende hasta que se libera la válvula tipo flapper por resorte. El tubo superior corta algunos anillos y posterior a ello se invierte la dirección y desciende para logra bloquear la válvula tipo flapper en la posición cerrada. Cuando se requiere reabrir la válvula tipo flapper cerrada, se le manda una orden en forma de pulso de presión a la HPU, este pulso de presión baja por la tubería desde superficie, después de esta secuencia, la micro bomba vuelve a generar presión hidráulica en el segundo puerto para desplazar primero el tubo de flujo inferior y luego el superior hacia abajo. La válvula tipo flapper repliega su cavidad, la cual se abre cuando el tubo de flujo inferior se mueve. Esta válvula también se empuja hacia abajo y retira con el movimiento del tubo de flujo superior. Una vez que tanto tubo de flujo inferior como superior han descendido, la válvula tipo flapper ha completado su función y se reanuda el flujo de la tubería. Las posiciones de la válvula de fondo antes mencionadas se muestran en la **ILUSTRACIÓN 29**, donde muestra la posición abierta, cerrada y cuando se reabre para permitir la continuidad del paso del flujo de los fluidos usados en las operaciones de cementación (Reagins et al., 2016).

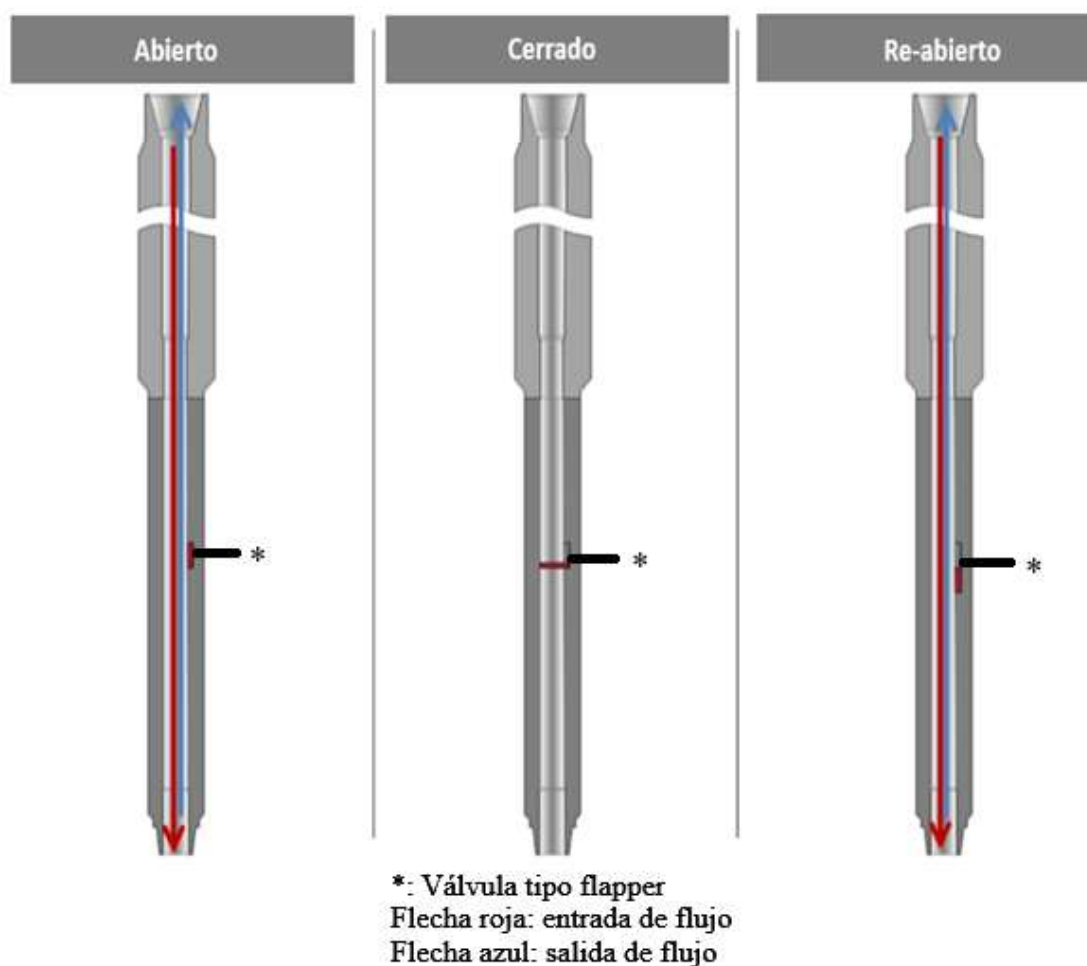


Ilustración 29. Posiciones de la herramienta, abierta, cerrada y cuando se reabre, modificada de: (Reagins et al., 2016).

La herramienta de cruce permite tres posiciones, las dos que se han hablado, las cuales son el flujo convencional y el flujo inverso, la tercera posición es de aislamiento, la cual impide el flujo anular por debajo de la herramienta de cruce, lo cual puede funcionar como operación de contingencia. Esta tercera posición permite el uso de pulsos de presión en el anular. Estas tres posiciones se muestran en la **ILUSTRACIÓN 30**, el posicionamiento directo que se usa para el flujo convencional, el posicionamiento inverso para el flujo inverso, y el posicionamiento de aislamiento como contingencia (Reagins et al., 2016).

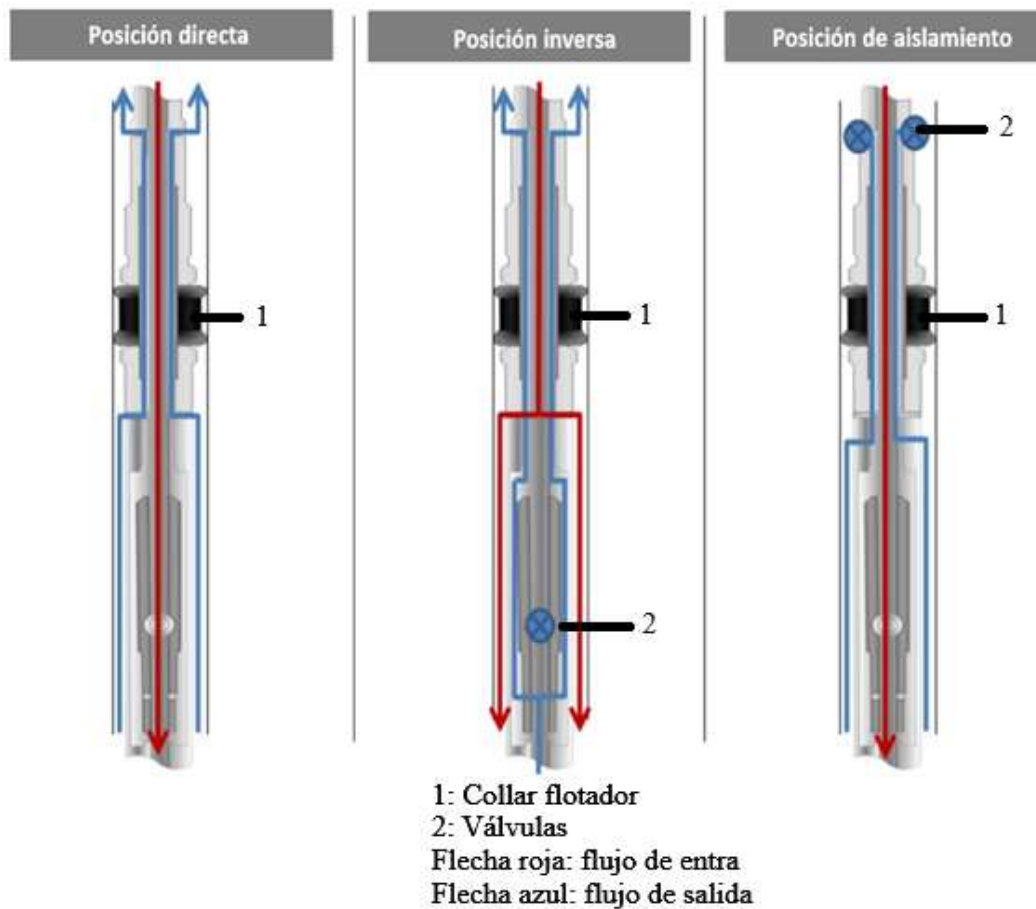


Ilustración 30. Los tipos de posicionamiento de la herramienta, directa, inversa y de aislamiento, modificada de: (Reagins et al., 2016).

El diseño del collar flotador es una variación de tecnología existente, este collar no se coloca en el inferior de la tubería de revestimiento porque si no se tendría la penalización del aumento de las DEC, por ello el uso de los collares flotadores en la técnica de la circulación inversa es atípica. Este collar se debe colocar arriba de la tubería de revestimiento, en este caso en el sistema de herramientas para evitar la penalización de las DEC. Este collar flotador no estará en contacto con la lechada de cemento cuando se detiene el bombeo, la función del collar es mantener la presión hidrostática sobre la lechada de cemento, atrapando los fluidos que hay en el interior de la tubería de revestimiento para evitar la formación de tubo en U (Reagins et al., 2016).

El mecanismo del collar flotador elegido por el equipo de diseño para esta aplicación es una válvula de aleta orientada hacia abajo como se muestra en la **ILUSTRACIÓN 31**. Estas válvulas se mantienen abiertas mediante un tubo de escape y/o una cuerda interior muy corta con un agujón.

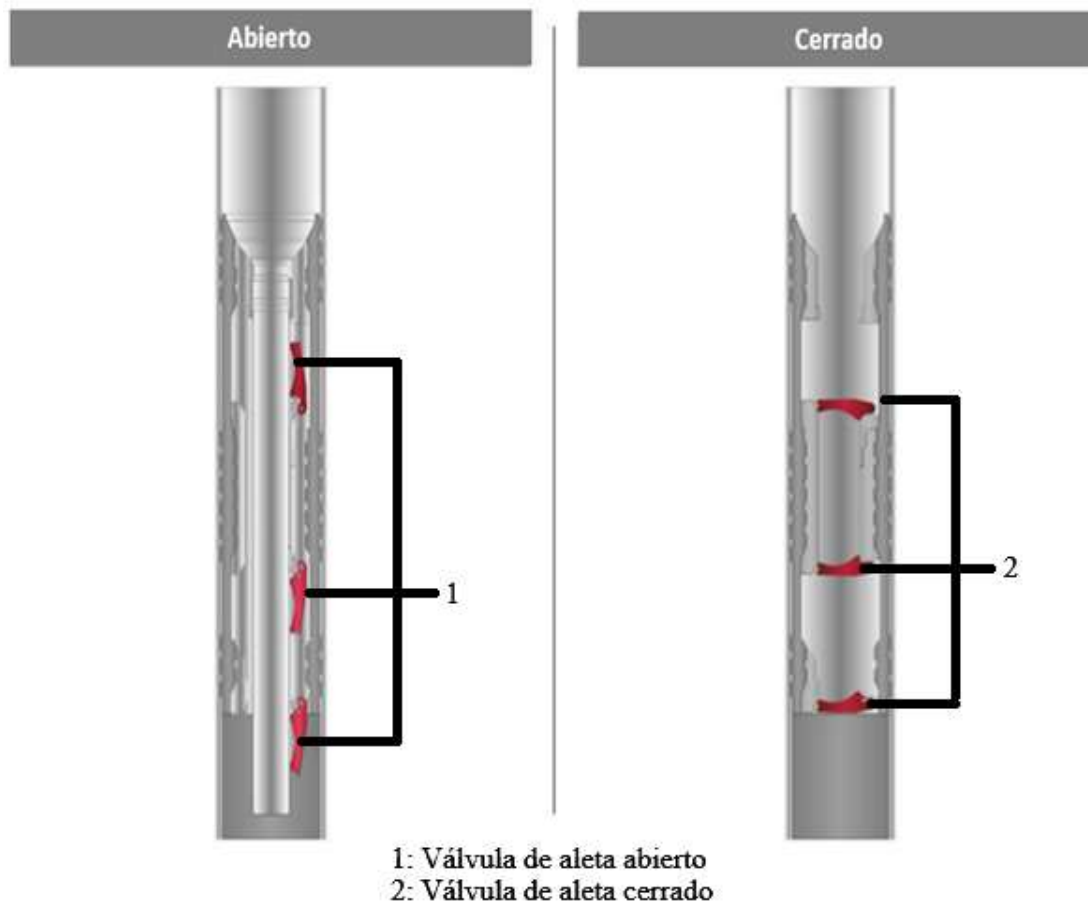


Ilustración 31. Mecanismo del collar flotador cuando está abierto y cerrado, modificado de: (Reagins et al., 2016).

Una consideración importante de diseño del collar flotador es que después de cementar una tubería de revestimiento, es común que se reanude la circulación de los fluidos por encima de del colgador durante la salida del pozo. Esta operación se puede hacer sin temor a presentar alteraciones al cemento, ya que el collar flotador al fondo de la tubería de revestimiento se mantiene en su lugar, se activa su mecanismo y mantiene permanentemente cerrada la válvula tipo flapper para impedir que la circulación posterior altere el cemento y se tenga problemas (Reagins et al., 2016).

Sin embargo, las válvulas tipo flapper pueden mantener la presión en una sola dirección, esto lo hacen de forma segura sin presentar un riesgo a las operaciones, es por eso que se agrega una tercera válvula tipo flapper al collar flotador, la cual se pone en la parte superior y su función es cerrar y mantener la presión por encima del collar flotador, este flapper superior logra mantenerse abierto mediante un tubo ciego y/o el stinger y se cierra cuando se recoge la tubería de trabajo (Reagins et al., 2016).

En la siguiente tabla se muestran los parámetros y requisitos con los que cumple este sistema de herramientas para la cementación por circulación inversa, los cuales la hace ser más eficiente en esta técnica.

Tabla 9. Requisitos que cumple la herramienta, modificada de: (Reagins et al., 2016).

Parámetro de rendimiento	Requisito
Capacidad de escariar/lavar hasta el fondo	Capaz de rotación y reciprocidad mientras está en flujo convencional e inverso.
Rotación	Hasta 30 rpm durante un total de 10 horas
Funcionalidad con rotación	Capacidad para mantener la rotación durante el rodaje, el escariado con circulación inversa, el cambio de dirección del flujo y la cementación. No se requiere rotación al colocar el colgador.
Temperatura	300°F máximo
Presión hidrostática máxima	17.500 psi
Fluidos	Fluidos normales de perforación y terminación
Presión máxima de ajuste de la herramienta	6.500 psi
Capacidad de circulación	Capaz de soportar un caudal de 10 bpm tanto en flujo convencional como inverso.

Otras herramientas usadas para la técnica de circulación inversa son el uso de flotadores, pero no los flotadores convencionales, ya que no son adecuados para esta técnica. Se utilizan tres tipos principales de flotadores, los cuales se muestran en la **ILUSTRACIÓN 32**, en la (a) se muestra un conjunto de sistemas de doble aleta que permite la ejecución de la técnica de circulación inversa, es similar a un procedimiento de cementación de cuerda interna, en la (b) es un conjunto de válvula de bombeo que se activa aterrizando una bola en la válvula y cortando la válvula del collar flotador para permitir el trabajo de la circulación inversa. En la (c) es el uso de una zapata guía, solo que no es tan eficiente porque la presión se debe mantener en el interior de la tubería y no en el anular (Hernandez & Halliburton, 2012).

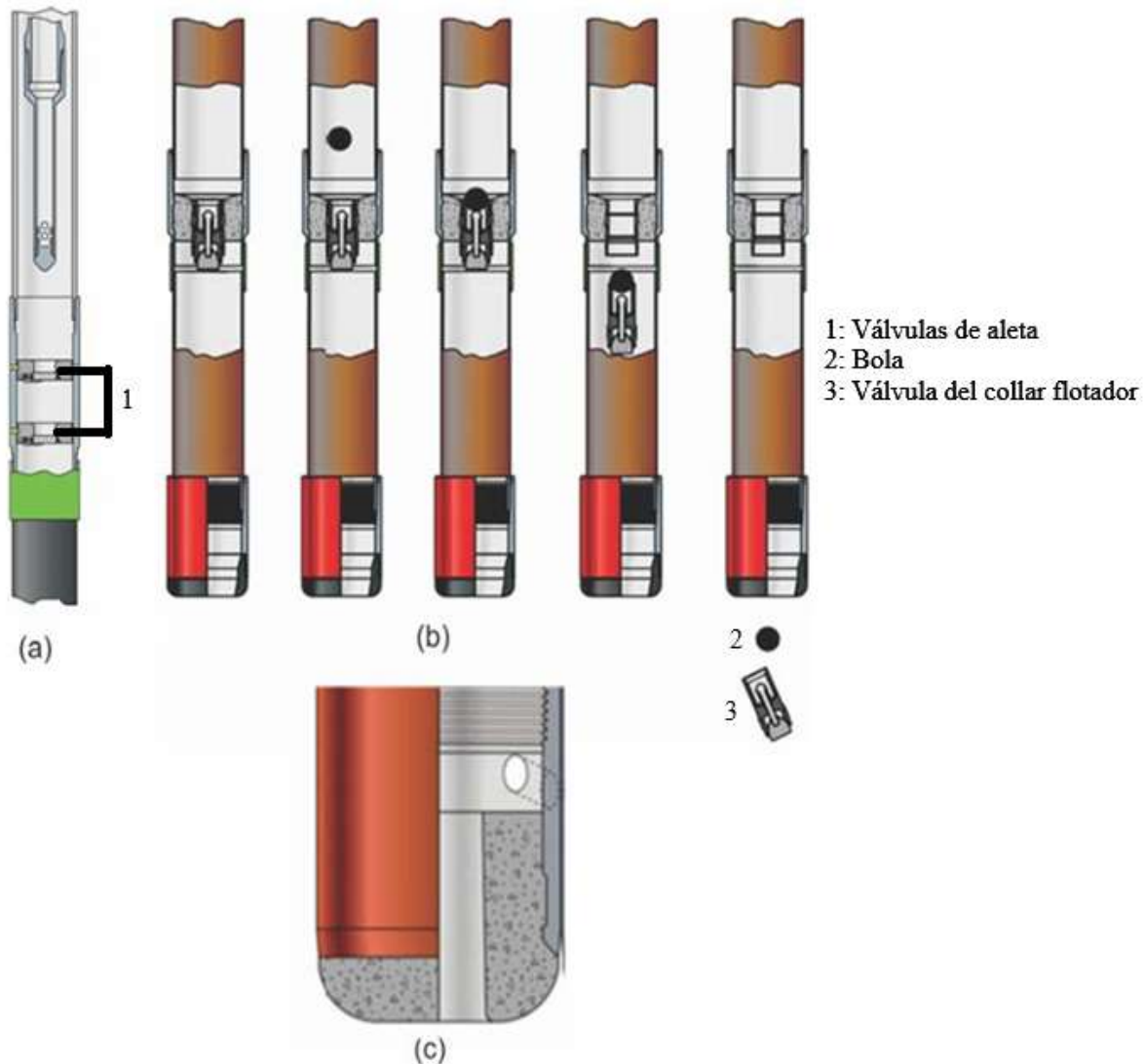


Ilustración 32. (a) sistema de doble aleta, (b) conjunto de válvula de bombeo, (c) zapata guía modificada de: (Hernandez & Halliburton, 2012)

La técnica de cementación por circulación inversa presenta muchas ventajas para ser una posible técnica que se pueda usar en las operaciones de cementación en aguas profundas donde se presenten desafíos en la ventana operativa con márgenes de presión reducidos, donde se requiera cuidar la DEC, reducir los tiempos bombeables y aumentar el gasto de las bombas, entre otras ventajas, sin presentar un problema.

Conocer diferentes técnicas es valioso en campo, esto permite saber que técnica se puede utilizar, dependiendo la rentabilidad y las ventajas que aporta a las operaciones de cementación en campo, por ello la siguiente técnica es importante cuáles son sus aportes y ventajas que ofrece al operar en ambientes de aguas profundas.

5.2. Cementación con manejo de presión

Actualmente en las operaciones en aguas profundas se tienen ventanas operativas con márgenes de presión muy reducidos, pozos de alta presión y temperatura, o incluso pozos con formaciones débiles, lo cual complica el diseño de los fluidos y las condiciones operativas, tanto que con técnicas convencionales no se podría tener operaciones eficientes y seguras. Estas complicaciones impactan directamente a los tiempos que se prolongan tanto en la perforación como en la cementación de pozos.

La Cementación con Manejo de presión (MPC por sus siglas en inglés Managed Pressure Cementing) se ha utilizado en numerosas aplicaciones donde se instalan equipos MPD (Managed Pressure Drilling) en la plataforma. Los diferentes desafíos en la construcción y entrega de pozos han llevado a que la tecnología MPD se utilice no solo para la perforación de pozos de margen estrecho, sino también para la perforación de pozos de perforación, el registro, la extracción de núcleos, la instalación de tubería de revestimiento y la cementación. Para intervalos de producción extensos, lograr el aislamiento hidráulico con cemento es crucial para el rendimiento exitoso de un pozo en producción. (Alvarado et al., 2024)

Muchos operadores en aguas profundas están viendo el beneficio de usar MPD para la Cementación con Manejo de presión como una mitigación de la pérdida de rendimiento durante las cementaciones primarias convencionales. El uso de MPD durante la ejecución del revestimiento y la cementación permite que las presiones de sobre balance se mantengan dentro del rango de presión de poro/gradiente de fractura, lo que aumenta las probabilidades de éxito de una cementación. (Alvarado et al., 2024)

En las operaciones de cementación remedial, se están utilizando nuevas formas de utilizar MPD para lograr los objetivos del pozo. Esta solución contribuye a lograr los objetivos del pozo y cumple con los requisitos regulatorios. (Alvarado et al., 2024)

La técnica de MPD permite perforar secciones con una ventana operativa muy estrecha, el cual es el intervalo marcado por la densidad equivalente entre el gradiente de poro y de fractura, la técnica de MPC sigue la misma filosofía del MPD, pero, siendo esta aún más compleja al operar (Salinas Sanchez et al., 2021).

La técnica del MPC tiene como objetivo mantener las Densidades Equivalentes de Circulación requeridas en las actividades de cementación donde también se incluyen las actividades de extracción de tubería del pozo y la bajada del revestimiento. Si bien el objetivo central del MPC es la gestión de las EDC, también se centra en los regímenes de presión los cuales pueden ser diferentes a los experimentados durante la perforación (Antonio Balanza et al., 2015).

Implementar el control predictivo de presión en yacimientos no convencionales se aplica especialmente cuando el pozo no logra permanecer en condiciones estáticas durante un periodo prolongado, las operaciones de control de pozo son difíciles de alcanzar o la ventana operativa de presiones es estrecha, lo cual termina requiriendo una presión de fondo de pozo

BHP precisa para lograr mantener las condiciones de circulación y estáticas (Antonio Balanza et al., 2015).

Para lograr las operaciones en MPC es importante contar con un programa hidráulico diseñado adecuadamente, donde se toman en cuenta los siguientes puntos:

- las ultimas condiciones en el pozo
- las propiedades de la lechada de cementación y los espaciadores
- los caudales de bombeo
- los volúmenes de fluido
- la geometría del pozo
- limitaciones del equipo para mantener una presión de fondo constante (Antonio Balanza et al., 2015).

Otro de los objetivos de la técnica de MPD es mantenerse en o ligeramente por encima del gradiente de presión de poro, esto se debe lograr durante toda la sección de las actividades de perforación y cementación, durante sus conexiones y salidas. El control preciso de la BHP (Bottom Hole Pressure) permite operar entre la presión de poro y la presión de fractura sin la necesidad de asentar las tuberías de revestimiento prematuramente ni dañar la formación usando un lodo que este demasiado denso. El control de la BHP se logra mantener con la combinación adecuada de las pérdidas de presión hidrostática y fricción, junto con la SBP aplicada, la cual puede verse afectada por diferentes factores, entre los principales factores están:

- Presión hidrostática: peso del lodo
- ΔPf Perdidas de presión por fricción: tasa de bombeo, propiedades reológicas, temperatura y geometría del pozo.
- SBP: aplicado y perdidas de presión superficial (Antonio Balanza et al., 2015).

La ecuación que se toma en cuenta en las operaciones es la siguiente

$$BHP_{MPD} = Ph + \Delta Pf + SBP$$

Donde:

- BHP_{MPD} = Presión de fondo del pozo (Bottom Hole Pressure en inglés) con MPD
- Ph = Presión hidrostática
- ΔPf = Perdidas de presión por fricción
- SBP = Presión de contrapresión en superficie (Surface Back Pressure en inglés) (Uddin et al., 2025).

En la **ILUSTRACIÓN 33** se muestra el sistema de circulación de circuito cerrado, es una representación esquemática, este sistema es implementado para las operaciones de cementación primaria y de remediación con la técnica de cementación a presión controlada MPC.



- Recopilación de datos
- Ingeniería MPC
- Elaboración del programa (Teoh et al., 2019).

- Presión de poro
- Estabilidad del pozo
- Perfiles de fractura
- Perfil geotérmico
- Estudio del pozo

- Propiedades del lodo
- Configuración mecánica
- Propiedades del cemento
- Volúmenes
- Densidades previstas
- Condiciones de bombeo (Teoh et al., 2019).

Todo esto para lograr un buen modelado y tener un aislamiento adecuado.

Durante el proceso de ingeniería MPC, la información recopilada se utiliza para calcular y predecir las temperaturas y presiones anulares que pueden encontrarse durante las actividades de cementación. Además de la evaluación de las variables de condiciones de circulación y la presión superficial, se manipulan variables adicionales para evaluar el efecto del ajuste en los perfiles de presión resultantes. Las variables que se ajustan son:

- Las densidades
- Viscosidad
- Volumen
- Relación agua-aceite (WOR) (Teoh et al., 2019).

Estas variables se ajustan según sea factible desde un punto de vista operativo, con el objetivo de encontrar un conjunto de condiciones que, junto con la aplicación de contrapresión superficial, se permita que el perfil de presión anular se ajuste al margen disponible durante la operación de cementación.

Previo a crear el cálculo del programa con SBP, con toda la información recopilada, se crea un modelo de cementación de caso base y la realización de simulaciones iniciales de cementación convencional para calcular los picos de la densidad equivalente de circulación (DEC) y el peso de lodo. En la **ILUSTRACIÓN 34** se muestra el diagrama de flujo de iteración que se usa para la técnica de Cementación con Manejo de Presión (Teoh et al., 2019).

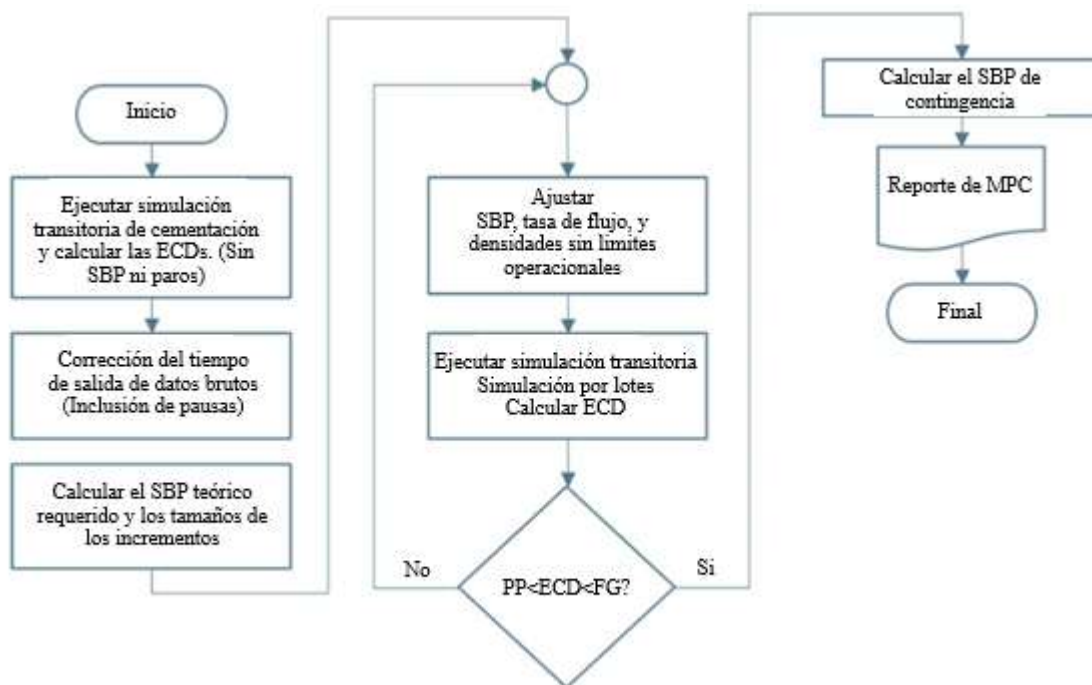


Ilustración 34. Diagrama de flujo de iteración: planificación MPC de los pozos, modificada de: (Teoh et al., 2019).

Para crear el programa SBP se tiene que ejecutar simulaciones utilizando el plan de bombeo que se tiene. Esta ejecución inicial se realiza de forma convencional y sin SBP. Con los datos obtenidos, se ajustan las propiedades del fluido y las condiciones de bombeo para reducir las ECD máximas con el fin de obtener picos de ECD y perfiles por debajo del límite de fractura y la presión objetivo a la profundidad de control. Luego de obtener los perfiles por debajo de los niveles, se tienen que realizar los cálculos para obtener el requisito teórico de SBP para complementar la ecuación de BHP_{MPD} para desplazar los perfiles dentro de la ventana operativa y así obtener la BHP deseada a la profundidad de control. Con el programa SBP base se realizan simulaciones adicionales para validar y refinar el plan SBP calculado y así ajustar según lo necesario para que se tenga una operación segura y eficiente (Teoh et al., 2019).

5.2.1. Ventajas de la cementación con manejo de presión

El uso de la técnica de la Cementación con Manejo de Presión (MPC) en yacimientos no convencionales se aplica cuando el pozo no logra permanecer en condiciones estáticas durante un largo periodo de tiempo, las operaciones de matanza son difíciles de lograr o la ventana operativa tiene gradientes de presión reducidos, requiriendo un BHP preciso para mantener las condiciones durante la circulación y estáticas.

Una de las ventajas de MPC es que logra realizar las operaciones de cementación en condiciones geológicas difíciles y ventanas operativas con gradientes de presión reducidos.

Se puede usar en condiciones de presión anormalmente bajas, después de realizar las operaciones de instalación de una tubería de revestimiento, se reemplaza el fluido de perforación con uno más ligero, aumentando la contrapresión en superficie para controlar la

presión en el fondo del pozo. A medida que se bombean las lechadas de cemento, la contrapresión superficial va disminuyendo gradualmente, con ello se consigue una presión constante en el fondo del pozo a tal punto de que esta no supere el límite máximo de la densidad equivalente de circulación. Con esto se puede evitar las pérdidas de circulación y conseguir una mejora en la calidad de la cementación (Kaidarov et al., 2022).

Cuando se llevan a cabo las operaciones de cementación con la técnica de MPC, además de bombear los fluidos adecuados a través de la tubería de revestimiento, también se logra la regulación en la presión anular en el lado de retorno. Para lograr la eficiencia en las operaciones con MPC, se debe seguir el cronograma establecido (Uddin et al., 2025).

Otra de las ventajas que ofrece la técnica de MPC es que ayuda a reducir la presión total en el fondo del pozo o la densidad equivalente de circulación, en algunos casos esto se logra mediante lo siguiente:

- Reducir la presión hidrostática, se sustituye el lodo convencional por uno más ligero, tal como lo sugiere la técnica de MPC, trabajando en conjunto con la contrapresión superficial para compensar la reducción de la presión hidrostática.
- En algunos casos, la técnica sugiere el uso de un lodo más ligero, ya que esta tendrá una menor presión de fricción en el espacio anular.
- Se puede omitir el requerimiento de cemento en exceso, o la reducción de volumen, según los resultados que se obtengan de la simulación de MPC previamente realizada. Con esta técnica las pérdidas de circulación pueden llegar a ser menores o casi nulas, por lo que la presión hidrostática se reduce (Uddin et al., 2025).

Lo antes mencionado puede llegar a variar, así como se pueda usar un lodo más ligero o del mismo peso, dependiendo los resultados que se obtengan de la simulación que se realiza.

Con la técnica de Cementación con Manejo de Presión se logra ajustar los tres componentes de la presión de fondo:

- Presión hidrostática
- Presión de fricción anular
- Contrapresión superficie (Uddin et al., 2025).

Se ajustan esos tres componentes en la MPC para tener una optimización en las operaciones de cementación.

5.2.1.1 Sistema avanzado de detección temprana de patadas/pérdidas y control instantáneo.

En las operaciones de cementación con la técnica convencional, los equipos son diferentes, tal es el caso de los tanques de succión y los tanques de retorno, los cuales requieren estimaciones manuales de del volumen, considerando varios barriles de lodo. Con los avances tecnológicos se ha demostrado que, con el equipo más eficiente, la surgencia o perdida de fluido en el pozo se puede evaluar cada 10 minutos y, en caso de detectarse algún indicio de algún problema, su verificación podría requerir más tiempo (Uddin et al., 2025).

Con un sistema independiente y sofisticado de detección de surgencias/perdidas es fundamental para cualquier operación de Cementación con Manejo de Presión, donde los problemas ya mencionados pueden detectarse en pequeños volúmenes, en unidades de galones en lugar de barriles, esto en cuestión de segundos, lo cual permite reajustar la presión de fondo de manera instantánea antes de que las cosas se salgan de control y provoque algún accidente donde termine en desastre ambiental y pérdidas humanas (Uddin et al., 2025).

5.2.2. Desventajas y desafíos que presenta la cementación con manejo de presión

Una de las desventajas de la cementación con manejo de presión son los altos costos que tiene del equipo de MPD (Managed Pressure Drilling), además de que se necesita un diseño del modelo hidráulico más detallado, así como personal altamente calificado.

También requiere mayor complejidad operativa, así como dependencia del equipo superficial, si llega a fallar el sistema de MPD las operaciones se ponen en riesgo porque este sistema lo que hace es contrarrestar la presión, al no haber una presión contrarrestada se tendría problemas y la ECD se dispararía (Antonio Balanza et al., 2015).

Algunas de las desventajas identificadas a partir de la experiencia de perforación de estos yacimientos no convencionales en Argentina mediante técnicas de MPD y DP incluyen la alta presión de sedimentación (SBP) aplicada cuando se utilizaban bajas densidades de lodo y se encontraban altas presiones de formación; altas densidades de lodo de aniquilación, lo que resulta en pérdidas de circulación al desplazar de bajas a altas densidades; largos períodos de perforación; BHA complejos; y alta tendencia al atascamiento de DP. Todos estos eventos afectaron obviamente negativamente al NPT (Antonio Balanza et al., 2015).

La técnica de Cementación con Manejo de presión presenta desafíos, uno de ellos es la existencia de varios fluidos con propiedades diferentes en el pozo, dichos fluidos impactan directamente en la BHP debido a que tienen diferentes propiedades reológicas y densidades, lo cual lo hace más complejo que las operaciones de perforación. Otro de los desafíos es la limitación de presión del equipo de cementación, regular el caudal de la bomba durante la circulación, esto afecta directamente al BHP. Mantener una BHP constante es primordial, no solo durante la circulación sino también en condiciones estáticas para evitar tener un problema (Antonio Balanza et al., 2015).

5.2.3. Mitigación de problemáticas con la técnica de la cementación con manejo de presión (MPC)

Así como se menciona con anterioridad las ventajas que presenta la técnica de Cementación con Manejo de Presión, esta técnica mitiga problemáticas que pueden surgir en las operaciones en campo con la técnica convencional. Con el programa SBP se puede mitigar dichos problemas con las iteraciones que se menciona anteriormente. Un ejemplo de esta mitigación se presenta a continuación, donde se menciona el ejemplo de dos pozos que se implementó la técnica de MPC.

Los pozos se implementaron a ciertas condiciones y parámetros, dichas condiciones hicieron que llevar las operaciones a cabo con una cementación convencional no fuera viable, ya que al correr la simulación arrojaba datos de los cuales se esperaba perdidas severas o una fractura a la formación, lo cual no se quiere durante las operaciones. En la **ILUSTRACIÓN 35** se muestra el pico anular de la densidad equivalente de circulación (EDC por sus siglas en inglés) y el perfil de la Densidad estática equivalente (ESD Equivalent Static Density por sus siglas en inglés), esto fue predicho para las operaciones de cementación convencional. Para lograr la evaluación de este escenario se consideró una densidad de columna de lodo de 9.2 [ppg], y las densidades inicialmente propuestas del espaciador de 13.6 [ppg] y la lechada de 15.6 [ppg] (Teoh et al., 2019).

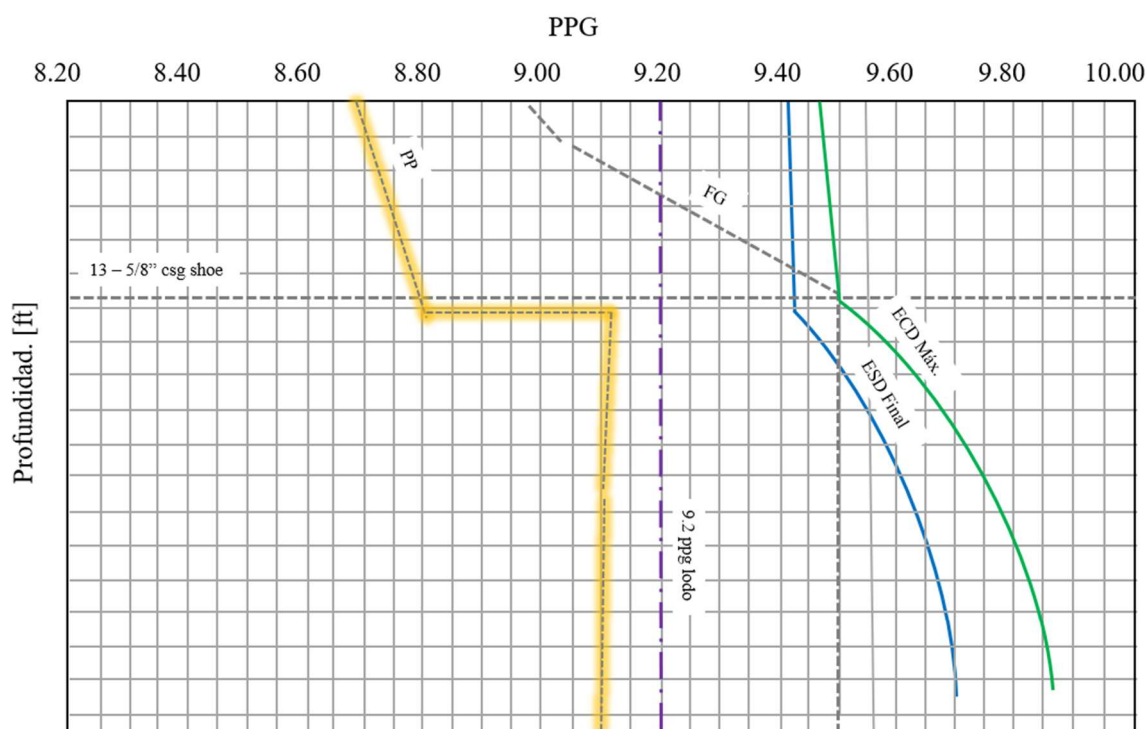


Ilustración 35. Pozo A – Predicción del perfil de ECD para cementación convencional, , modificado de: (Teoh et al., 2019).

En la **ILUSTRACIÓN 35** se muestra el perfil de la densidad equivalente de circulación máxima previo a parar la bomba de cemento, para este momento los volúmenes del espaciador y de la lechada de cemento contribuyen con su máximo efecto a la presión hidrostática de fondo. El perfil de la densidad estática equivalente (ESD) es el resultante cuando el tapón ha llegado al punto esperado y la circulación de se tiene. Como este caso muestra la cementación convencional, no se considera la aplicación del SBP durante ni después de las operaciones de cementación. La predicción de la presión de fondo de pozo muestra que tanto la EDC máxima como la ESD final excederían el gradiente de fractura (Teoh et al., 2019).

En la **ILUSTRACIÓN 36** se muestra la densidad equivalente (EDC) máxima calculada y la densidad estática equivalente (ESD) final del pozo B para el caso hipotético de la

cementación convencional. Para realizar esta simulación se utiliza una columna de lodo estáticamente sobre balanceada de 9.9 [ppg] junto con la densidad del espaciador propuesta inicialmente de 13 [ppg] y una lechada de cemento de 15.6 [ppg] (Teoh et al., 2019).

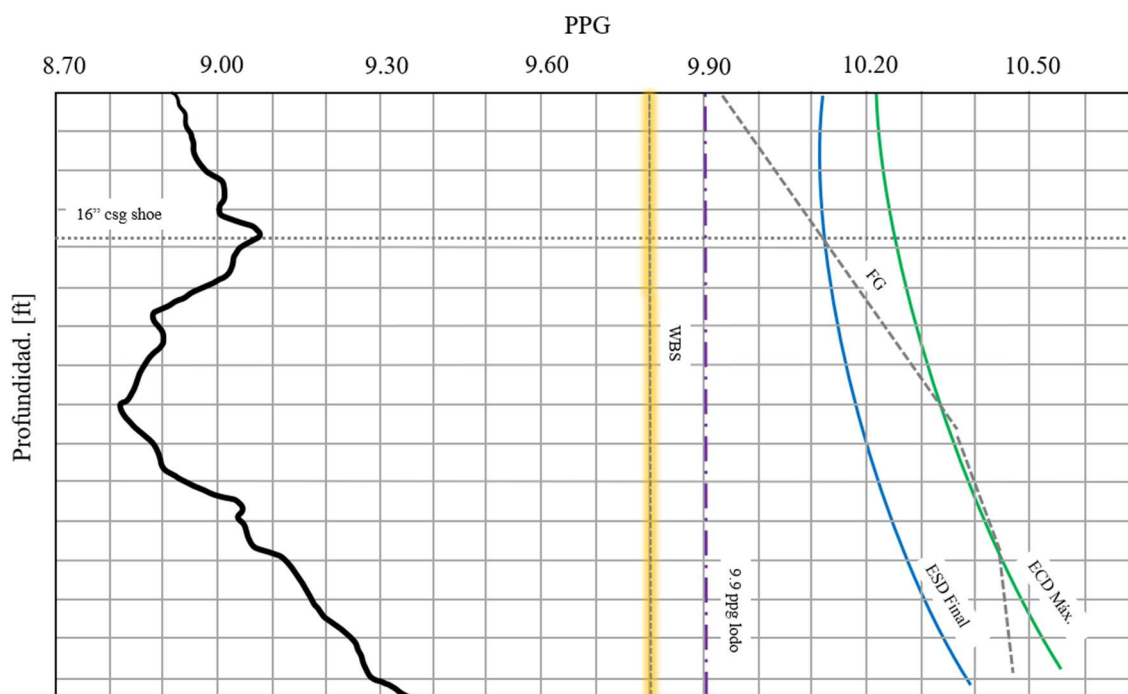


Ilustración 36. Pozo B – Predicción del perfil de ECD para cementación convencional, , modificado de: (Teoh et al., 2019)

Así como en el pozo A, el pozo B también arroja que tanto el perfil de la densidad equivalente (EDC) máxima calculada y la densidad estática equivalente (ESD) final superan el límite del gradiente de fractura, lo cual habría problemas operativos.

Los cálculos que se llevaron a cabo fueron de la siguiente manera:

- Para el pozo A se realizaron los cálculos manteniendo la ECD/ESD constante a la profundidad de la zapata.
- Para el pozo b se realizaron los cálculos manteniendo la ECD/ESD en la parte inferior de la sarta de revestimiento en un punto de ajuste fijo (Teoh et al., 2019).

Cualquiera de los dos enfoques se puede utilizar, todo depende de las condiciones requeridas en las operaciones de campo. También de otra de las estrategias es manipular todo el perfil del pozo abierto, sin necesidad de un punto de anclaje o pivote fijo. El proceso será similar en cuanto a la manipulación de variables y el proceso iterativo, sea cual sea la estrategia que se elegia, el proceso será similar (Teoh et al., 2019).

En la **ILUSTRACIÓN 37** se muestran los perfiles de la densidad equivalente de circulación (EDC) máximo y de ESD final después de haber concluido el proceso de cálculo MPC para las actividades de cementación de la tubería. Después de realizar los cálculos MPC, se sugirió reducir la densidad del espaciador pasando de 13.6 [ppg] a 8.6 [ppg], en cuanto a la densidad

de la lechada de cemento se mantuvo con la densidad establecida inicialmente (Teoh et al., 2019).

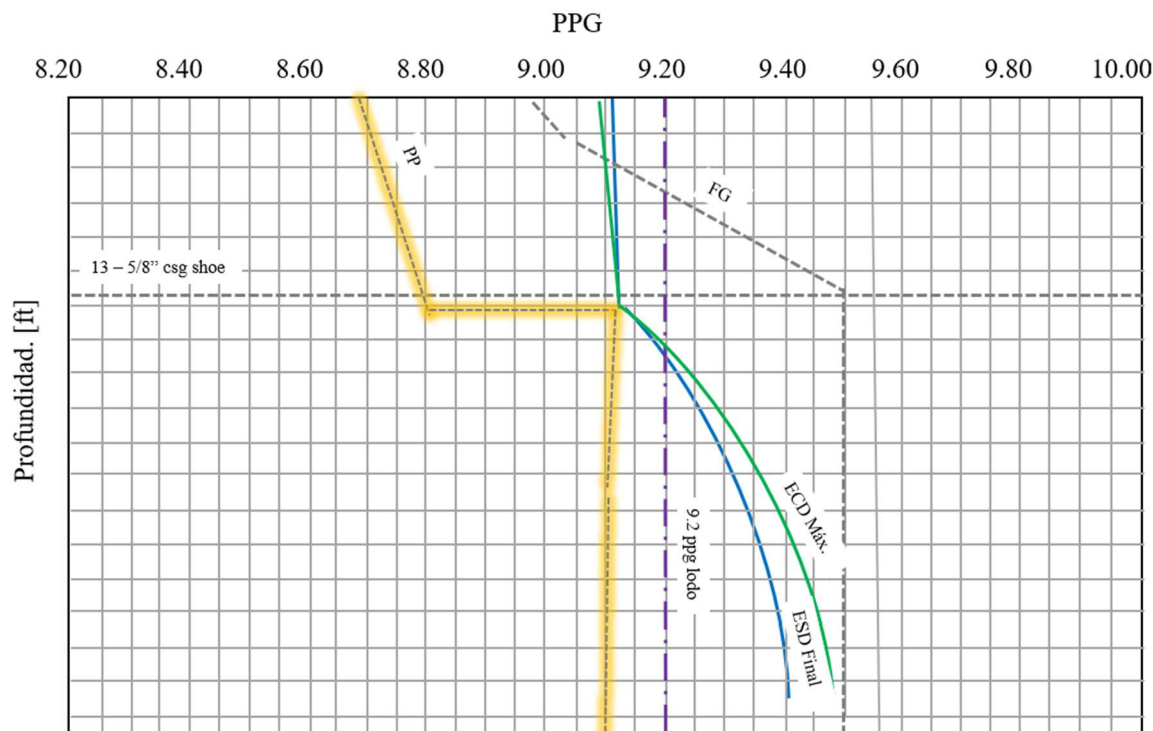


Ilustración 37. Pozo A – Predicción de perfiles ECD de MPC, modificado de: (Teoh et al., 2019)

En la **ILUSTRACIÓN 37** se logra observar que el límite mínimo de densidad equivalente de circulación (EDC) es de 9.1 [ppg] y el máximo de 9.5 [ppg] en el fondo, por el cual si pudiera cumplirse con el plan SBP calculado. Las comparaciones entre el pozo A con MPC (ilustración 32) y el pozo A convencional (ilustración 30) deja en evidencia que el uso de esta técnica resulta viable al operar (Teoh et al., 2019).

En la **ILUSTRACIÓN 38** se muestran los perfiles calculados por MPC para las actividades de cementación de la tubería de revestimiento del pozo B. el objetivo para este pozo era mantener la ECD/ESD en el fondo del pozo por encima de 9.8 [ppg] y por debajo del gradiente de fractura durante la operación de cementación, con el fin de evitar problemas operacionales. El lodo de fractura sugerido fue una densidad estáticamente sobre balanceada de 8.8 [ppg], para mantener una ESD/ESD objetivo de 9.8 [ppg] en el fondo del pozo con SBP. En este pozo también se muestra el beneficio de usar MPC, ya que a comparación del pozo B convencional (ilustración 36), con ello se puede mitigar problemas como la fractura de la formación, pérdidas de fluido y problemas ambientales (Teoh et al., 2019).

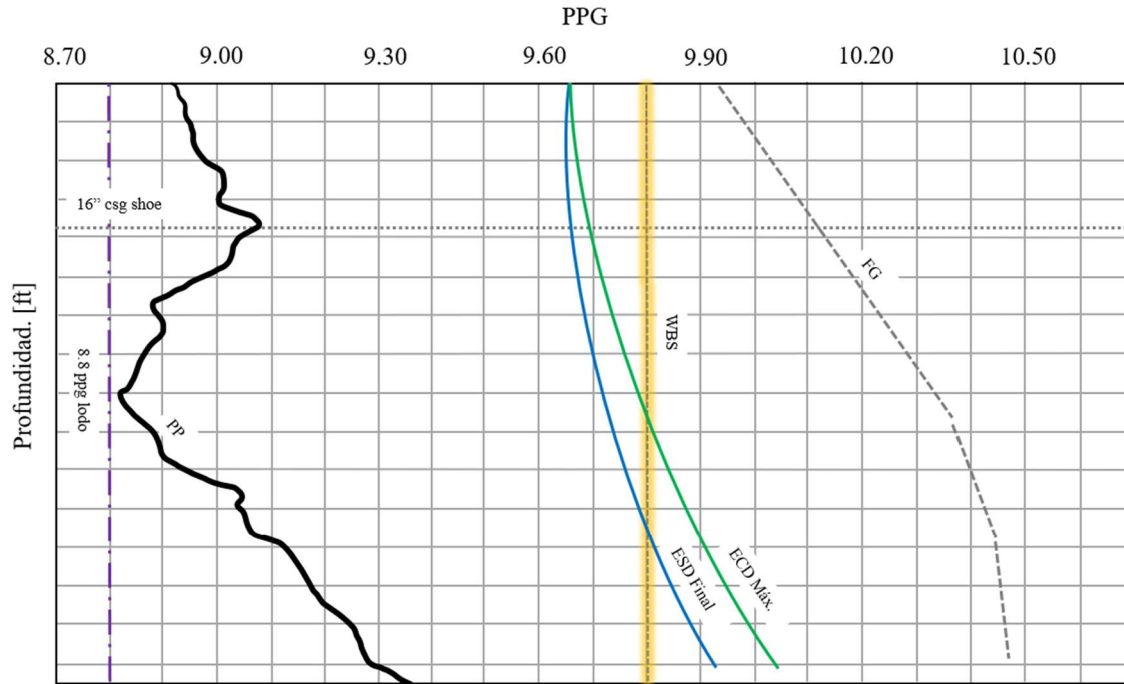


Ilustración 38. Pozo B – Predicción de perfiles de ECD de MPC, fuente: (Teoh et al., 2019)

5.2.4. Componentes del MPD que se usan para la cementación con manejo de presión

La técnica de cementación con manejo de presión (MPC Managed Pressure Cementing) utiliza la misma base del sistema MPD (Managed Pressure Drilling), esta base de sistemas es la siguiente:

- Dispositivo de Control Rotatorio (RCD Rotary Control Device): su función del RDC es formar un sello positivo alrededor de la sarta de perforación (DS Drilling String) y desviar el flujo desde el espacio anular por la línea de flujo del MPD hasta el estrangulador. Este dispositivo es clave para lograr tener un sistema de circuito cerrado y lograr las operaciones tanto del MPD como del MPC. En la **ILUSTRACIÓN 39** se muestra una fotografía donde observar este dispositivo RCD (Antonio Balanza et al., 2015).

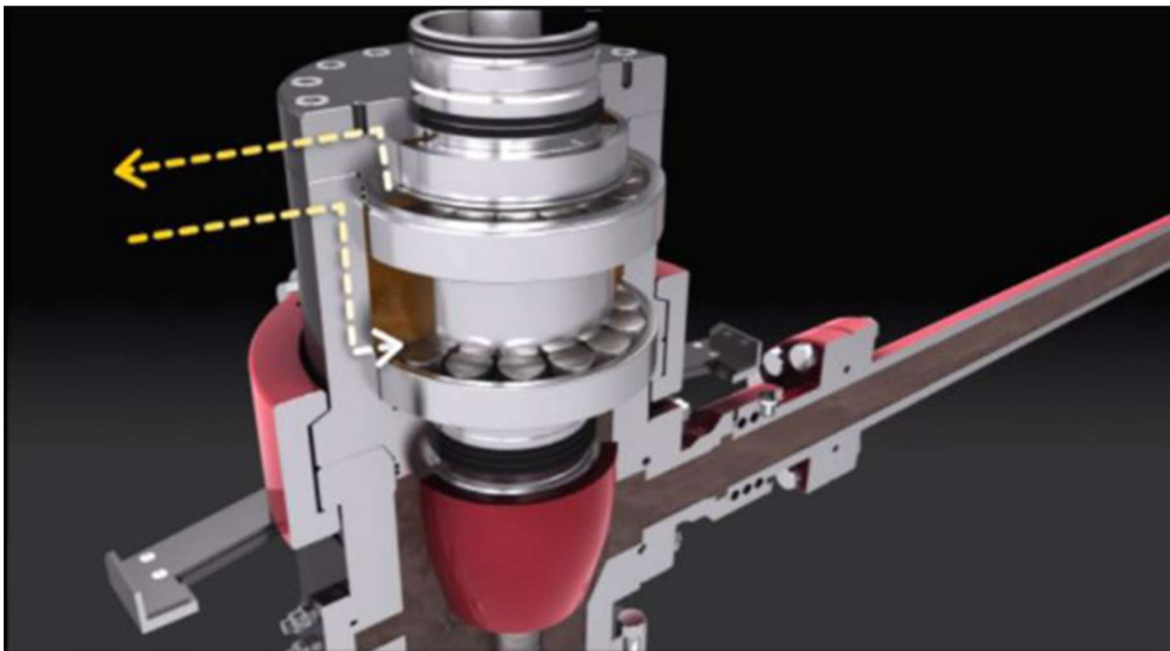


Ilustración 39. Dispositivo de Control Rotatorio (RCD Rotary Control Device), fuente: (Antonio Balanza et al., 2015)

- Estrangulador MPD Automatizado: su función de este estrangulador es el de regular de presión del sistema de control cerrado durante todas las operaciones, donde abarca las operaciones como perforación, deslizamiento, instalación de tuberías de revestimiento y la cementación. Este estrangulador incorpora un caudalímetro masico, el cual se encarga de la medición continua del caudal y la densidad del fluido de retorno, esto con el fin de facilitar un control preciso de la presión de retorno (BHP) y con esto lograr la detección de diferentes eventos que se pudieran presentar en la operación que se esté llevando a cabo en ese momento. En la **ILUSTRACIÓN 40** se muestra una fotografía de como es este sistema (Antonio Balanza et al., 2015).



Ilustración 40. Estrangulador MPD Automatizado, fuente: (Antonio Balanza et al., 2015)

- Separador Presurizado: es un avanzado separador trifásico, diseñado específicamente para aplicaciones MPD. Esta herramienta tiene un control automático mediante válvulas de control de nivel y presión, la cuales están configuradas para lograr separar de forma segura y eficiente los distintos fluidos que se utilizan. También permite la combustión de gas durante la perforación e incluye bombas de transferencia de emergencia (Antonio Balanza et al., 2015).
- Sistema de Adquisición de Datos (DAS) y Modelo Hidráulico de Pozos: El DAS lo que hace es recopilar y almacenar todos los parámetros y datos importantes que provienen de los sensores de fondo y de superficie. También proporciona control lógico y funciones de automatización. El modelo hidráulico que se utiliza permite llevar a cabo los cálculos hidráulicos en tiempo real (Antonio Balanza et al., 2015).

En algunas ocasiones el operar con técnicas convencionales no es rentable, ya que con esas técnicas se pueden tener problemas operativos, como los que se mencionaron anteriormente, para evitar estos problemas hay que hacer un estudio, conocer la ventana operativa, el tipo de formación en la que se opera y con ello elegir una técnica que sea adecuada para operar de manera segura y eficiente los pozos.

6. Caso Práctico

Para el caso de estudio se presenta un pozo en el área aguas profundas, dicho pozo es con base a información del pozo Júum-1EXP, el cual es exploratorio, ubicado en el Golfo de México, tomando como referencia información pública de la Comisión Nacional de Hidrocarburos, la resolución de este proyecto es CNH.07.003/2020, (Comisión Nacional de Hidrocarburos, 2020).

No obstante, es importante mencionar que con fines académicos y de análisis técnico, se llevó a cabo modificaciones controladas de ciertos parámetros de este pozo, tal como lo es el programa de asentamientos de tuberías, los gradientes de presión, la profundidad del pozo y el diseño de la lechada de cemento, con el objetivo de evaluar un escenario distinto y ampliar el alcance del estudio, en particular la etapa correspondiente a la cementación de la última tubería de revestimiento.

El pozo resultante del modelo académico se le nombra Pozo A1-EXP, el cual presenta una problemática crítica en la ventana operativa con márgenes de presión reducidos, el análisis se enfoca en la última tubería a cementar, donde se encuentra el riesgo operativo donde los gradientes se reducen.

Se llevan a cabo pruebas de laboratorio para analizar su comportamiento en el choque térmico y como esto puede afectar a la lechada y sus valores reológicos, al igual que analizar la posible solución a los gradientes de presión reducidos.

6.1. Estudio del pozo

El pozo tiene una TVD de 4650 metros, donde el último tramo de la tubería a cementar esta de los 4000 metros a los 4600 metros. La zona de interés está a la profundidad de 4100 metros - 4435 metros, donde posterior a la cementación se harán los disparos para empezar la producción.

En la **ILUSTRACIÓN 41** se muestra la ventana operativa del pozo A1-EXP, donde se muestran los gradientes de presión, tanto de poro (línea negra) como de fractura (línea azul punteada).

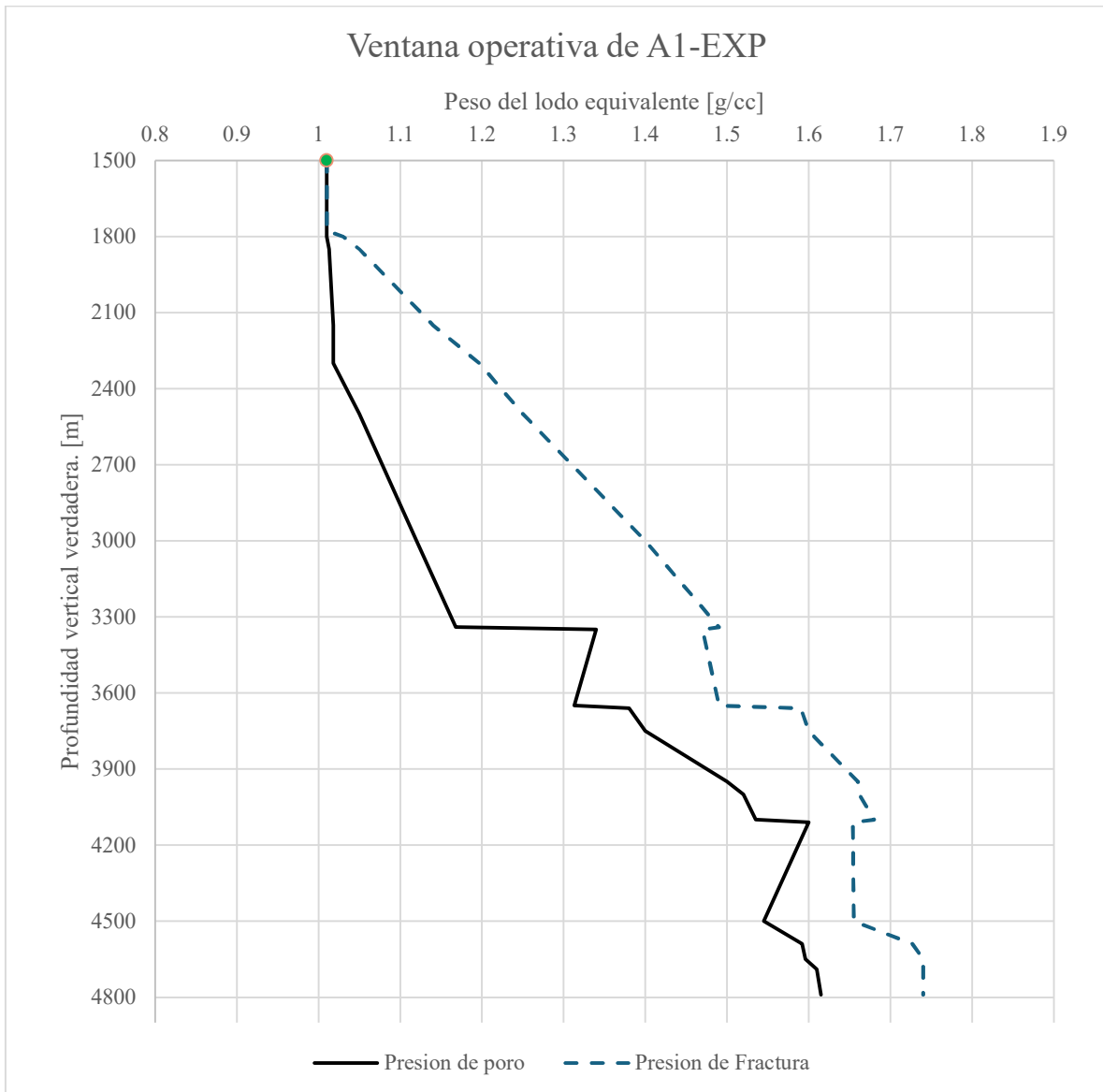


Ilustración 41. Ventana Operativa del Pozo A1-EXP. Elaboración propia

El desafío crítico que presenta la ventana operativa del Pozo A1-EXP son los márgenes de presión reducidos, en especial en la última etapa que se requiere cementar.

Las características de este pozo es que no es un pozo de alta temperatura, es un pozo con una temperatura de 67°C, el objetivo de producción se encuentra en el oligoceno superior, con una profundidad total de 4650 mvbnm. Este pozo tiene las siguientes características del equipo de perforación:

- Embarcación Maersk Valiant; 2,680 HP
- Capacidad de perforación máxima: 12,000 m
- Sistema de Preventores: 15,000 psi

En la **ILUSTRACIÓN 42** se muestra la embarcación Maersk Valiant, el cual será el encargado de llevar las operaciones de perforación y cementación del Pozo A1-EXP.



Ilustración 42. Embarcación Maersk Valiant, fuente (Abre Wintershall Dea Nuevas Perspectivas En Las Cuencas Del Sureste - Global Energy, n.d.)

6.1.1. Cementación de un Liner de 7"

Las operaciones para realizar son la cementación de un liner de 7", el intervalo a cementar está a la profundidad de 4000 m a 4650 m, donde el TOC estará a los 3900 m de profundidad.

6.1.1.1. Objetivo de Trabajo

- Cuidar la Densidad Equivalente de Circulación, que esta no esté por debajo de la presión de poro para no tener un inlfujo y no sobre pasar la presión de fractura para evitar fracturar la formación
- Evitar tener pérdida de fluidos a la formación
- Reducir los tiempos bombeables,
- Evitar que la presión en bombas para no operar cerca de la presión de fractura.

Existen diferentes técnicas que se usan en la cementación de aguas profundas cuando se presenta el desafío de la ventana operativa donde los gradientes de presión están reducidos. En este trabajo abarco dos técnicas usadas en aguas profundas, la cementación por

circulación inversa y la cementación con manejo de presión. Ambas técnicas presentan puntos fuertes, ventajas frente a esta problemática.

Se elige a la cementación inversa porque se quiere reducir las ECD, los tiempos bombeables, que la integridad del cemento sea eficiente, segura, la reducción de aditivos a la lechada de cemento que pudieran comprometer las operaciones, además de mitigar el problema del choque térmico en la operación. La técnica de MPC puede también mitigar la problemática de aumento en la ECD, pero es más compleja, además de costosa, se consideraría la MPC si los gradientes en esa zona fueran más reducidos y hubiera una temperatura alta, tal es el caso de los pozos de alta presión y temperatura (HPHT), pero este no es el caso, entonces para los objetivos se usa la técnica de cementación por circulación inversa. La técnica de la circulación inversa se lleva a cabo con el uso de sistema de herramientas con tecnología RFID.

El liner de 7" se va a correr con una sarta de trabajo de 5", con un sistema de herramientas (ilustración 30) que utiliza tecnología de identificación por radiofrecuencia (RFID Radio Frequency Identification Device).

Los diseños de los fluidos que usaran se muestran en la **TABLA 10**, las densidades son similares entre sí, el lodo de perforación tiene esa densidad porque se trata de mantener la presión aun cuando el pozo esta estático, el bache lavador tiene la misma densidad para facilitar la limpieza y compatibilidad con el lodo, el bache espaciador es ligeramente menos denso que la lechada de cemento para facilitar el desplazamiento de la lechada, el fluido de desplazamiento es ligeramente menor a la lechada para facilitar su desplazamiento y evitar que se presenten picos en las presiones y en la densidad equivalente de circulación, la lechada de cemento es de 1.64 [g/cc] y está dentro de los márgenes.

Tabla 10. Diseño de los fluidos, elaboración propia.

Fluido	Densidad (g/cc)
Fluido de desplazamiento	1.63
Bache espaciador	1.63
Lechada de cemento	1.64
Bache lavador	1.62
Lodo de perforación	1.62

Las densidades de los fluidos se eligieron así para mantener una transición hidráulica estable y lograr tener una limpieza de pozo eficiente.

En la **ILUSTRACIÓN 43** se muestra el estado mecánico del pozo, considerando la herramienta de desvío de la circulación. La herramienta tiene 20 pies de altura y está anclada a una sarta de trabajo de 5", se muestra el estado final del pozo, donde el liner ya está anclado, la herramienta de circulación inversa estará en el intervalo de 3874 m – 3880 m de profundidad.

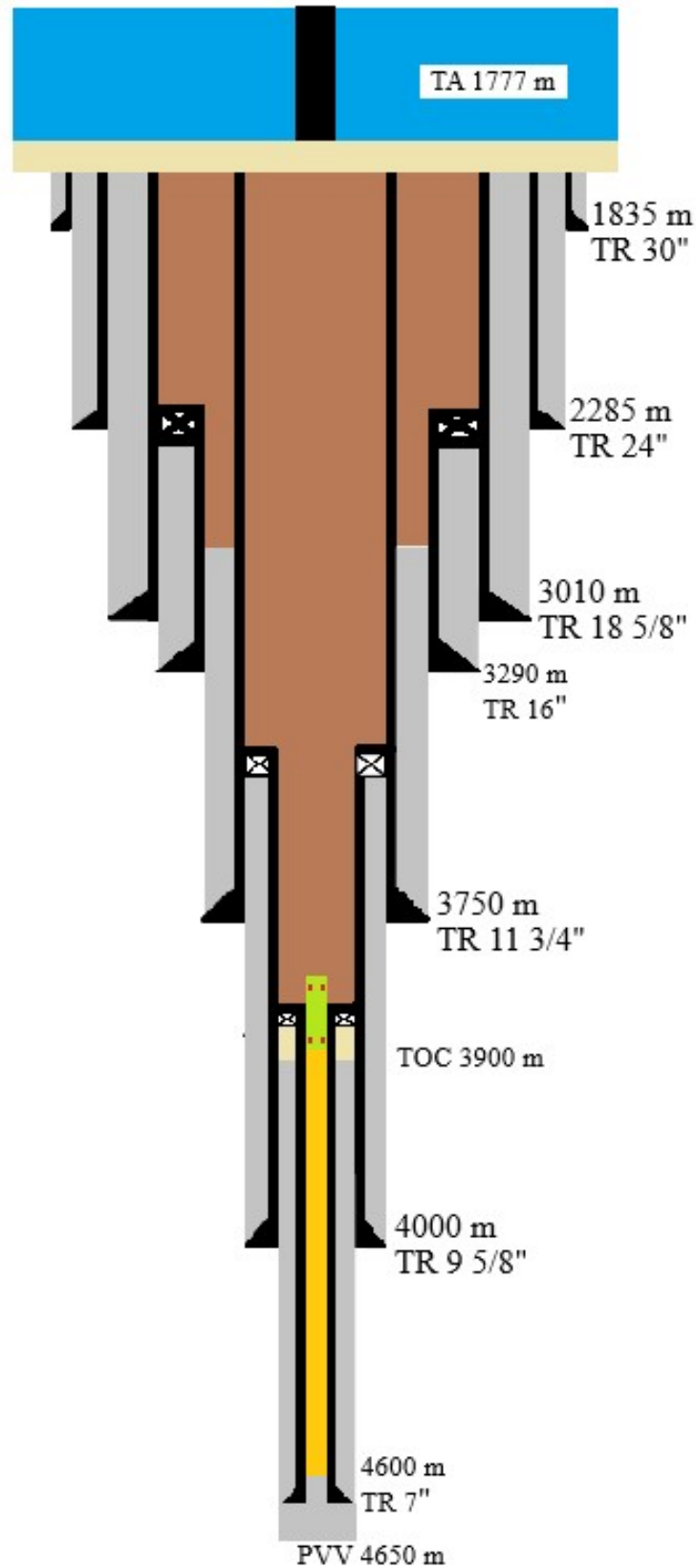


Ilustración 43. Estado mecánico del Pozo A1-EXP, elaboración propia.

En la siguiente **ILUSTRACIÓN 44** se muestra como es el flujo, los fluidos entraran por la tubería de revestimiento, al llegar a la profundidad donde se encuentra la herramienta se cuando empieza el cambio de dirección, el cual es introducir los fluidos por el espacio anular (flechas azules), siguiendo la dirección tal cual se muestra en la imagen, los fluidos vuelven al interior de la tubería de revestimiento y la misma herramienta los devuelve al espacio anular (flechas amarillas) para subirlos a superficie.

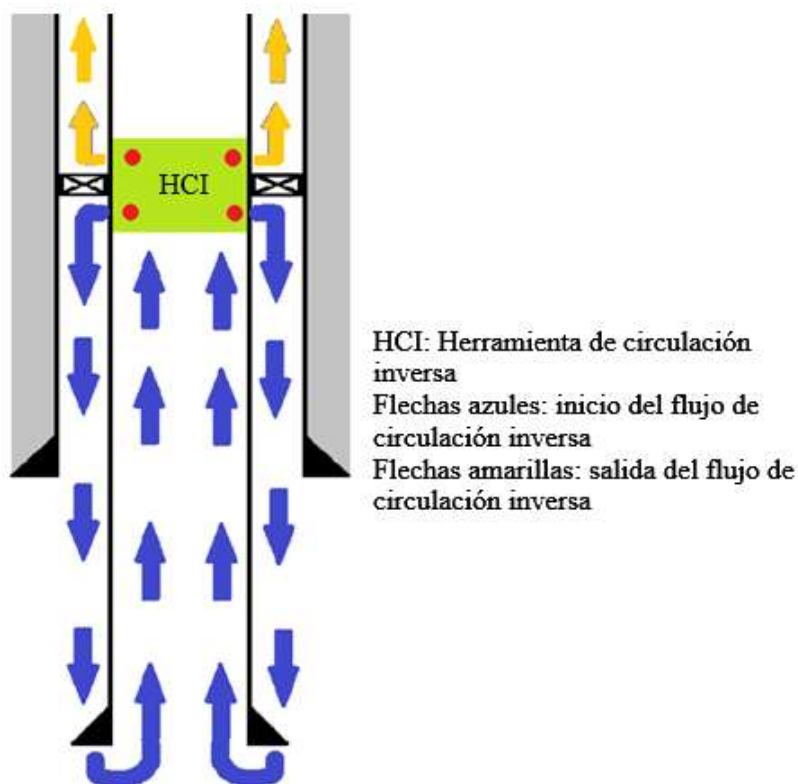


Ilustración 44. Flujo de los fluidos con la técnica de la Circulación Inversa, elaboración propia.

6.2. Pruebas de Laboratorio

Las pruebas de laboratorio a realizar para analizar el comportamiento de la lechada de cemento son las siguientes:

- Densidad
- Comportamiento reológico
- Resistencia a la compresión
- Agua libre

Antes de realizar las pruebas de laboratorio se tiene que contar con un diseño de la lechada de cemento. La cual se obtiene de la ventana operativa, a partir de ahí se realizan las pruebas de laboratorio, se analizará cada prueba para verificar que cumpla con lo que se requiere en campo.

6.2.1. Diseño Experimental de Pruebas de Laboratorio

El diseño experimental de las pruebas de laboratorio es importante para el análisis de la lechada de cemento que se usara en las operaciones de la tubería de revestimiento a cementar.

6.2.2. Diseño de Lechadas de Cemento

En la **ILUSTRACIÓN 45** se muestra la ventana operativa del pozo A1-EXP donde están las diferentes densidades de lechadas de cemento que se usaron en cada tubería cementada. La elección de la lechada de cemento para el liner de 7" se consideró cercana a la presión de fractura para proporcionar suficiente presión hidrostática sin llegar a inducir a una pérdida de fluidos, también para controlar la densidad equivalente de circulación, ya que en esa etapa se presenta el desafío de una reducción en los márgenes de presión donde la diferencia de rango entre la de poro y la de fractura es mínima.

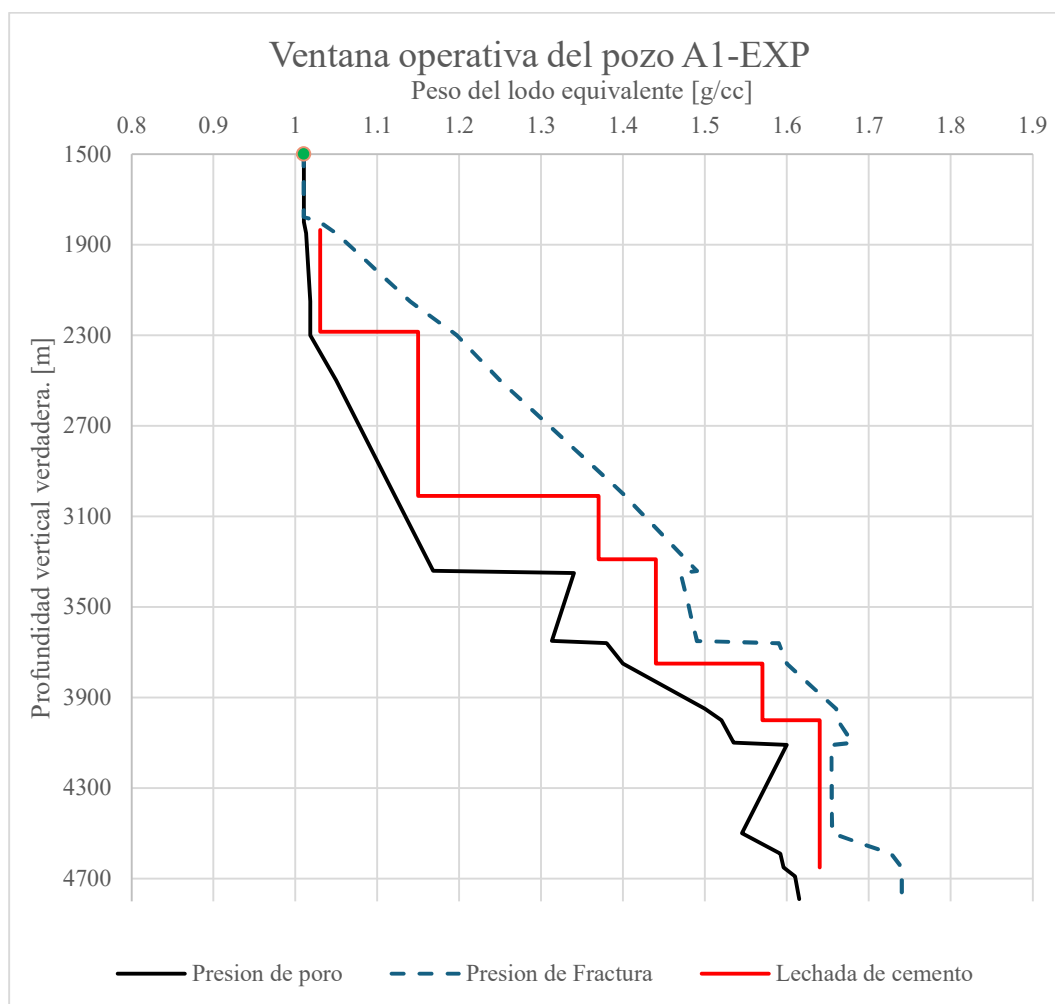


Ilustración 45. Ventana Operativa con los diseños de la lechada de cemento, elaboración propia

En la **TABLA 11** se muestran las densidades de la lechada de cemento usadas para cada etapa y su respectiva profundidad de cada una.

Tabla 11. Densidades de la lechada de cemento usadas para cada etapa, elaboración propia.

TVD [m]	Lechada de cemento [g/cc]
1835 - 2285	1.03
2285	1.15
3010	1.15
3010	1.37
3290	1.37
3290	1.44
3750	1.44
3750	1.57
4000	1.57
4000	1.64
4100	1.64
4110	1.64
4400	1.64
4410	1.64
4650	1.64

6.2.3. Prueba de Densidad

Después de elegir el diseño de la lechada de cemento con la ayuda de la ventana operativa, se tiene que verificar en el laboratorio si la cantidad calculada es la necesaria para llegar a la densidad requerida.

La densidad del diseño de la lechada de cemento es de 1.64 [g/cc], a esta lechada de cemento se le agrega un aditivo del cual se conoce la densidad del aditivo.

Normativa y referencias aplicadas

- API RP 10B-2

Se requieren de ciertos materiales y equipos para realizar la prueba de densidad en el laboratorio, los cuales son los siguientes:

- Cemento Clase H con una densidad de 3.06 [g/cc]
- Aditivo: bentonita con una densidad de 2.4 [g/cc]
- Agua de la llave
- Mezcladora fann modelo 686CS
- Charola para pesar el cemento y los aditivos
- Probeta

- Bascula
- Balanza de lodos fann modelo 141
- Consistómetro fann modelo 165AT

Procedimiento

Antes de empezar con la prueba, se tiene que calibrar la balanza de lodos, con la cual se medirá la densidad de la lechada de cemento.

Posterior a ello, se tiene que pesar las cantidades adecuadas de cemento y aditivos en la báscula, agregar la cantidad de agua necesaria en la probeta, una vez hecho esto, se procede a mezclar el agua, los aditivos y el cemento, en ese orden.

Primero se mezcla el agua con los aditivos 30 segundos a x rpm, posterior a ello se mezcla el cemento, primero a 15 segundos a 6000 rpm y una vez se haya terminado de mezclar todo el cemento, volver a mezclar a 35 segundos durante 12000 rpm.

Una vez mezclada la lechada de cemento, de inmediato se vierte parte de la lechada a la balanza de lodos para verificar la densidad obtenida. En la **ILUSTRACIÓN 46** se muestra la densidad obtenida en el laboratorio, lo cual fue correcta.



Ilustración 46. Densidad obtenida en el laboratorio

En la mayoría de los casos hay que sacar el aire que queda en la lechada para no tener valores diferentes en la lectura de la lechada de cemento.

En la **ILUSTRACIÓN 47** se muestra la copa de la balanza de lodos, en la cual se tiene que llenar a tope y poner su tapa, si se llega a tirar el excedente, solo se debe de limpiar, una vez que tenga la tapa la copa no se debe de quitar.



Ilustración 47. Copa de la balanza de lodos

6.2.4. Determinación de las Propiedades Reológicas

Analizar el comportamiento reológico de la lechada de cemento frente al cambio de temperatura para conocer cómo se comporta la lechada de cemento frente al choque térmico que se presenta en las operaciones en aguas profundas.

Normativa y referencias aplicadas

- API RP 10B-2

Se requieren de ciertos materiales y equipos para realizar la prueba de densidad en el laboratorio, los cuales son los siguientes:

- Cemento Clase H con una densidad de 3.06 [g/cc]
- Aditivo: bentonita con una densidad de 2.4 [g/cc]
- Agua de la llave
- Mezcladora fann modelo 686CS
- Charola para pesar el cemento y los aditivos
- Probeta
- Bascula
- Viscosímetro rotacional fann con copa térmica

- Termómetro

Procedimiento

Siguiendo el mismo procedimiento de la práctica de densidad para hacer la lechada de cemento, solo que esta vez no se medirá la densidad.

La lechada de cemento se lleva al consistómetro atmosférico (**ILUSTRACIÓN 48**) para condicionar la lechada, posterior a ello se vierte parte de la lechada a una copa térmica para aplicarle la temperatura necesaria.

Para conocer la temperatura de la lechada se usa un termómetro, posterior a ello, con ayuda del viscosímetro rotacional se toman las lecturas de la lechada de cemento a 3°C, la cual representa la temperatura del lecho marino a la profundidad del tirante de agua del pozo, y a 67°C representando la temperatura del fondo del pozo.



Ilustración 48. Consistómetro atmosférico

6.2.5. Prueba de Resistencia a la Compresión

Normativa y referencias aplicadas

- API RP 10B-2

Se requieren de ciertos materiales y equipos para realizar la prueba de densidad en el laboratorio, los cuales son los siguientes:

- Cemento Clase H con una densidad de 3.06 [g/cc]
- Aditivo: bentonita con una densidad de 2.4 [g/cc]
- Agua de la llave
- Mezcladora fann modelo 686CS
- Charola para pesar el cemento y los aditivos
- Probeta
- Bascula
- Consistómetro atmosférico fann modelo 165AT
- Recipientes de metal que tenga forma de cubos.
- Cámara de curado
- Bomba de presión
- Prensa hidráulica CARVER modelo 3925

Procedimiento

Siguiendo el mismo procedimiento de la práctica de densidad para hacer la lechada de cemento, solo que esta vez no se medirá la densidad.

La lechada de cemento se lleva al consistómetro atmosférico (**ILUSTRACIÓN 48**) para condicionar la lechada, posterior a ello se vierte parte de la lechada de cemento a los recipientes que tengan forma de cubos.

Estos cubos se llevan a la cámara de curado, donde se le aplica temperatura (67°C) y presión con la bomba, se deja curar la lechada de cemento 48 horas. Al transcurrir las 48 horas, se sacan estos cubos, se llevan a la prensa hidráulica para aplicarle presión a cada uno y ver la resistencia a la compresión que tienen los cubos. En la **ILUSTRACIÓN 49** se muestra como se ve un cubo de cemento.



Ilustración 49. Fotografía de un cubo de cemento

6.3. Determinación del volumen y tiempo bombeable para las operaciones de cementación

Se tiene que determinar el volumen de cada fluido que se requiere en las operaciones de cementación del liner. En la **TABLA 12** se muestran los diámetros del liner, de la sarta de trabajo y del espacio anular.

Tabla 12. Diámetros del liner y anular, elaboración propia.

Liner	
Diámetro exterior [in]	7
Diámetro interno [in]	6.538
Espacio Anular	
Diámetro [in]	9.001

En la **TABLA 13** se muestran los fluidos y la distancia que ocuparan en el pozo, esto para calcular el volumen necesarios para cada fluido.

Tabla 13. Fluidos y distancia, elaboración propia.

Fluido	Distancia [m]
Lechada de cemento anular (antes de zapata)	700
Lechada de cemento interior (antes de zapata)	50
Lechada de cemento después de la zapata	50
Fluido de desplazamiento anular	23
Fluido de desplazamiento interior	3877
Bache lavador	300
Bache espaciador	300
Lodo de perforación	65

La fórmula que se requiere para calcular el volumen de cada fluido que este en el espacio anular es la siguiente

$$V = 0.0005067(D_2^2 - D_1^2)L$$

Donde:

- D_2 = Diámetro Mayor [in]
- D_1 = Diámetro menor [in]
- L = longitud [m]

Y la fórmula para calcular el volumen en el interior de la tubería es la siguiente:

$$V = 0.0005067(D_{interior}^2)L$$

Donde:

- $D_{interior}$ = Diámetro interior del liner o tubería [in]

Con las fórmulas anteriores se puede calcular los volúmenes que se utilizan, tanto en el espacio anular como en el espacio interior del liner o de la tubería.

Tabla 14. Volúmenes de los fluidos, elaboración propia.

Volumen	
Fluido	Volumen [m ³]
Lechada de cemento anular (antes de zapata)	11.36
Lechada de cemento interior (antes de zapata)	1.08
Lechada de cemento después de la zapata	2.05
Fluido de desplazamiento anular	0.37
Fluido de desplazamiento interior	83.97
Bache lavador	6.50
Bache espaciador	6.50
Lodo de perforación	1.41

Para calcular el tiempo bombeable de tanto de la circulación inversa como de la convencional se utiliza la siguiente formula:

$$t = \frac{V}{Q}$$

Donde:

- T = tiempo (min)
- V = volumen [galon]
- Q = gasto de la bomba [gpm]

Tabla 15. Tiempo Bombeable Circulación inversa, elaboración propia.

Tiempo Bombeable Circulación inversa				
Tubería	Volumen [m3]	Volumen [galón]	Tiempo [min]	Tiempo total [min]
ST (0 m - 3877 m)	35.95	9497.77	45	64
Anular (3877 m - 3900 m)	0.37	98.57	0	
Anular (3900 m - 4600 m)	11.36	3000.10	14	
Interior de la tubería (4550 m - 4600 m)	1.08	286.09	1	
Intervalo de liner a cementar (4600 m - 4650 m)	2.05	542.25	3	

Tabla 16. Tiempo Bombeable Circulación convencional, elaboración propia.

Tiempo Bombeable Circulación convencional				
Tubería	Volumen [m3]	Volumen [galón]	Tiempo [min]	Tiempo total [min]
ST (0 m - 3877 m)	35.95	9497.75	45	83
Interior de la tubería (3877 m - 4600 m)	16.74	4422.96	21	
Anular (3900 m - 4600 m)	11.36	3000.10	14	
Intervalo de liner a cementar (4600 m - 4650 m)	2.05	542.24	3	

6.4. Densidad Equivalente de Circulación

La densidad equivalente de circulación es importante en las operaciones del área de perforación, ya que una baja Densidad Equivalente de Circulación (ECD) puede ocasionar un influjo y una ECD alta puede llegar a fracturar la formación, así que es importante calcular la ECD.

Existen ecuaciones con las cuales se puede calcular la ECD, para ello es importante conocer diferentes datos, los cuales son necesarios, entre ellos están:

- Tipo de bomba a ocupar, y el gasto de la bomba
- Velocidad Anular
- Volumen de los fluidos

- Diámetro del agujero descubierto
- Diámetro de la tubería
- Profundidad vertical verdadera
- Propiedades reológicas de los fluidos a usar en la cementación
- Caídas de Presión por fricción en el anular
- Presión Hidrostática

En la siguiente **TABLA 17** se muestran los parámetros de la bomba Triplex, así como el gasto que tiene dicha bomba que se usa para la cementación de pozos.

Tabla 17. Parámetros de la bomba Triplex

Parámetro	Bomba Triplex	Gasto total (bbl/min)	Gasto total (gpm)
Diámetro de Camisa (D)	6.5	5	210
Longitud Carrera (S)	12		
Velocidad (SPM)	46		
Eficiencia (Eff)	0.89		

En la siguiente **TABLA 18** se muestran los parámetros a considerar para los cálculos de la ECD, tanto como las profundidades como los diámetros de las tuberías, así como el gasto de la bomba para las operaciones de cementación de pozos.

Tabla 18. Parámetros para los cálculos de la ECD

Parámetro	Valor	[ft]
Profundidad Vertical Verdadera (TVD) [m]	4650	15255.906
Profundidad de la zapata de la tubería de revestimiento [m]	3855	12647.6382
Profundidad de la zapata de la tubería de revestimiento posterior [m]	4000	13123.36
Diámetro del agujero (d2)	9.001 [in]	-
Diámetro exterior de la tubería de revestimiento (d1)	7 [in]	-
Gasto (bbl/min)	5.04	-

En la siguiente **TABLA 19** se observan las propiedades de los fluidos que se usan para las operaciones de cementación de pozos, tanto como la densidad y los valores reológicos de cada fluido, los cuales fueron obtenidos en las pruebas de laboratorio. Las lecturas obtenidas del viscosímetro rotacional se usan para calcular ciertos factores que permiten el cálculo de las caídas de presión en el espacio anular durante las operaciones requeridas.

Tabla 19. Propiedades de los Fluidos, elaboración propia.

Propiedades de los Fluidos										
Fluido	Densidad (g/cc)	Densidad (ppg)	Lecturas del viscosímetro						Viscosidad plástica (PV) [cP]	Punto de cedencia (YP) [lb/100ft ²]
			600	300	200	100	6	3		
Fluido desplazante	1.63	13.60	47	27	21	14	4	3	20	7
Bache espaciador	1.63	13.60	75	45	36	26	9	7	30	15
Lechada de cemento	1.64	13.69	84	52	43	32	12	10	32	20
Bache lavador	1.62	13.52	12	7	6	4	1	1	5	2.00
Lodo de perforación	1.62	13.52	75	45	36	26	10	8	30	15

Se tiene que calcular la velocidad anular para llevar a cabo los cálculos en la EDC, la ecuación para el cálculo es

$$V_a = \frac{(0.408)(Q)}{((D_a^2) - (D_e^2))}$$

Donde:

- Q = gasto de la bomba [gpm]
- D_e = diámetro externo de la tubería [in]
- D_a = diámetro del anular [in]
- V_a = Velocidad en el anular [ft/s]

Sustituyendo los datos que se conocen, el resultado de la velocidad anular es el siguiente:

Velocidad anular [ft/s]	2.68
----------------------------	------

Una vez calculada la velocidad anular se prosigue a calcular los demás datos necesarios para calcular las caídas de presión en el anular. Las fórmulas con las cuales se calcula lo que se requiere son las siguientes, en la secuencia en la que se encuentran:

- a) Para determinar el valor n (índice de comportamiento del flujo):

$$n_a = 0.5 \log \left(\frac{\theta 300}{\theta 3} \right)$$

Donde:

- n_a = índice de comportamiento del flujo en el anular
- $\theta 300$ = Lectura del fluido del viscosímetro rotacional
- $\theta 3$ = Lectura del fluido del viscosímetro rotacional (Lyons et al., n.d.).

- b) Para determinar el valor K (Factor de consistencia) en el espacio anular es:

$$K_a = \frac{5.11(\theta 300)}{511^{n_a}}$$

Donde:

- K_a = Factor de consistencia en el anular
- $\theta 300$ = Lectura del fluido del viscosímetro rotacional (Lyons et al., n.d.).

- c) Para determinar la μ_e (viscosidad efectiva)

$$\mu_{ea} = 100(K_a) \left[\frac{144(V_a)}{D_a - D_e} \right]^{n_a - 1}$$

Donde:

- μ_{ea} = viscosidad efectiva en el anular [cP] (Lyons et al., n.d.).

- d) Para determinar el número de Reynolds en el espacio anular

$$Re_a = \frac{928(V_a)(D_a - D_e)(\rho)}{(\mu_{ea}) \left[\frac{2n_a + 1}{3n_a} \right]^{n_a}}$$

Donde:

- Re_a = número de Reynolds en el espacio anular
- ρ = densidad del fluido [ppg] (Lyons et al., n.d.).

- e) Para calcular el número de Reynolds para el cambio de laminar a flujo transicional por el anular

$$Re_L = 3470 - 1370(n_a)$$

Donde:

- Re_L = Numero de Reynolds para el cambio de laminar a flujo transicional por el anular (Lyons et al., n.d.).

- f) Para calcular el número de Reynolds para el cambio de transicional a flujo turbulento por el anular

$$Re_T = 4270 - 1370(n_a)$$

Donde:

- Re_T = Numero de Reynolds para el cambio de laminar a flujo transicional por el anular (Lyons et al., n.d.).
- g) Para determinar el factor de fricción para cada fluido se tiene que saber qué tipo de flujo es cada fluido

- 1) Si el $Re_a < Re_L$ se tiene que seleccionar la ecuación para flujo laminar para determinar el factor de fricción

$$f_a = \frac{24}{Re_a}$$

- 2) Si el $Re_a > Re_T$ se tiene que seleccionar la ecuación para flujo turbulento para determinar el factor de fricción

$$f_a = \frac{\left(\frac{\log(n_a) + 3.93}{50}\right)}{Re_a^{\left(\frac{1.75 - \log(n_a)}{7}\right)}}$$

Sustituyendo los valores conocidos en cada una de las ecuaciones anteriores se logra saber qué tipo de flujo es cada fluido.

Con los datos que se obtengan del tipo de cada flujo, se puede calcular las caídas de presión por fricción en el anular, y estas caídas se determina con la siguiente ecuación:

$$\Delta P_a = \frac{(f_a)(V_a^2)(\rho)(L)}{25.8(D_a - D_e)}$$

Donde:

- ΔP_a = Caídas de presión por fricción en el espacio anular [psi]
- f_a = Factor de fricción en el espacio anular
- V_a = Velocidad anular [ft/s]
- ρ = Densidad del fluido [ppg]
- L = Longitud del intervalo
- D_a = Diámetro del anular
- D_e = Diametro externo de la tubería (Lyons et al., n.d.).

La ecuación para determinar la Densidad Equivalente de Circulación es la siguiente:

$$ECD = \left(\frac{\Delta P_a}{(0.052)(PVV)}\right) + \rho_T$$

Donde:

- ECD = Densidad Equivalente de Circulación [ft]
- ΔP_a = Caídas de presión en el anular [psi]

- PVV = Profundidad Vertical Verdadera [ft]
- ρ_T = Densidad total de los fluidos [ppg] (Lyons et al., n.d.).

Por condiciones de gravedad, en la técnica de circulación inversa las caídas de presión por fricción se vuelven negativas porque los fluidos se inyectan directamente al espacio anular, y con la circulación convencional no es así porque llega hasta la profundidad vertical verdadera y tiene que subir por el espacio anular hasta el punto donde se desea. Por lo que la ecuación de la ECD por circulación inversa queda de la siguiente manera:

$$ECD = \rho_T + \left(\frac{-\Delta P_a}{(0.052)(PVV)} \right)$$

Teniendo en cuenta este criterio, se calculan las ECD por circulación inversa y por circulación convencional.

6.4.1. Densidad Equivalente por circulación Inversa

Para determinar la Densidad equivalente de Circulación, con la técnica de la Circulación Inversa, se toma en cuenta que el fluido viaja por la tubería de perforación y en un punto se desvía, la herramienta de desvío está en el intervalo de 3874 m – 3880 m de profundidad.

Se usará la siguiente ecuación para realizar los cálculos:

$$ECD = \rho_T + \left(\frac{-\Delta P_a}{(0.052)(PVV)} \right)$$

Para lograr calcular la Densidad Equivalente de Circulación, se tienen que calcular los datos anteriores con sus respectivas ecuaciones con datos conocidos del pozo. Se toma solo en cuenta desde el inicio de circulación para el proceso de la cementación hasta cuando la lechada de cemento es la única que queda en contacto con la formación, esto para tener un análisis de las caídas de presión en el anular, ya que al terminar la operación de cementación se paran las bombas y se deja de circular fluido, por lo tanto, ya no hay caídas de presión porque el pozo se queda estático.

Después de haber calculado las densidades equivalentes de circulación con la técnica de Circulación Inversa, se debe calcular por circulación convencional para comparar los resultados.

6.4.2. Densidad Equivalente por circulación convencional

La densidad equivalente por circulación convencional se toma en cuenta la ecuación original para calcular la EDC

$$EDC = \left(\frac{\Delta P_a}{(0.052)(PVV)} \right) + \rho_T$$

Donde las caídas de presión se suman a la densidad total de los fluidos presentes durante la operación.

En la cementación por circulación convencional, se circulan los fluidos por el interior de la tubería, hasta llegar a la zapata donde los fluidos suben por el anular, hasta que la lechada de cemento queda en el lugar deseado.

Los cálculos de la ECD fueron tomando en cuenta el tiempo de desplazamiento de la lechada de cemento y a que profundidad se encontraba la lechada.

Después de haber realizado las pruebas de laboratorio, los cálculos de los volúmenes que se ocuparan de cada fluido, los tiempos bombeables, tanto para la circulación convencional e inversa, así como las ECD minuto a minuto, es importante analizar los resultados tanto de las pruebas como los cálculos, así como las comparaciones.

6.5. Resultados y Discusión

6.5.1. Pruebas de laboratorio

En la práctica de densidad de la lechada de cemento dio el resultado esperado, 1.64 [g/cc], en la **ILUSTRACIÓN 50** se muestra una fotografía de la balanza de lodos con la lechada de cemento dentro de la copa, la marca del peso está en 1.64 [g/cc], para lograr la densidad se tienen que hacer bien los cálculos y pesar correctamente lo requerido, en esta prueba se llevó a cabo de manera correcta todo, ya que el resultado fue el esperado.



Ilustración 50. Fotografía de la balanza de lodos con la lechada de cemento dentro de la copa

En la práctica de valores reológicos se buscó que la lechada de cemento tuviera una buena viscosidad, tanto plástica como aparente, para que no sea una lechada que llegue a presentar problemas en las operaciones en campo, en la **TABLA 20** se muestran las lecturas que se tomaron en el viscosímetro rotacional a la temperatura de 3°C y 67°C, teniendo buenas lecturas y obteniendo buena Viscosidad plástica y aparente, se nota el incremento de las temperaturas, aún con esa viscosidad siguen siendo bombeables y no presentan riesgos de incrementar la presión de las bombas para circular el fluido.

Tabla 20. Lecturas tomadas del viscosímetro rotacional a la temperatura de 3°C y 67°C, elaboración propia.

Temperatura	3 [C°]	67 [C°]
RPM	Lectura	Lectura
600	99	84
300	65	52
200	54	43
100	40	32
6	16	12
3	14	10
Viscosidad plástica [cP]	34	32
Viscosidad Aparente [lb/100ft ²]	31	20

En la práctica de resistencia a la compresión, se llevó los cubos a medir su resistencia, de 1000 [psi], siendo el doble de lo que piden en laboratorios como en Alberta que piden que la resistencia a 48 horas sea de 500 [psi], por lo que esta prueba es exitosa y se puede usar la lechada de cemento en operaciones, en la **ILUSTRACIÓN 51** se muestra una fotografía del manómetro al llegar a los 1000 [psi].



Ilustración 51. Fotografía del manómetro al llegar a los 1000 [psi]

En la **ILUSTRACIÓN 52** se muestran una fotografía de como quedo el cubo después de la prueba de resistencia, fue una buena prueba, el cubo no se desmorono por completo y es algo positivo.



Ilustración 52. Cubo de cemento después de la prueba de resistencia

En la siguiente tabla se muestran los resultados obtenidos de que tipo de fluido es cada uno de los que se usará en las operaciones de cementación.

Tabla 21. Cálculo de tipo de flujo de cada fluido, elaboración propia.

Fluido	Valor n	Factor de consistencia (K)	Viscosidad Efectiva (M)	Numero de Reynolds (Re _a)	Re _L	Re _{IT}	fa Flujo laminar	fa Flujo turbulento
Fluido desplazante	0.48	7.04	44.77	1304.75	2812.05	3612.05	0.0184	-
Bache espaciador	0.40	18.50	80.08	715.57	2912.81	3712.81	0.0335	-
Lechada de cemento	0.36	28.50	96.75	595.92	2976.32	3776.32	0.0403	-
Bache lavador	0.42	2.56	12.24	4696.96	2887.30	3687.30	-	0.0055
Lodo de perforación	0.38	22.17	82.36	692.93	2952.79	3752.79	0.0346	-

Como se observa en la **TABLA 21**, 4 fluidos son de tipo laminar, entre ellos está la lechada de cemento, estos fluidos son los que se marcan en amarillo, el único que tiene un tipo de

flujo turbulento es el bache lavador, esto se debe a su reología y lo que arrojo los cálculos, el bache lavador debe tener ese tipo de flujo para una buena limpieza de pozo previo a la lechada de cemento, y así, tener una mejor adherencia.

6.5.2. Densidad Equivalente de Circulación por Circulación Inversa

En la siguiente **TABLA 22** se muestra la ECD antes de iniciar a circular la lechada de cemento, el pozo esta estático, por lo que, no hay caídas de presión aún, en este punto el pozo está lleno de lodo de perforación.

Tabla 22. Densidad equivalente de circulación antes de circular, elaboración propia.

Densidad equivalente de circulación antes de circular				
Fluido	Profundidad [ft]	Caídas de presión por Fricción [psi]	Presión hidrostática [psi]	Densidad Equivalente de Circulación [g/cc]
Lodo de perforación	15255.906	0	10725.15	1.620

Para entender de mejor manera las siguientes tablas donde se presentan los resultados de las densidades equivalentes de circulación en cierto tiempo, en la **ILUSTRACIÓN 53** se muestra con colores y su significado, para así tener un mejor análisis de los fluidos en las caídas de presión en el espacio anular frente a la formación.

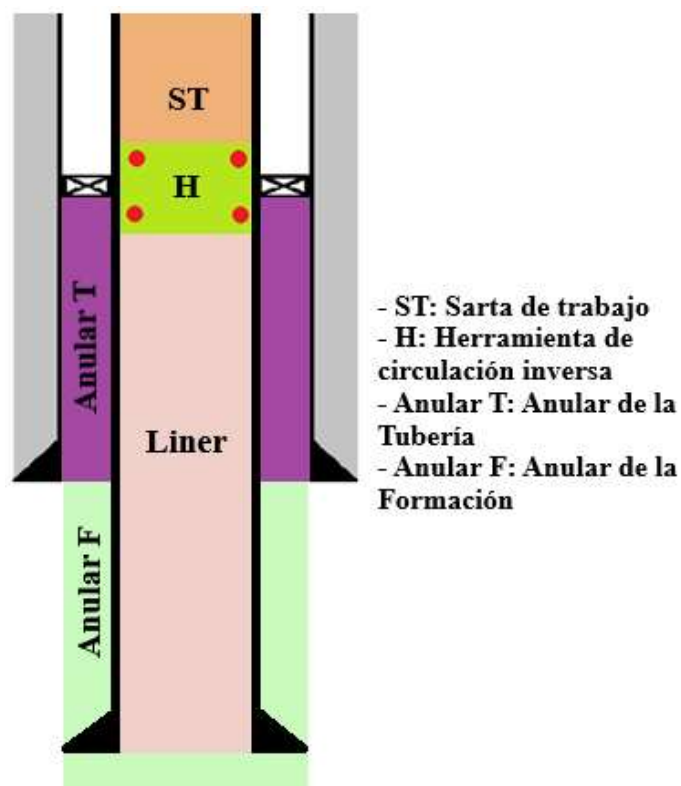


Ilustración 53. Representación de la última etapa. Elaboración propia

En la siguiente **TABLA 23** se muestra la ECD al empezar las actividades de cementación de pozo, donde ahora si hay presión por caída de presión en el anular. Hasta este punto el lodo de perforación es el único fluido en el espacio anular (anular F) que está en contacto con la formación, en la sarta de trabajo (ST) conectada a la herramienta de cruce hay parte del bache lavador, bache espaciador, la lechada de cemento y el fluido de desplazamiento, en el espacio anular entre la tubería de revestimiento y el liner esta parte del bache lavador (anular). Hasta este punto han pasado 31 min y la ECD está dentro de los márgenes de presión, no se presenta ningún problema a la formación, por lo que, se puede continuar con las operaciones de cementación de manera segura sin presentar dificultades.

Tabla 23. Cálculo de la densidad equivalente de circulación con Circulación inversa, inicio de circulación, elaboración propia.

	Densidad equivalente de circulación inicio de circulación (min 31)					
	Fluido	Profundidad [ft]	Caídas de presión por Fricción [psi]	Presión hidrostática [psi]	Presión hidrostática Total [psi]	Densidad Equivalente de Circulación [g/cc]
Anular F	Lodo de perforación	2132.55	143.59	1499.22	10795.69	1.61
Anular	Bache lavador	403.54	0.00	283.70		
ST	Bache lavador	1592.88		1119.82		
	Bache espaciador	2298.88		1626.13		
	Lechada de cemento	5127.20		3649.01		
	Fluido de desplazamiento	3700.85		2617.82		

En la **TABLA 24** se muestran los cálculos cuando el bache lavador entra en contacto con la formación en el espacio anular (anular F). En este momento tanto como el lodo de perforación como el Bache lavador están en contacto con la formación (anular F), por lo que, hay caídas de presión por fricción de estos dos fluidos, los fluidos que están en la sarta de trabajo (ST) son el bache lavador, la lechada de cemento y el fluido de desplazamiento. Hasta este punto han transcurrido 40 minutos, la ECD está dentro de los gradientes de presión, tanto del de poro como el de fractura, sigue sin presentar cambios bruscos, se puede seguir operando dentro de los márgenes sin complicaciones.

Tabla 24. Cálculo de la Densidad equivalente de circulación con Circulación Inversa, cuando empieza a entrar el Bache lavador; elaboración propia.

Densidad equivalente de circulación cuando empieza a entrar el Bache lavador (minuto 40)						
	Fluido	Profundidad [ft]	Caídas de presión por Fricción [psi]	Presión hidrostática [psi]	Presión hidrostática Total [psi]	Densidad Equivalente de Circulación [g/cc]
Anular F	Lodo de perforación	1222.08	82.28	859.14	10802.60	1.62
	Bache lavador	910.47	9.36	640.07		
Anular	Bache lavador	403.54	0.00	283.70		
ST	Bache espaciador	1592.88		1126.73		
	Lechada de cemento	5127.20		3649.01		
	Fluido de desplazamiento	5999.74		4243.95		

En la siguiente **TABLA 25** están los resultados que se obtienen al sustituir los valores correspondientes en las anteriores ecuaciones. En este punto el bache espaciador entra en contacto con la formación, dentro del espacio anular que está en contacto con la formación se encuentran el bache lavador y espaciador, por lo que se calculan las caídas de presión por fricción con estos dos fluidos, hasta este punto han transcurrido 45 min, la lechada de cemento está a punto de entrar a la herramienta de circulación inversa. Sigue sin presentarse ningún problema en las operaciones, la densidad aumento ligeramente, pero está dentro de los rangos de presión, se debe de manejar y verificar en todo momento los parámetros de las actividades de operación para operar de manera segura, sin arriesgar al personal y a los equipos de trabajo.

Tabla 25. Cálculo de la Densidad equivalente de circulación con Circulación Inversa, cuando empieza a entrar el Bache espaciador; elaboración propia.

Densidad equivalente de circulación cuando empieza a entrar el Bache espaciador (minuto 45)						
	Fluido	Profundidad [ft]	Caídas de presión por Fricción [psi]	Presión hidrostática [psi]	Presión hidrostática Total [psi]	Densidad Equivalente de Circulación [g/cc]
Liner	Lodo de perforación	0.00	0.00	0	10808.30	1.62
Anular F	Bache lavador	1222.08	12.56	859.14		
	Bache espaciador	910.47	57.71	644.02		
Anular T	Bache espaciador	403.54	0.00	285.45		
ST	Lechada de cemento	5127.20		3649.01		
	Fluido de desplazamiento	7592.62		5370.68		

En la siguiente **TABLA 26** se muestran los resultados del momento en el que el cemento entra a una parte del espacio anular que está en contacto con la formación, en este punto es importante observar los cambios de presión, ya que al tener una reología y una mayor densidad diferente en la lechada de cemento se pueden encontrar variaciones en las EDC. En este punto los fluidos que están frente a la formación son el bache espaciador y la lechada de cemento, por lo que se consideran solo estos dos fluidos para el cálculo de las caídas de presión por fricción en el anular. Han transcurrido 52 minutos hasta ese punto y sigue sin presentar un incremento o decremento que pueda originar un influjo o una fractura a la formación, hasta este punto las operaciones son seguras para el personal operativo y para las actividades de cementación.

Tabla 26. Cálculo de la Densidad equivalente de circulación con Circulación Inversa, cuando entra el cemento, elaboración propia.

Densidad equivalente de circulación cuando entra el cemento (minuto 52)						
	Fluido	Profundidad [ft]	Caídas de presión por Fricción [psi]	Presión hidrostática [psi]	Presión hidrostática Total [psi]	Densidad Equivalente de Circulación [g/cc]
Liner	Lodo de perforación	0	0.00	0	10808.08	1.61
	Bache lavador					
Anular F	Bache espaciador	1222.08	77.46	864.45		
	Lechada de cemento	910.47	70.19	647.97		
Anular	Lechada de cemento	403.54	0.00	287.20		
ST	Lechada de cemento	2538.55		1806.68		
	Fluido de desplazamiento	10181.27		7201.78		

En la **TABLA 27** se muestra ya casi el final de la circulación de la lechada de cemento, en este punto el único fluido que está en contacto con la formación es la lechada de cemento, por lo que, solo se toma en cuenta este fluido para los cálculos de las caídas de presión por fricción en el anular. Ya han transcurrido 58 minutos y sigue sin presentarse un problema en las operaciones, se muestra en donde está colocado cada fluido que se utilizó durante la operación de cementación con circulación inversa, hasta este momento de las actividades no se presentan cambios significativos o de riesgo al pozo.

Tabla 27. Cálculo de la Densidad equivalente de circulación con Circulación Inversa, cemento frente a la formación, elaboración propia.

Densidad equivalente de circulación, cemento frente a la formación (58 minutos)						
	Fluido	Profundidad [ft]	Caídas de presión por Fricción [psi]	Presión hidrostática [psi]	Presión hidrostática Total [psi]	Densidad Equivalente de Circulación [g/cc]
Liner Interior	Lodo de perforación	0	0.00	0	10805.36	1.61
	Bache lavador					
	Bache espaciador					
ST	Lechada de cemento	690.32		491.30		
Anular	Lechada de cemento	403.54		287.20		
Anular F	Lechada de cemento	2132.55	164.39	1517.72		
ST	Fluido de desplazamiento	12029.50	0.00	8509.14		

6.5.3. Densidad Equivalente de Circulación por Circulación Convencional

En la **TABLA 28** se muestran la densidad equivalente antes de empezar a circular la lechada de cemento, al no existir circulación, el pozo esta estático, por lo cual, no hay caídas de presión en este momento de las operaciones.

Tabla 28. Cálculo de la Densidad equivalente de circulación antes de circular, elaboración propia.

Densidad equivalente de circulación antes de circular				
Fluido	Profundidad [ft]	Caídas de presión por Fricción [psi]	Presión hidrostática [psi]	Densidad Equivalente de Circulación [g/cc]
Lodo de perforación	15255.906	0	10725.15	1.620

En la **TABLA 29** se muestran los cálculos de las caídas de presión por fricción, el único fluido que se toma en cuenta es el lodo de perforación, ya que, es el que está en contacto con la formación, hasta este punto han pasado 49 minutos, la ECD aumento y está casi al punto de la presión de fractura, presenta un riesgo porque puede llegar a ocasionar una fractura a la formación y poner en riesgo tanto al personal como a las operaciones de cementación en campo.

Tabla 29. Cálculo de la Densidad equivalente de circulación con circulación convencional, inicio de circulación, elaboración propia.

Densidad equivalente de circulación inicio de circulación (minuto 49)						
	Fluido	Profundidad [ft]	Caídas de presión por Fricción [psi]	Presión hidrostática [psi]	Presión hidrostática Total [psi]	Densidad Equivalente de Circulación [g/cc]
Anular F	Lodo de perforación	2132.55	143.59	1499.22	10807.49	1.65
TP	Bache lavador	984.25	0.00	691.95		
	Bache espaciador	984.25		696.22		
	Lechada de cemento	567.59		403.95		
ST	Lechada de cemento	4134.22		2942.31		
	Fluido de desplazamiento	8585.60		6073.07		

En la siguiente **TABLA 30** se muestran los resultados al haber transcurrido 56 minutos, en este punto el bache lavador está en contacto con la formación, los fluidos que están en contacto son el lodo de perforación y el bache lavador, estos dos fluidos se consideran para calcular las caídas de presión por fricción en el espacio anular, en este punto decrece la EDC pero se tiene que mantener monitoreada por cualquier cambio brusco de presión en las operaciones en campo.

Tabla 30. Cálculo de la Densidad equivalente de circulación con circulación convencional, cuando empieza a entrar el Bache lavador; elaboración propia.

Densidad equivalente de circulación cuando empieza a entrar el Bache lavador (Minuto 56)						
	Fluido	Profundidad [ft]	Caídas de presión por Fricción [psi]	Presión hidrostática [psi]	Presión hidrostática Total [psi]	Densidad Equivalente de Circulación [g/cc]
Anular F	Lodo de perforación	818.54	55.11	0	10812.83	1.64
	Bache lavador	1314.01	13.50			
TP	Bache espaciador	984.25	0.00	700.49		
	Lechada de cemento	1551.84		1104.44		
ST	Lechada de cemento	2412.27		1716.80		
	Fluido de desplazamiento	10307.55		7291.11		

En la **TABLA 31** se muestran los resultados cuando han transcurrido 63 minutos, hasta este momento el bache espaciador se encuentra en contacto con la formación, los fluidos que se toman en cuenta para el cálculo de las caídas de presión por fricción en el anular son el bache lavador y espaciador, el resultado de la ECD está pegado al margen de presión fractura.

Tabla 31. Cálculo de la Densidad equivalente de circulación con circulación convencional, cuando empieza a entrar el Bache espaciador; elaboración propia.

Densidad equivalente de circulación cuando empieza a entrar el Bache espaciador (minuto 63)						
	Fluido	Profundidad [ft]	Caídas de presión por Fricción [psi]	Presión hidrostática [psi]	Presión hidrostática Total [psi]	Densidad Equivalente de Circulación [g/cc]
	Lodo de perforación	0.00	0.00	0	10800.88	1.65
Anular F	Bache lavador	818.54	8.41	0.00		
	Bache espaciador	1314.01	83.29	0.00		
Liner	Lechada de cemento	2195.21		1562.32		
	Fluido desplazamiento	340.88		241.12		
ST	Fluido de desplazamiento	12719.82		8997.44		

En la siguiente **TABLA 32** se muestra cuando la lechada de cemento ya entra en contacto con la formación, para los cálculos de las caídas de presión por fricción en el anular es la lechada de cemento y el bache espaciador, en este punto han transcurrido 68 minutos, el resultado de la ECD está pegado al margen de presión fractura y apenas la lechada de cemento está entrando en contacto con la lechada de cemento.

Tabla 32. Cálculo de la Densidad equivalente de circulación con circulación convencional, cuando entra el cemento, elaboración propia.

	Densidad equivalente de circulación cuando entra el cemento (minuto 68)					
	Fluido	Profundidad [ft]	Caídas de presión por Fricción [psi]	Presión hidrostática [psi]	Presión hidrostática Total [psi]	Densidad Equivalente de Circulación [g/cc]
	Lodo de perforación	0	0.00	0	10797.96	1.653
	Bache lavador					
Anular F	Bache espaciador	1222.08	77.46	0.00		
	Lechada de cemento	910.47	70.19	0.00		
Liner	Lechada de cemento	1522.31	0.00	1083.42		
	Fluido de desplazamiento	1013.78		717.10		
ST	Fluido de desplazamiento	12719.82		8997.44		

En el minuto 74 la lechada de cemento esta frente a la formación, ya no hay otro fluido en contacto con la formación, por lo que, la lechada de cemento es el único fluido que se toma en cuenta para el cálculo de las caídas de presión por fricción en el anular, en la **TABLA 33** se muestran los resultados, la ECD sigue estando arriba de la presión de fractura, por lo que hay daño a la formación.

Tabla 33. Cálculo de la Densidad equivalente de circulación con circulación convencional, cemento frente a la formación, elaboración propia.

	Densidad equivalente de circulación, cemento frente a la formación (minuto 74)							
	Fluido	Profundidad [ft]	Caídas de presión por Fricción [psi]	Presión hidrostática [psi]	Presión hidrostática Total [psi]	Densidad Equivalente de Circulación [g/cc]		
	Lodo de perforación	0	0.00	0	10793.95	1.655		
	Bache lavador							
	Bache espaciador							
	Fluido desplazamiento							
Liner	Lechada de cemento	598.33		425.83				
Anular	Lechada de cemento	2132.55	164.39	0.00				
Liner	Fluido de desplazamiento	1937.76	0.00	1370.69				
ST	Fluido de desplazamiento	12719.82		8997.44				

Los resultados que se obtuvieron de manera teórica fueron positivos con la técnica de cementación con circulación inversa frente la convencional, las densidades equivalentes de circulación calculadas a cierto momento están dentro de los márgenes de presión, en la **TABLA 34** se muestran los porcentajes de diferencia en las EDC, son similares al estudio que se hizo como se muestra en la **TABLA 8**, este porcentaje va a variar dependiendo la profundidad, el factor de fricción, las propiedades reológicas del fluido, así como de la temperatura del fluido. Los recuadros que están en naranja en la **TABLA 34** representan que están tocando la presión de fractura, y el recuadro en rojo representa que se ha excedido la presión de fractura, por lo que se presenta un daño a la formación.

Tabla 34. Tabla Comparativa Convencional vs Circulación Inversa, elaboración propia.

Tabla Comparativa			
	Circulación Convencional	Circulación Inversa	Porcentaje
	[g/cc]	[g/cc]	%
Densidad equivalente de circulación antes de circular	1.62	1.62	0.00
Densidad equivalente de circulación inicio de circulación	1.65	1.61	- 3
Densidad equivalente de circulación cuando empieza a entrar el Bache lavador	1.64	1.62	- 2
Densidad equivalente de circulación cuando empieza a entrar el Bache espaciador	1.65	1.62	- 2
Densidad equivalente de circulación cuando entra el cemento	1.65	1.61	- 3
Densidad equivalente de circulación, cemento frente a la formación	1.66	1.61	- 3

En la **TABLA 35** se muestran los resultados obtenidos de manera teórica de las EDCs y el minuto donde se encontraba la lechada de cemento, en cada ECD se consideró los fluidos y el lugar en el que se encontraban, para así tomar en cuenta que fluidos estaban en contacto con la formación y calcular las caídas de presión por fricción en el anular, en esta tabla se muestra la reducción del tiempo con la circulación inversa, ya que al desviar el fluido por el espacio anular reduce el tiempo de colocación de la lechada de cemento, además de que operar con la técnica de circulación inversa mostro mejores resultados frente a la convencional.

Tabla 35. Resultados obtenidos de manera teórica de las EDCs, elaboración propia.

Convencional		Inversa	
Minuto	ECD [g/cc]	Minuto	ECD [g/cc]
0	1.62	0	1.62
49	1.65	31	1.61
56	1.64	40	1.62
63	1.65	45	1.62
68	1.65	52	1.61
74	1.66	58	1.61

En la siguiente **ILUSTRACIÓN 54** se muestra la gráfica de la Densidad Equivalente de Circulación, donde se muestra los cambios de las ECD conforme pasa el tiempo de las operaciones de cementación, en la ECD por circulación inversa (línea naranja) se muestra que están dentro de los márgenes de presión, tanto de la de poro (línea negra) como la de fractura (línea punteada roja). En la ECD por circulación inversa se muestra un pico de aumento cuando los baches están en contacto con la formación, esto se debe a su reología de los baches, las caídas de presión son bajas, en la ECD por circulación convencional (línea azul) hay un pico decreciente cuando los baches están en contacto con la formación, por lo mismo de que las caídas de presión mínimas, el aumento viene cuando la lechada de cemento entra en contacto con la formación, donde los resultados obtenidos de manera teórica muestran una fractura a la formación porque exceden la presión de fractura. El comportamiento de las ECD es similar a las del estudio que se hizo, como se muestra en la **ILUSTRACIÓN 27**.

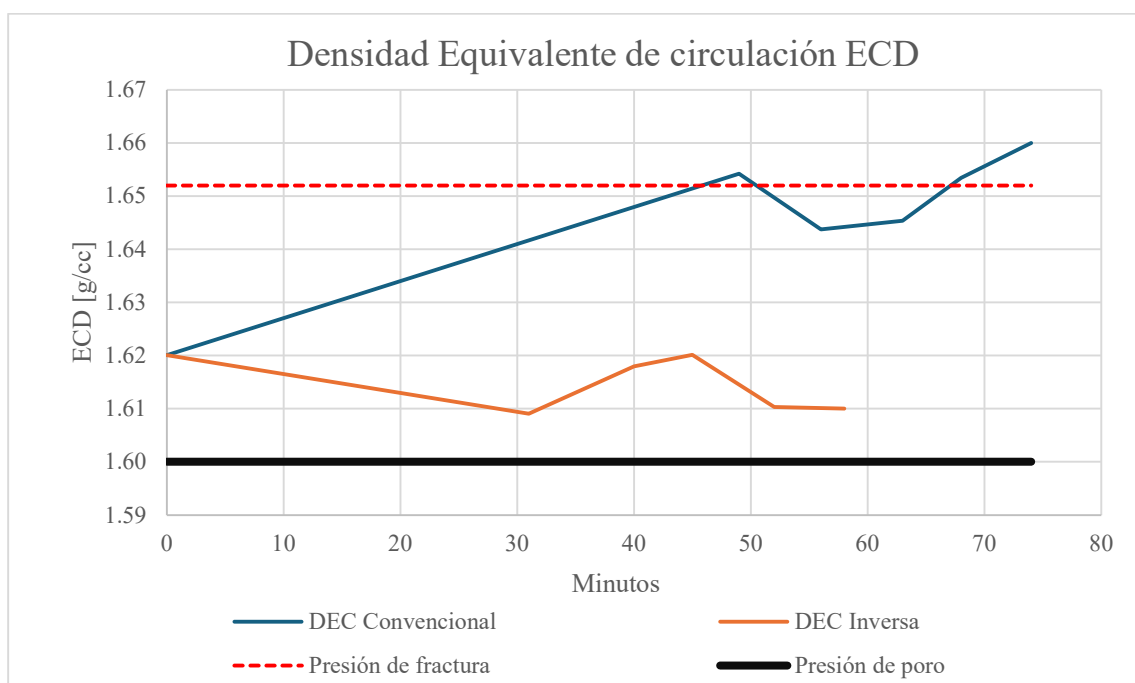


Ilustración 54. Densidad Equivalente de Circulación de la técnica convencional e inversa, elaboración propia.

En la **ILUSTRACIÓN 55** se muestra la ventana operativa en la zona del liner a cementar, se muestra, las ECD al momento que la lechada está en contacto con la formación, tanto de la convencional (línea morada) como la inversa (línea verde), también la densidad de la lechada de cemento que se usó (línea roja). Se observa que la ECD convencional esta fuera de los márgenes de presión, por lo cual se tendría problemas operacionales como perdidas de circulación, daño a la formación, contaminación al manto acuífero, un influjo, una lechada de cemento insuficiente, todo esto representa un incremento en los costos y tiempo de la operación, ya que se tiene que llevar a cabo una cementación de remediación, así como otros procesos para mitigar las problemáticas que se tenga con la cementación por circulación convencional, la ECD por circulación inversa presenta una eficiente circulación, está dentro

de los márgenes de presión, presenta un pico creciente cuando los baches entran en contacto con la formación pero no presentan riesgos operativos ni al medio ambiente.

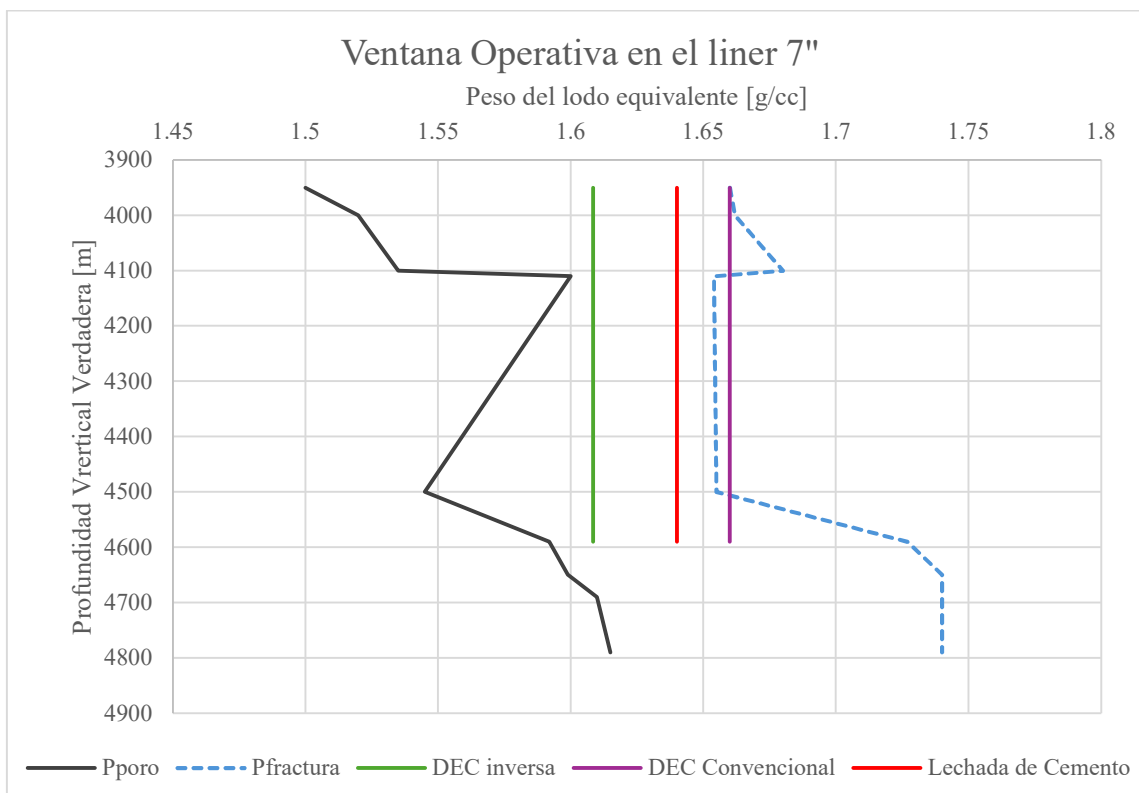


Ilustración 55. Ventana operativa en la zona del liner a cementar, elaboración propia.

En la **ILUSTRACIÓN 56** se muestra la ventana operativa completa del Pozo A1-EXP, solo teniendo en cuenta las ECD del liner 7", y el diseño de las lechadas de cemento para todo el pozo.

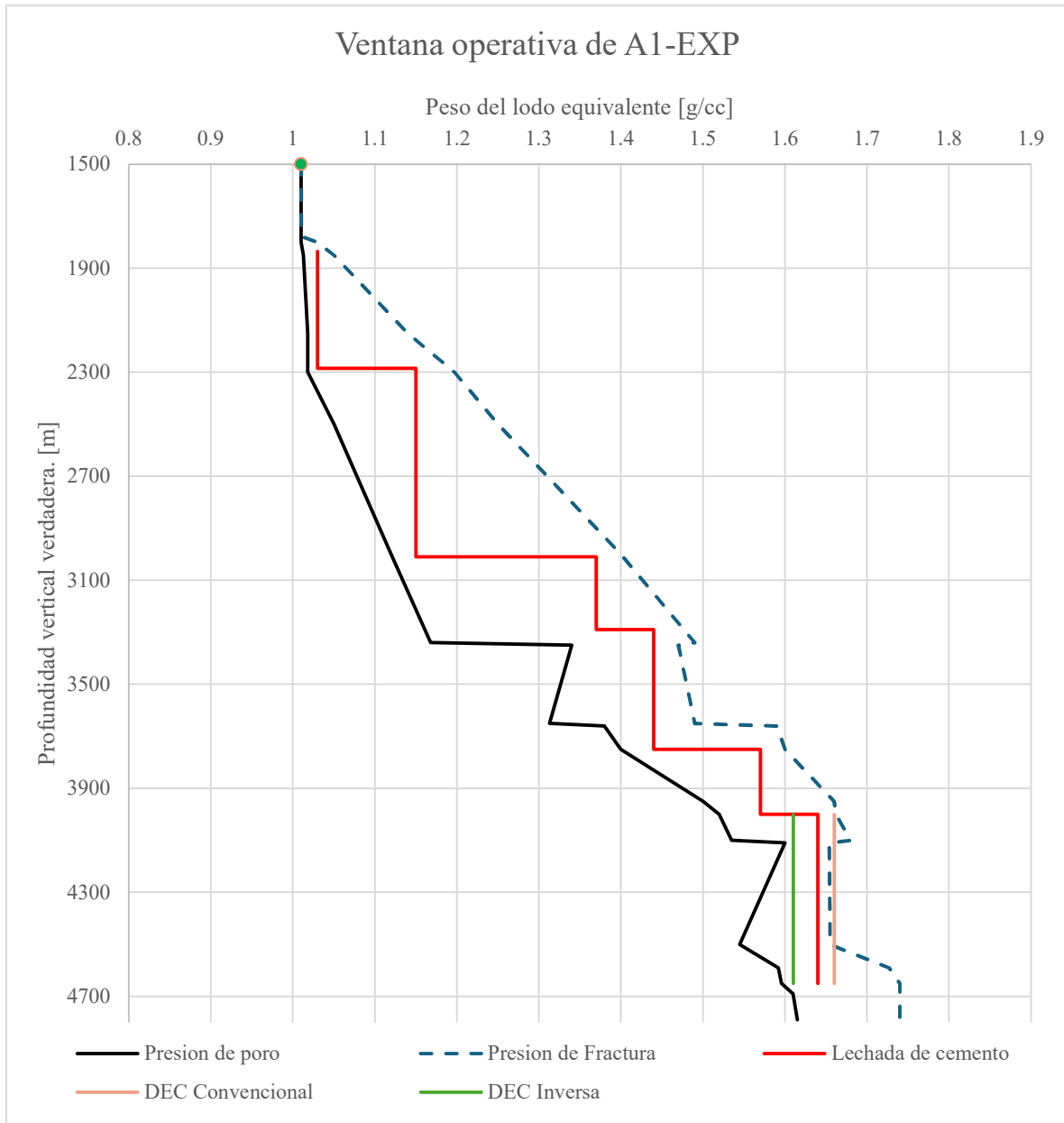


Ilustración 56. Ventana operativa completa del Pozo A1-EXP y las ECD del liner 7'', elaboración propia

6.5.1. Evaluación del Desempeño de la Circulación Inversa

Al utilizar una técnica para ejecutar alguna operación, se tiene que analizar y evaluar su desempeño, laboratorio, con software que sean aptos, analizar la rentabilidad y las ventajas que representa cada técnica para llevar a cabo la operación de manera eficiente y segura.

Teóricamente el desempeño de la lechada fue bueno, ya que se pueden reducir los tiempos bombeables, la Densidad Equivalente de Circulación, con los estudios y avances que se le han hecho a esta técnica se han observado diferentes ventajas, por lo que, se puede saber que también aplicaría en este pozo al usar esta técnica, conocer estos resultados queda fuera del

alcance de esta tesis, pero con estudios hechos se puede conocer los resultados y por ello tomarlos en cuenta.

6.5.2. Optimización de Parámetros Operativos

Optimizar parámetros en las operaciones en campo es importante, siempre y cuando se garantice el éxito de las operaciones y la seguridad tanto del personal como de los equipos de herramientas que se utilizan para ejecutar dichas operaciones.

Con la técnica de la circulación inversa se logra optimizar la Densidad equivalente de Circulación, la cual es importante calcular y conocer para tener un diseño de fluidos que prevengan problemas en el pozo, ya sea un influjo si la ECD está por debajo de la presión de poro o una fractura a la formación si la ECD está por arriba de la presión de fractura. En los cálculos, teóricamente se muestra que con la circulación convencional se tendría problemas en la DEC, donde se fractura la formación.

Los tiempos bombeables también hay una optimización, aunque son 20 min aprox, son minutos que pueden ser vitales, y eso considerando un caudal de 5 [gpm], la herramienta que se usa para la ejecución de la técnica de circulación inversa logra soportar hasta caudales de 10 [gpm], lo cual ayudaría en los tiempos bombeables, los costos de renta de las herramientas y equipos utilizados durante las operaciones de cementación inversa.

Al reducir tiempos de la colocación de la lechada de cemento, se puede evitar el uso de aditivos que puedan comprometer a la integridad de la lechada de cemento una vez que haya fraguado.

En los valores reológicos se puede optimizar, ya que no es necesario una lechada muy viscosa o aditivos que alteren demasiado la viscosidad, ya que tener una lechada muy viscosa puede afectar en la presión de las bombas cuando se enfrenta al choque térmico que se tiene en el tirante de agua y al entrar al pozo.

La lechada de cemento al entrar directamente por el espacio anular incrementa la temperatura y con ello se logra una hidratación de la lechada, por consecuencia un fraguado más rápido a comparación de la convencional.

6.5.3. Análisis de Riesgos y Soluciones

En las operaciones en pozos de aguas profundas con gradientes de presión reducidos es necesario cuidar aspectos como la temperatura y la presión del pozo, así como las densidades de circulación equivalente, el diseño de los fluidos, los cuales deben ser compatibles con la formación y no poner en riesgo la integridad del pozo, del personal y del medio ambiente.

Se tienen que hacer estudios necesarios y análisis para tener una elección correcta de las técnicas a emplear, herramientas y los diseños de los fluidos, así como los tiempos y alternativas para mitigar algún posible problema que se llegara a presentar en las operaciones que se estén llevado a cabo, por lo que la técnica de cementación por circulación inversa fue elegida tras evaluarla.

Con los estudios y pruebas de campo se pueden analizar posibles riesgos que se pueden tener y así encontrar soluciones a estos posibles problemas, así como tener al personal que tenga capacidad de actuar en caso de un problema.

6.5.4. Análisis Técnico-Ambiental de la Circulación Inversa

Al usar una técnica para ejecutarla en las operaciones de cementación de un pozo se tiene que analizar la parte técnico-ambiental, ya que se tiene que analizar si es rentable frente a técnicas convencionales, incluso frente a otras técnicas, ya que se busca rentabilidad, reducción de tiempos, seguridad operativa y ambiental, ya que tener problemas no solo afecta en los costos, afecta al medio ambiente y el personal operativo.

6.5.4.1. Reducción de Riesgos

Con estudios que se han realizado a la técnica de cementación por circulación inversa se conoce que tiene ciertas ventajas, entre ellas las que se mencionaron con anterioridad, como:

- La reducción de las Densidades equivalentes de Circulación (DEC)
- Mejora en el desplazamiento de los fluidos ocupados en la cementación
- Reducción en los tiempos de espesamiento de la lechada de cemento
- Mejora del desarrollo de la resistencia a la compresión
- La seguridad y la gestión ambiental mejoran
- La selección de lechada de cemento se vuelve más sencilla al no ocupar distintos aditivos
- La producción de la formación se vuelve más segura ya que existe un menor riesgo de invasión de cemento en la zona productora

Teóricamente se vio la reducción de las Densidades Equivalentes de Circulación, lo cual representa una reducción a riesgos como fractura de la formación, lo que puede desencadenar en pérdidas de fluidos, influjos, una cementación deficiente, no llegar a cementar hasta el objetivo (TOC deseado), daño a la formación ya que al fracturar la formación se perdería fluido, se pondría en riesgo las operaciones, los mantos acuíferos y al personal operativo, ya que puede presentar un suceso similar en la macondo, donde la cementación fue deficiente.

El choque térmico representa un factor importante, ya que se debe elegir fluidos que sean eficientes de bombear, no debe de ser tan viscoso porque las caídas de presión en tuberías sería enorme, en esta tesis no se evaluó las caídas de presión por las tuberías, por lo que queda fuera del alcance de este trabajo, pero tampoco tan débil, ya que si no se tiene una viscosidad deseada puede empezar a filtrar a la formación. Con las pruebas en laboratorio se observó los cambios en los valores reológicos, por lo que cuidar la reología de los fluidos empleados y la lechada de cemento es fundamental, ya que, los valores reológicos impactan en las caídas de presión, tal como se observó en los cálculos en las caídas de presión por fricción en el espacio anular.

Con esta técnica se puede obtener una mejor limpieza de pozo y con ello tener una mejor adherencia del cemento, lo cual sería positivo, ya que no habría riesgo de filtración de fluidos, habría un sello eficiente, por lo que no representaría riesgo a la formación y al personal operativo.

7. Conclusiones

7.1. Conclusiones

Este trabajo se analizó el uso de diferentes técnicas en las operaciones de cementación de pozos como alternitas a la cementación convencional en aguas profundas, donde se suele presentar desafíos como la ventana operativa con márgenes de presión reducidos. Usar la cementación convencional en ambientes de aguas profundas a veces no es rentable económica y operativamente, ya que al presentar diferentes desafíos este ambiente, se vuelve más complejo operar de manera eficiente y seguro, ya que con el método convencional se pueden presentar problemas como una mala calidad de cementación, una deficiente adherencia a las paredes del pozo, posible fractura a la formación al tener un aumento en la densidad equivalente de circulación y sobre pasar el gradiente de fractura, con ello también tener pérdida de fluido al momento de circular.

Las propiedades reológicas tienen efecto en la presión hidrostática, el análisis demostró tanto de manera teórica y con pruebas de laboratorio que, si tienen efecto, ya que una lechada muy viscosa afecta de manera negativa porque incrementa la columna hidrostática, esto se debe a se les aplica mayor presión a las bombas para poder circular la lechada en el pozo, esto surge por la presión de fricción que se genera tanto en las tuberías como en la formación. El choque térmico tiene un impacto en las propiedades reológicas y a la integridad estructural del cemento, ya que las bajas temperaturas en el fondo del mar afectan a la lechada y esto hace que se retarde la hidratación del cemento, también con las bajas temperaturas hace que la lechada aumente sus valores reológicos, y cuando aumenta la temperatura puede haber un fraguado prematuro, y esto afecta a la integridad estructural ya que puede llegar a tener una mala calidad de la cementación.

Las técnicas de cementación tanto con circulación inversa como cementación con manejo de presión (MPC por sus siglas en inglés), presentan mejoras para lograr operar de manera segura y eficiente en ambientes de aguas profundas con ventanas operativas con gradientes de presión reducidos, este trabajo, los estudios y aplicaciones en diferentes pozos muestran datos positivos en las operaciones y como alternativas frente a las técnicas convencionales.

Tanto la circulación inversa como la cementación con manejo de presión (MPC) son técnicas confiables de operar en pozos con ventanas operativas con márgenes de presión, ya que ambas técnicas ayudan directamente al control de la densidad equivalente de circulación, lo cual es positivo porque se pueden evitar problemas operativos. En la industria petrolera es importante tener avances tecnológicos para poder operar con seguridad y de manera eficiente, para evitar tener problemas ambientales y operativos.

7.2. Limitaciones del Estudio

Este trabajo presenta limitaciones de estudio, ya que no se usó ningún software para obtener los cálculos de las densidades equivalentes de circulación, tanto para la circulación inversa y la Cementación con Manejo de Presión.

También presenta limitaciones en el uso de datos reales de los fluidos usados en las operaciones de cementación, por lo cual se tuvieron que realizar cálculos bajo condiciones simuladas.

Otra de las limitaciones de este trabajo fue el uso de software, ya que no están disponibles para el público o la comunidad estudiantil, ya que los softwares en la técnica de MPC son esenciales para el análisis de los fluidos y del análisis de las EDCs, al igual que comparar la técnica convencional frente a MPC de manera realista, de la misma forma con la técnica de circulación inversa.

Los datos y el análisis fueron de manera de teórica y con pruebas de laboratorio, no se pudo llevar a operaciones reales, por lo que limita el estudio de este trabajo, ya que en campo pueden llegar a cambiar las condiciones.

7.3. Recomendaciones para Futuras Investigaciones y Desarrollo Tecnológico

Para lograr el éxito de las operaciones se debe analizar las diferentes técnicas que existen como alternativas frente a la cementación convencional, ya que es importante operar de manera eficiente y segura, para evitar problemas operativos y ambientales, al igual que es de suma importancia la comunicación de todas las áreas que conforman la operación en campo.

Se recomienda el uso de software especializados para las técnicas, para que se tenga un análisis más completo de estas técnicas, al igual que tener los datos de los fluidos usados y hacer el estudio de estos fluidos que se usan en la cementación para tener datos aún más reales que se puedan presentar en campo.

Lista de ilustraciones

Ilustración 1. Sistema de Izaje, fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos.....	8
Ilustración 2. Sistema rotatorio, fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos.	9
Ilustración 3, Sistema de Circulación, fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos.	10
Ilustración 4. Sistema de potencia, fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos.	10
Ilustración 5. Sistema de seguridad, fuente: Comisión Nacional de Hidrocarburos.....	11
Ilustración 6. Presión hidrostática, modificada de: (Conceptos Básicos de Presiones, 2018).	18
Ilustración 7. Ventana operativa. Elaboración propia.....	19
Ilustración 8. BOP Fuente: Dongsu, 2023.	23
Ilustración 9. Cementación de tubería, creación propia.	24
Ilustración 10. Unidad de cementación Fuente: (WESSCO, n.d.).	33
Ilustración 11. Unidad de cementación marina Fuentes: (Comansum, n.d.)	33

Ilustración 12. Cabezal de cementación, modificada de: (Wessco, n.d.)	34
Ilustración 13. Zapata flotadora, modificada de: (SHANDONG RUNDONG PETROLEUM MACHINERY, n.d.)	35
Ilustración 14. Cuello Flotador, modificada de: (SHANDONG RUNDONG PETROLEUM MACHINERY, n.d.)	35
Ilustración 15. Tapón de desplazamiento Fuente: (RUGAO YAOU, n.d.)	36
Ilustración 16. Centradore fuente: (Wennian, n.d.).....	36
Ilustración 17. Operación posterior a la perforación de un intervalo, modificado de: (E. Nelson, 2012).....	38
Ilustración 18. Bombeo de fluidos y la lechada de cemento modificado de: (E. Nelson, 2012)	38
Ilustración 19. Bombeo del Fluido de desplazamiento, modificada de: (E. Nelson, 2012)	39
Ilustración 20. Colocación de la lechada en el espacio anular, modificada de: (E. Nelson, 2012) ..	39
Ilustración 21. Taponamiento y abandono de pozo, modificada de: (Vrålstad et al., 2018).....	41
Ilustración 22. Mercado Global de Exploración de hidrocarburos en Aguas Profundas modificada de: (Juyal, 2022)	45
Ilustración 23. Reducción de las presiones en aguas profundas modificada de: (Cummings et al., 2015).....	55
Ilustración 24. Ventana operativa con márgenes de presión reducidos, Elaboración propia.	56
Ilustración 25. Flujo en la técnica de Cementación por Circulación Inversa: Reverse, modificada de: (Reagins et al., 2016)	59
Ilustración 26. Flujo de la cementación convencional, modificada de: (Reagins et al., 2016).....	60
Ilustración 27. Gráfica de comparación de la ECD inversa y convencional, modificada de: (Wreden et al., 2014)	65
Ilustración 28. Sistema de herramienta para la técnica de cementación por circulación inversa, modificada de: (Reagins et al., 2016)	67
Ilustración 29. Posiciones de la herramienta, abierta, cerrada y cuando se reabre, modificada de: (Reagins et al., 2016).	69
Ilustración 30. Los tipos de posicionamiento de la herramienta, directa, inversa y de asilamiento, modificada de: (Reagins et al., 2016).	70
Ilustración 31. Mecanismo del collar flotador cuando está abierto y cerrado, modificado de: (Reagins et al., 2016).	71
Ilustración 32. (a) sistema de doble aleta, (b) conjunto de válvula de bombeo, (c) zapata guía modificada de: (Hernandez & Halliburton, 2012)	73
Ilustración 33. Esquema del sistema de circulación MPC de aguas profundas, modificada de: (Teoh et al., 2019).....	76
Ilustración 34. Diagrama de flujo de iteración: planificación MPC de los pozos, modificada de: (Teoh et al., 2019).	78
Ilustración 35. Pozo A – Predicción del perfil de ECD para cementación convencional, , modificado de: (Teoh et al., 2019).	81
Ilustración 36. Pozo B – Predicción del perfil de ECD para cementación convencional, , modificado de: (Teoh et al., 2019)	82
Ilustración 37. Pozo A – Predicción de perfiles ECD de MPC, modificado de: (Teoh et al., 2019)	83
Ilustración 38. Pozo B – Predicción de perfiles de ECD de MPC, fuente: (Teoh et al., 2019).....	84
Ilustración 39. Dispositivo de Control Rotatorio (RCD Rotary Control Device), fuente: (Antonio Balanza et al., 2015)	85

Ilustración 40. Estrangulador MPD Automatizado, fuente: (Antonio Balanza et al., 2015)	85
Ilustración 41. Ventana Operativa del Pozo A1-EXP. Elaboración propia.....	87
Ilustración 42. Embarcación Maersk Valiant, fuente (Abre Wintershall Dea Nuevas Perspectivas En Las Cuencas Del Sureste - Global Energy, n.d.).....	88
Ilustración 43. Estado mecánico del Pozo A1-EXP, elaboración propia.	90
Ilustración 44. Flujo de los fluidos con la técnica de la Circulación Inversa, elaboración propia. ..	91
Ilustración 45. Ventana Operativa con los diseños de la lechada de cemento, elaboración propia ..	92
Ilustración 46. Densidad obtenida en el laboratorio.....	94
Ilustración 47. Copa de la balanza de lodos.....	95
Ilustración 48. Consistometro atmosférico	96
Ilustración 49. Fotografía de un cubo de cemento	97
Ilustración 50. Fotografía de la balanza de lodos con la lechada de cemento dentro de la copa	106
Ilustración 51. Fotografía del manómetro al llegar a los 1000 [psi]	107
Ilustración 52. Cubo de cemento después de la prueba de resistencia	108
Ilustración 53. Representación de la última etapa. Elaboración propia	109
Ilustración 54. Densidad Equivalente de Circulación de la técnica convencional e inversa, elaboración propia.	120
Ilustración 55. Ventana operativa en la zona del liner a cementar, elaboración propia.	121
Ilustración 56. Ventana operativa completa del Pozo A1-EXP y las ECD del liner 7'', elaboración propia	122

Lista de las tablas

Tabla 1. Clases de cemento, modificada de: AGICO Cemento.....	27
Tabla 2. Producción de hidrocarburos modificada de: (Editorial Spanish Desk, 2025).	47
Tabla 3. Condiciones extremas y sus desafíos técnicos, modificada de: (Editorial Spanish Desk, 2025).	48
Tabla 4. Elemento geológico, modificada de: (Editorial Spanish Desk, 2025).....	49
Tabla 5. Riesgos ambientales, modificada de: (Editorial Spanish Desk, 2025).	50
Tabla 6. Costos de proyecto, modificada de: (Editorial Spanish Desk, 2025).....	51
Tabla 7. Necesidades, el estado actual en México y los requisitos a futuro, modificada de: (Editorial Spanish Desk, 2025).	51
Tabla 8. Cálculos de la ECD para circulación inversa y convencional, modificada de: (Wreden et al., 2014).	65
Tabla 9. Requisitos que cumple la herramienta, modificada de: (Reagins et al., 2016).	72
Tabla 10. Diseño de los fluidos, elaboración propia.	89
Tabla 11. Densidades de la lechada de cemento usadas para cada etapa, elaboración propia.	93
Tabla 12. Diámetros del liner y anular, elaboración propia.	98
Tabla 13. Fluidos y distancia, elaboración propia.....	98
Tabla 14. Volúmenes de los fluidos, elaboración propia.	99
Tabla 15. Tiempo Bombeable Circulación inversa, elaboración propia.	100
Tabla 16. Tiempo Bombeable Circulación convencional, elaboración propia.....	100
Tabla 17. Parámetros de la bomba Triplex	101
Tabla 18. Parámetros para los cálculos de la ECD	101

Tabla 19. Propiedades de los Fluidos, elaboración propia.	102
Tabla 20. Lecturas tomadas del viscosímetro rotacional a la temperatura de 3°C y 67°C, elaboración propia.	107
Tabla 21. Cálculo de tipo de flujo de cada fluido, elaboración propia.	108
Tabla 22. Densidad equivalente de circulación antes de circular, elaboración propia.	109
Tabla 23. Cálculo de la densidad equivalente de circulación con Circulación inversa, inicio de circulación, elaboración propia.....	110
Tabla 24. Cálculo de la Densidad equivalente de circulación con Circulación Inversa, cuando empieza a entrar el Bache lavador, elaboración propia.....	111
Tabla 25. Cálculo de la Densidad equivalente de circulación con Circulación Inversa, cuando empieza a entrar el Bache espaciador, elaboración propia.	112
Tabla 26. Cálculo de la Densidad equivalente de circulación con Circulación Inversa, cuando entra el cemento, elaboración propia.	113
Tabla 27. Cálculo de la Densidad equivalente de circulación con Circulación Inversa, cemento frente a la formación, elaboración propia.....	114
Tabla 28. Cálculo de la Densidad equivalente de circulación antes de circular, elaboración propia.	114
Tabla 29. Cálculo de la Densidad equivalente de circulación con circulación convencional, inicio de circulación, elaboración propia.....	115
Tabla 30. Cálculo de la Densidad equivalente de circulación con circulación convencional, cuando empieza a entrar el Bache lavador, elaboración propia.....	116
Tabla 31. Cálculo de la Densidad equivalente de circulación con circulación convencional, cuando empieza a entrar el Bache espaciador, elaboración propia.	116
Tabla 32. Cálculo de la Densidad equivalente de circulación con circulación convencional, cuando entra el cemento, elaboración propia.	117
Tabla 33. Cálculo de la Densidad equivalente de circulación con circulación convencional, cemento frente a la formación, elaboración propia.....	118
Tabla 34. Tabla Comparativa Convencional vs Circulación Inversa, elaboración propia.	119
Tabla 35. Resultados obtenidos de manera teórica de las EDCs, elaboración propia.	119

Bibliografía

- Abre Wintershall Dea nuevas perspectivas en las Cuencas del Sureste - Global Energy.* (n.d.). Retrieved April 6, 2026, from <https://globalenergy.mx/noticias/hidrocarburos/abre-wintershall-dea-nuevas-perspectivas-en-las-cuencas-del-sureste/>
- AGICO Cement. (n.d.). *Producción de cemento para pozos de petróleo.* Retrieved October 14, 2025, from <https://cementplants.es/applications/oil-well-cement-production/>
- Alvarado, P., Ramasamy, S., Valecillos, J. C., Arnone, M., Kotara, B., Spreafico, D., Booker, D., Christensen, C., Thain, J., & Brinkley, R. (2024). Managed Pressure Cementing in Deepwater Environment, Evolving from Saving the Well with Perfectly Executed Challenging Primary Cementing Operations to Bring Back Wells to

Productive Life with State-Of-The-Art Remedial Cementing Jobs on Controlled Pressure Manner. *Society of Petroleum Engineers - SPE/IADC Managed Pressure Drilling and Underbalanced Operations Conference and Exhibition, MPDU 2024*. <https://doi.org/10.2118/221446-MS>

Antonio Balanza, J., Carlos Justiniano, L., & Poletzky, I. (2015). *Implementation of Managed Pressure Casing Drilling and Managed Pressure Cementing Techniques in Unconventional Reservoirs*. <http://onepetro.org/SPEDC/proceedings-pdf/15DC/15DC/D012S019R001/3789652/spe-173080-ms.pdf/1>

Baker Hugs. (n.d.). *Acoustic Cement Bond Log CBL service*. Retrieved October 27, 2025, from <https://www.bakerhughes.com/gaffneycline-energy-advisory/geoscience/wireline-well-integrity-evaluation/cement-evaluation/acoustic-cement-bond-log-cbl-service>

Bogaerts, M., Gubanov, E., Dooply, M., Pringuey, T., & Sutama, ; C. (2014). *Reverse Cement Placement Technique: A Case Study from Deepwater Gulf of Mexico*. <http://onepetro.org/SPEDDC/proceedings-pdf/14DDC/14DDC/D011S003R002/1479715/spe-170276-ms.pdf/1>

Comansum. (n.d.). *Cementadoras*. Retrieved October 27, 2025, from <https://comansum.mx/transport/cementadoras/>

CONCEPTOS BÁSICOS DE PRESIONES. (2018).

Cummings, R., Garcia, C., Hawthorn, A., Holicek, R., Dribus, J., & Haslin, L. (2015). Mas allá de las profundidades desafíos de aguas Ultraprofun. *Oilfield Review*, 4.

Davies, J., Parenteau, K., Schappert, G., Tahmourpour, F., & Griffith, J. (2004). Reverse Circulation of Primary Cementing Jobs - Evaluation and Case History. *SPE*.

Dongsu. (2023). *Unidad de Control de la BOP: El guardián de la integridad y seguridad de los pozos de petróleo y gas*. <https://www.dongsu-petro.com/es/news/bop-control-unit-the-guardian-of-oil-and-gas-wells-integrity-and-safety.html>

Editorial Spanish Desk. (2025, May 6). *Exploración Aguas Profundas México: Retos y Soluciones*. <https://es.editorialge.com/exploracion-aguas-profundas-mexico/>

Eric Broni-Bediako, E., Friday Joel, O., Ofori-Sarpong Akuffo, G., Broni-Bediako, E., Joel, O. F., & Ofori-Sarpong, G. (2016). Oil Well Cement Additives: A Review of the Common Types. *Oil Gas Res*, 2, 1. <https://doi.org/10.4172/ogr.1000112>

Estrategias efectivas para la cementación de pozos en aguas profundas y offshore. (n.d.). Retrieved March 5, 2026, from <https://es.esimtech.com/effective-strategies-for-well-cementing-in-offshore-and-deepwater-wells>

Exploración en aguas profundas: Oportunidades en el Golfo de México - Petróleo y Energía. (2025, July 30). <https://petroleoenergia.com/industrias/exploracion-en-aguas-profundas-oportunidades-en-el-golfo-de-mexico/>

- Garduza, V. (2019). *Manual de Registros Geofisicos de Pozo y algunas Aplicacione*.
https://itpe.mx/wp-content/uploads/2023/12/Manual_de_Registros_Geofisicos.pdf
- Hernandez, R., & Halliburton. (2012). Unconventional cementing method enables drilling in lost-circulation Zones. *SPE*.
- Herzog, A., Camba, K., Vargas, X., & Salinas, M. (n.d.). *Metodología en operaciones de cementación primaria y forzada utlizando nuevas tecnologías*.
- Holcim. (n.d.). *Cemento holcim petrolero granel con resistencia a la compresion*. Retrieved October 14, 2025, from <https://holcimsoluciones.com/colombia/cemento-holcim-petrolero-granel.html>
- Jimenez, P., Palencia, R., Polanco, L., & Ramos, J. (2014). *Evaluacion de desempeño de dos diseños de lechadas de cemento para sistemas de recuperacion termica en el Campo Chichimene ubicado en la cuenca de los Llanos Orientales*.
- Juyal, V. (2022, December). *Tamaño y participación del mercado de exploración de hidrocarburos en aguas profundas | Crecimiento de la industria 2033*.
<https://www.databridgemarketresearch.com/es/reports/global-deepwater-hydrocarbon-exploration-market>
- Kaidarov, A., Magda, A., Samarin, A., Aliyev, F., & Kazakbayeva, Z. (2022). Managed Pressure Drilling and Managed Pressure Cementing: First Successful Implementation of Advanced Technologies for Unique Wells with Constant Inflow in Slim Drill Project. *Society of Petroleum Engineers - SPE Annual Caspian Technical Conference 2022, CTC 2022*. <https://doi.org/10.2118/212108-MS>
- Lyons, W., Lapeyrouse, N., & Carter, T. (n.d.). *Chapter six Well Hydraulics, Formulas and Calculations for Drilling production and Workover*.
- Mavares, F., & Pertuz, A. (2017). Cementacion de revestidor en flujo de gas agua presurizado superficial no esperado en un campo de desarrollo costa afuera Rio de Janeiro Brasil. *Revista UIS Ingenierías*, 16.
- Millennium Energy. (n.d.). *Aditivos extensores de cemento - Conocimiento*. Retrieved October 14, 2025, from <https://es.medrillingfluids.com/info/cement-extendere-additives-86072686.html>
- Nelson, E. (2012). *Fundamentos de la cementación de Pozos*.
- Nelson, E. B. (n.d.). *Well Cementing* (Vol. 28).
- Okoro, E. E., Sanni, S. E., Emetere, M. E., Omeje, M., & Orodu, K. B. (2019). Effect of Stratigraphic features on Deep-Water Cementing Operation - A Review. *Journal of Physics: Conference Series*, 1378(2). <https://doi.org/10.1088/1742-6596/1378/2/022042>

- one&zero. (2024). *Cement Evaluation Logs*. <https://www.linkedin.com/pulse/tool-tuesday-13-cement-evaluation-logs-one-and-zero-6j8ve/>
- Comisión Nacional de Hidrocarburos. (2020). *Autorización de la Perforación del Pozo Exploratorio en Aguas Profundas Júum-1EXP*.
- Quimica.es. (n.d.). *Clinker_portland*. Retrieved October 14, 2025, from https://www.quimica.es/enciclopedia/Clinker_portland.html#google_vignette
- Ravi, K., Biezen, E., Lightford, S., Hibbert, A., & Greaves, C. (1999). Deepwater Cementing Challenges. *SPE*.
- Ravi, K., Iverson, B., & Moore, S. (2009). *Cement-Slurry Design To Prevent Destabilization of Hydrates in Deepwater Environment*.
- Reagins, D., Herr, D., Ownby, J., Duthie, J., Giroux, R., & Kendziora, L. (2016). *Development of a Subsurface Reverse Circulation Tool System to Cement Weak and Depleted Zones in Deepwater Formations*. <http://onepetro.org/SPEATCE/proceedings-pdf/16ATCE/16ATCE/D021S023R001/3921370/spe-181482-ms.pdf>
- Rodríguez, F., González, E., Hernández, E., León, A., & Corrales, L. (2015). “*Cálculo de Geopresiones y Calibración de Ventanas Operacionales en Tiempo Real*.”
- RUGAO YAOU. (n.d.). *Cementación de pozo, Herramientas para cementación de pozo*. Retrieved October 27, 2025, from <http://www.yaoumachinery.es/5-cement-tools.html>
- Salinas Sanchez, D., Lugo, M. N., Torres, O. Z., Cuauhtemoc, P. ;, Castillo, C., Rivera, M. M., Omar, X., & Zertuche, A. (2021). *Managed-Pressure Cementing in HPHT Well with Very Narrow Operating Pressure Window*. <http://onepetro.org/SPEAPOG/proceedings-pdf/21APOG/21APOG/D031S024R001/3624147/spe-205622-ms.pdf>
- SHANDONG RUNDONG PETROLEUM MACHINERY. (n.d.). *Calzado y cuello de flotador de tipo normal*. Retrieved October 27, 2025, from <https://es.rdpmc.com/normal-type-float-collarshoe.html>
- SLB. (n.d.-a). *agente densificante* | *Energy Glossary*. Retrieved October 14, 2025, from https://glossary.slb.com/es/terms/w/weighting_agent
- SLB. (n.d.-b). *clinker de cemento pórtland* | *Energy Glossary*. Retrieved October 14, 2025, from https://glossary.slb.com/es/terms/p/portland_cement_clinker
- Teoh, M., Company, S. E., Moghazy, S., Smelker, K., Noort, R. Van, Valecillos, J. C., Hernandez, J., & Arnone, M. (2019). *Managed Pressure Cementing MPC within a Narrow Pressure Window, Deepwater Gulf of Mexico Application*. <http://onepetro.org/SPEMPDU/proceedings-pdf/19MPDU/19MPDU/D021S007R002/1168698/spe-194536-ms.pdf> 1byUniversidadNacionalAutonomaDeMexicouser06A

- thermal engineering. (n.d.). *Fluidos de Perforación | Exploración Petrolera, Propiedades y Tipos*. Retrieved October 14, 2025, from <https://www.thermal-engineering.org/es/fluidos-de-perforacion-exploracion-petrolera-propiedades-y-tipos/>
- Uddin, M. J., Iturrios, C., Irawan, F., & Alzahrani, A. (2025). Managed Pressure Cementing Allowed Flexibility of Adjusting 3-Variables to Minimize the Losses Rate Instantly During Cementing Hence Assuring Well Integrity, A Case Study. *International Petroleum Technology Conference, IPTC 2025*. <https://doi.org/10.2523/IPTC-24936-EA>
- Vrålstad, T., Saasen, A., Fjær, E., Øia, T., Ytrehus, J., & Khalifeh, M. (2018, October). Plug & abandonment of offshore wells: Ensuring long-term well integrity and cost-efficiency. *Journal of Petroleum Science and Engineering*. <https://pdf.sciencedirectassets.com/271812/1-s2.0-S0920410518X00114/1-s2.0-S0920410518309173/main.pdf?>
- Wennian. (n.d.). *Centralizadores de carcasa-Estándar API 10D para cementación de petróleo y gas*. Retrieved October 27, 2025, from <https://www.drinol.com/es/products/casing-centralizers.html>
- Wessco. (n.d.). *Cabezas de Cementar*. Retrieved October 14, 2025, from <https://www.wessco.mx/cabezas-de-cementar/>
- WESSCO. (n.d.). *Unidad de Cementación doble*. Retrieved October 27, 2025, from <https://www.wessco.mx/unidad-de-cementacion-doble/>
- Williamson. (2013). *Fundamentos de los fluidos de perforación*.
- Wreden, C., Watters, J., Technologies, C., Giroux, R., Nikolaou, M., & Macfarlan, K. (2014). *Deepwater Reverse-Circulation Primary Cementing: Applicability and Technical Path Forward for Implementation*. <http://onepetro.org/OTCONF/proceedings-pdf/14OTC/14OTC/D031S030R002/1505500/otc-25194-ms.pdf/1>
- Zheng, G., Guo, X., Li, Z., & Sun, J. (2021). Design and Evaluation of High-Temperature Well Cementing Slurry System Based on Fractal Theory. *Energies 2021, Vol. 14, Page 7552, 14(22), 7552*. <https://doi.org/10.3390/EN14227552>