



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**  
**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**  
**CARRERA DE PETRÓLEOS**

**TEMA:**

**“DISEÑO DE CEMENTACIÓN FLEXIBLE PARA MITIGAR  
PROBLEMAS DE INESTABILIDAD DE FORMACIÓN EN POZOS  
DEL CAMPO SACHA, PROVINCIA DE ORELLANA”**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTOR:**

**CAMILA BRIGGITTE ESCOBAR PINELA**  
**EDER MIGUEL ORTÍZ CAMPOVERDE**

**TUTOR:**

**ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, MSc.**

**LA LIBERTAD, ECUADOR**

**2026**

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA**

---

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA**

**CARRERA DE PETRÓLEOS**

**TEMA:**

**DISEÑO DE CEMENTACIÓN FLEXIBLE PARA MITIGAR  
PROBLEMAS DE INESTABILIDAD DE FORMACIÓN EN  
POZOS DEL CAMPO SACHA, PROVINCIA DE  
ORELLANA**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR**

**AUTOR:**

**CAMILA BRIGGITTE ESCOBAR PINELA  
EDER MIGUEL ORTÍZ CAMPOVERDE**

**TUTOR:**

**ING. CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO, MSc.**

**LA LIBERTAD – ECUADOR**

**2026**

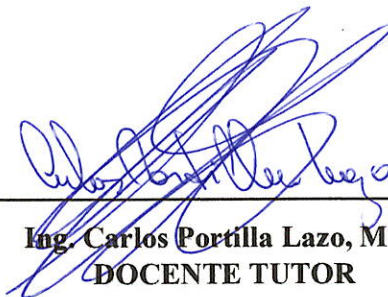
**UPSE**

## TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



---

**Ing. Marllerlis Gutiérrez Hinestroza,**  
**PhD.**  
**DIRECTORA DE CARRERA**



---

**Ing. Carlos Portilla Lazo, MSc.**  
**DOCENTE TUTOR**



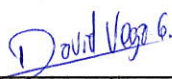
---

**Ing. Xavier Vargas Gutiérrez, MSc.**  
**DOCENTE ESPECIALISTA**



---

**Ing. Carlos Malavé Carrera, MSc.**  
**DOCENTE DE LA UIC**



---

**Ing. David Vega González**  
**SECRETARIO DEL TRIBUNAL**

# CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

La Libertad, 15 de noviembre de 2025

## CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Yo, Elsa Esmeralda Del Pezo Reyes, Master de escritura creativa en español, con cédula de ciudadanía 0910001007, certifico haber revisado el trabajo de integración curricular titulado **“Diseño de cementación flexible para mitigar problemas de inestabilidad de formación en pozos del campo Sacha, provincia de Orellana”**, elaborado por **Camila Brigitte Escobar Pinela y Eder Miguel Ortíz Campoverde**, como requisito para optar al título de **Ingeniero en Petróleo** en la facultad de **Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena**.

En el contexto general el mencionado trabajo satisface los requisitos de redacción, estilo y ortografía para el uso del idioma español

La presente certificación se otorga para los fines académicos pertinentes, en la ciudad de La Libertad, a los quince días del mes de noviembre de dos mil veinticinco.

Atentamente



**Elsa Esmeralda Del Pezo Reyes**

**“MAGISTER DE ESCRITURA CREATIVA EN ESPAÑOL”**

**Número de cédula: 0910001007**

**Número de celular: 0963908010**

**Número de registro de SENESCYT: 7241181623**

## **DEDICATORIA**

Este trabajo de investigación está dedicado primeramente a Dios, por ser nuestro guía espiritual en cada una de las fases de nuestro proceso de formación personal y profesional.

A nuestros padres y familiares, por su apoyo moral y económico. La dedicación y experiencia de ellos sientan nuestras bases de superación en la vida diaria.

A todas aquellas personas que compartieron con nosotros alegrías y desafíos en esta larga travesía.

## ***CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO***

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema DISEÑO DE CEMENTACIÓN FLEXIBLE PARA MITIGAR PROBLEMAS DE INESTABILIDAD DE FORMACIÓN EN POZOS DEL CAMPO SACHA, PROVINCIA DE ORELLANA, elaborado por los estudiantes CAMILA BRIGGITTE ESCOBAR PINELA y EDER MIGUEL ORTÍZ CAMPOVERDE, egresados de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio COMPILATIO, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 5% de la valoración permitida

 **CERTIFICADO DE ANÁLISIS**  
magister

### TESIS CAMILA ESCOBAR - EDER ORTIZ

**5%**  
Textos sospechosos

**< 1%** Similitudes  
0 % similitudes entre comillas  
0 % entre las fuentes mencionadas

**5%** Idiomas no reconocidos

**46%** Textos potencialmente generados por la IA (ignorado)

Nombre del documento: TESIS CAMILA ESCOBAR - EDER ORTIZ.docx ID del documento: 0907702901978f98918823b7847d0e9e5168bd96 Tamaño del documento original: 199,73 kB	Depositante: CARLOS ALBERTO PORTILLA LAZO Fecha de depósito: 15/11/2025 Tipo de carga: interface fecha de fin de análisis: 15/11/2025	Número de palabras: 11.976 Número de caracteres: 76.257
--	--	--

FIRMA DEL TUTOR



Ing. Carlos Portilla Lazo, MSc.


C.I.: 0913412367

## DECLARACIÓN DE AUTORÍA

Camila Brigitte Escobar Pinela y Eder Miguel Ortíz Campoverde, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado "DISEÑO DE CEMENTACIÓN FLEXIBLE PARA MITIGAR PROBLEMAS DE INESTABILIDAD DE FORMACIÓN EN POZOS DEL CAMPO SACHA, PROVINCIA DE ORELLANA", no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de nuestra autoría.

Por medio de la presente declaración cedemos los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,




---

CAMILA ESCOBAR PINELA

Autor de Tesis

C.I. 0803870039



---

EDER ORTÍZ CAMPOVERDE

Autor de Tesis

C.I. 2100865480

## ***CERTIFICACION DEL TUTOR***

Ing. Carlos Portilla Lazo, MSc.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo DISEÑO DE CEMENTACIÓN FLEXIBLE PARA MITIGAR PROBLEMAS DE INESTABILIDAD DE FORMACIÓN EN POZOS DEL CAMPO SACHA, PROVINCIA DE ORELLANA previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por los señores: Camila Brigitte Escobar Pinela y Eder Miguel Ortíz Campoverde, egresados de la carrera de Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.



---

ING. CARLOS PORTILLA LAZO, MSc.

TUTOR

## **AGRADECIMIENTOS**

Agradecemos a Dios, por la vida y todas sus bendiciones que ha manifestado en nosotros.

A nuestros padres y familiares, por su confianza, guía y apoyo incondicional.

A nuestros profesores, tutores y compañeros de aula, que compartieron valiosos aportes de conocimiento científico.

A nuestra universidad UPSE, por su acogida y estancia de formación.

Y a todas las personas que nos apoyaron para realizar esta tesis.

# CONTENIDO

	Pág.
DEDICATORIA _____	3
CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO _____	4
DECLARACIÓN DE AUTORÍA _____	5
CERTIFICACION DEL TUTOR _____	6
AGRADECIMIENTOS _____	7
CONTENIDO _____	8
LISTA DE FIGURAS _____	11
LISTA DE TABLAS _____	13
RESUMEN _____	15
ABSTRACT _____	17
CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN _____	19
1.1. PROBLEMA DE INVESTIGACION _____	19
1.2. ANTECEDENTES _____	20
1.3. HIPÓTESIS _____	22
1.4. OBJETIVOS _____	22
Objetivo General _____	22
1.4.1. Objetivos Específicos _____	22
1.4.2. _____	22
1.5. ALCANCE _____	23
1.6. VARIABLES _____	24
1.6.1 Variables Independientes _____	24
1.6.2 Variables Dependientes _____	24
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO _____	25
DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO SACHA _____	25
2.1. 2.1.1 Ubicación del campo. _____	25
2.1.2 Geología del activo. _____	26
2.1.3 Estratigrafía de SACHA. _____	27
2.1.4 Propiedades PVT del campo SACHA. _____	28

2.2.	PERFORACIÓN DE POZOS	29
2.2.1.	Trayectoria tipo J.	29
2.2.2.	Trayectoria tipo J modificada.	30
2.2.3.	Trayectorias verticales.	30
2.2.4.	Trayectorias horizontales.	31
2.3.	COMPONENTES PARA LA TRAYECTORIA DE POZOS	33
2.3.1.	Casings.	33
2.3.2.	Cementación.	34
2.3.3.	Diagrama de presiones	36
2.4.	CEMENTACIÓN DE POZOS	40
2.4.1.	Tipos de cemento.	41
2.4.2.	Esquema de bombeo, lechada de cemento, tiempo, spacer.	42
2.4.3.	Cementación Convencional.	43
2.4.4.	Cementación Flexible	43
2.5.	EQUIPOS USADOS EN LA CEMENTACIÓN DE POZOS	44
2.5.1.	Cabeza de cementación.	44
2.5.2.	Tapones.	45
2.5.3.	Centralizadores.	45
2.5.4.	Válvulas.	46
2.5.5.	Zapatas	47
2.6.	PROBLEMAS DE INESTABILIDAD EN POZOS	48
2.6.1.	Causas de inestabilidad.	48
2.6.2.	Posibles vías de fuga en sistemas de pozos.	49
2.6.3.	Degradación mecánica y química del cemento.	50
2.6.4.	Microanillos que se forman en las interfaces de la cementación.	51
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA		52
3.1.	DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN	52
3.1.1	Tipo de investigación.	52
3.1.2	Método investigación.	52
3.1.3	Población.	52
3.1.4	Muestra	53
3.1.5	Procedimiento metodológico.	53
3.2.	TRAYECTORIA DE LOS POZOS	54
3.3.	CEMENTACIÓN FLEXIBLE	62
3.3.1.	Propiedades	62
3.3.2.	Rangos de densidades del lodo de perforación	64
3.3.3.	Diseño en el software de ingeniería	65
3.3.4.	Propiedades	67
3.3.5.	Rangos de densidades del lodo de perforación	69

3.3.6.    Diseño en el software de ingeniería _____	70
CAPÍTULO IV: RESULTADOS _____	73
4.1.    CEMENTACIÓN FLEXIBLE _____	73
4.1.1  Pozo SACHA-466D. _____	73
Fluidos de cementación _____	73
Factor potencial de flujo _____	74
Presión hidrostática _____	76
Densidad equivalente de circulación _____	78
4.1.2  Pozo SACHA-489H _____	81
Fluidos de cementación _____	81
Factor potencial de flujo _____	82
Presión hidrostática _____	84
Densidad equivalente de circulación _____	86
4.2.    ANÁLISIS ECONÓMICO _____	89
4.2.1  Consideraciones _____	89
Flujo de efectivo descontado _____	89
Proyección del precio del crudo _____	90
Precio de la cementación _____	91
4.2.2  Valor Actual Neto y retorno _____	93
CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES _____	96
5.1.    CONCLUSIONES _____	96
5.2.    RECOMENDACIONES _____	98
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS _____	99
ANEXOS _____	103

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Ubicación geográfica del campo SACHA, (Obando, 2015).....	25
Figura 2. Estratigrafía del campo SACHA, (Cantos, 2017).....	27
Figura 3. Esquema de perfil de pozo en forma de J, (Kurz, 2018).....	29
Figura 4. Esquema de trayectoria tipo J modificada, (Guzmán, 2021).....	30
Figura 5. Esquema de diferentes pozos, (a) Cuatro tipos básicos de pozos, (b) Tipos de pozos según el ángulo de desviación (Ma et al., 2016).....	31
Figura 6. Esquema de la trayectoria horizontal de un pozo, (Youssef et al., 2025).....	32
Figura 7. Esquema de cementación de un pozo, (Liu, 2021).....	35
Figura 8. Diagrama de presiones, (Badwan & Chinome, 2020).....	37
Figura 9. Esquema de la presión de sobrecarga, (Badwan & Chinome, 2020).....	38
Figura 10. Presión de Poro, (Badwan & Chinome, 2020).....	39
Figura 11. Diagrama esquemático del pozo en el contexto de la cementación, (Alkhamis & Imqam, 2021).....	41
Figura 12. Cabeza de Cementación, (Sejas, s.f.).....	44
Figura 13. Tapón superior e inferior, (Sejas, s. f.-b).....	45
Figura 14. Centralizadores de carcasa para cementación de pozos de petróleo y gas, (Centralizadores de carcasa-Estándar API 10D Para Cementación de Petróleo y Gas, s. f. ).....	46
Figura 15. Partes de los centralizadores, (Sejas s. f.-c).....	46
Figura 16. Partes de una válvula de retención (Float_Shoe, s. f.).....	47
Figura 17. Zapata FSC-03-DUJ de WENNIAN (Equipo de Flotación de Cemento y Collar de Flotación, s. f.).....	47
Figura 18. Posibles vías de fuga de un sistema de pozo. (a) y (b) En interfaces de casing-sheat y el plug-casing. (c) En el cemento. (d) En el revestimiento. (e) Fracturas de cemento. (f) interfaz cemento-formación, (Aslani et al., 2022).....	50
Figura 19. Ubicaciones donde podrían formarse microanillos en el pozo, (Alkhamis & Imqam, 2021).....	51
Figura 20. Metodología para el diseño de la cementación flexible. (Elaboración propia, 2025).....	53
Figura 21. Especificaciones del proyecto para los pozos. (Software de ingeniería, 2025).....	55
Figura 22. Coordenadas del sitio. (Software de ingeniería, 2025).....	56
Figura 23. Coordenadas de los pozos. (Software de ingeniería, 2025).....	56
Figura 24. Esquema de las secciones creadas para los pozos. (Software de ingeniería, 2025).....	57
Figura 25. Survey del pozo SACHA-466D. (Software de ingeniería, 2025).....	57
Figura 26. Survey del pozo SACHA-489H. (Software de ingeniería, 2025).....	57
Figura 27. Objetivo del pozo SACHA-466D. (Software de ingeniería, 2025).....	58
Figura 28. Objetivo del pozo SACHA-489H. (Software de ingeniería, 2025).....	58
Figura 29. Trayectoria J modificado del pozo SACHA-466D. (Software de ingeniería, 2025).....	59

Figura 30. Trayectoria J del pozo SACHA-489H. (Software de ingeniería, 2025).....	60
Figura 31. Columna estratigráfica del pozo SACHA-466D, (Software de ingeniería, 2025).....	61
Figura 32. Columna estratigráfica del pozo SACHA-489H. (Software de ingeniería, 2025).....	61
Figura 33. Fluidos para la cementación del pozo SACHA-466D y 489H (Software de ingeniería, 2025).....	66
Figura 34. Fluidos para la cementación del pozo SACHA-466D y 489H (Software de ingeniería, 2025).....	71
Figura 35. Posición de los fluidos en la cementación del pozo SACHA-466D. (Software de ingeniería, 2025).....	73
Figura 36. Factor potencial de flujo del pozo SACHA-466D. (Software de ingeniería, 2025).....	75
Figura 37. Presión hidrostática del pozo SACHA-466D. (Software de ingeniería, 2025). .....	78
Figura 38. Densidad equivalente de circulación del pozo SACHA-466D. (Software de ingeniería, 2025).....	80
Figura 39. Posición de los fluidos en la cementación del pozo SACHA-489H. (Software de ingeniería, 2025).....	81
Figura 40. Factor potencial de flujo del pozo SACHA-489H. (Software de ingeniería, 2025).....	83
Figura 41. Presión hidrostática del pozo SACHA-489H. (Software de ingeniería, 2025). .....	86
Figura 42. Densidad equivalente de circulación del pozo SACHA-489H. (Software de ingeniería, 2025).....	88
Figura 43. Proyección de precios del petróleo en Estados Unidos. (EIA, 2025). ....	91
Figura 44. Valor Actual Neto del pozo SACHA-466D. (Elaboración propia, 2025). ....	93
Figura 45. Valor Actual Neto del pozo SACHA-489H. (Elaboración propia, 2025). ....	94
Figura 46. Configuraciones de casing para hoyos de 26in. (Software de ingeniería, 2025).....	103
Figura 47. Configuraciones de casing para hoyos de 24in. (Software de ingeniería, 2025).....	103
Figura 48. Configuraciones de casing para hoyos de 22in. (Software de ingeniería, 2025).....	104
Figura 49. Posición de los fluidos del casing conductor en la cementación del pozo SACHA-466D. (Software de ingeniería, 2025). ....	109
Figura 50. Posición de los fluidos del casing superficial en la cementación del pozo SACHA-466D. (Software de ingeniería, 2025). ....	109
Figura 51. Posición de los fluidos del casing intermedio en la cementación del pozo SACHA-466D. (Software de ingeniería, 2025). ....	110
Figura 52. Posición de los fluidos del casing conductor en la cementación del pozo SACHA-489H. (Software de ingeniería, 2025). ....	111
Figura 53. Posición de los fluidos del casing superficial en la cementación del pozo SACHA-489H. (Software de ingeniería, 2025). ....	112

Figura 54. Posición de los fluidos del casing intermedio en la cementación del pozo SACHA-489H. (Software de ingeniería, 2025). .....	112
Figura 55. Representación final de la cementación del pozo SACHA-466D. (Software de ingeniería, 2025).....	113
Figura 56. Representación final de la cementación del pozo SACHA-489H. (Software de ingeniería, 2025).....	114

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Reservorios y secciones geológicas del campo SACHA, (Castillo, 2024).....	26
Tabla 2. Principales formaciones y miembros del campo SACHA, (Mera & Villacís, 2018).....	28
Tabla 3. Propiedades PVT del campo SACHA, (Mera & Villacís, 2018).....	28
Tabla 4. Tipos de Casing, (Herrera Herbert, 2020; Liu, 2021).....	33
Tabla 5. Tipos de Cementación, (Herrera Herbert, 2020). .....	36
Tabla 6. Requerimientos químicos para tipos de cemento API, (Haghighat-Nejad, 2019). .....	42
Tabla 7. Datos de la ubicación de los pozos, (EP PETROECUADOR, 2024).....	54
Tabla 8. Formulación del cemento flexible, (Le Roy-Delage & James, 2008). .....	62
Tabla 9. Propiedades mecánicas de los sistemas de cemento formulados a partir de acrilonitrilo-butadieno, (Le Roy-Delage & James, 2008).....	62
Tabla 10. Propiedades de la lechada de cemento flexible, (Le Roy-Delage & James, 2008).....	63
Tabla 11. Composición química del cemento clase G, (Narjes, Mahmoud, Pål, & Mette, 2017).....	63
Tabla 12. Propiedades del lodo de perforación por casing del pozo SACHA-466D, (Wagle, Savari, & Kulkarni, 2019).....	64
Tabla 13. Propiedades del lodo de perforación por casing del pozo SACHA-489H, (Wagle, Savari, & Kulkarni, 2019).....	64
Tabla 14. Componentes de la sarta de perforación para la cementación del pozo SACHA-466D, . (Software de ingeniería, 2025). .....	65
Tabla 15. Programa de bombeo de la cementación flexible de los pozos SACHA-466D y 489H (Software de ingeniería, 2025). .....	66
Tabla 16. Formulación del cemento flexible, (Le Roy-Delage & James, 2008). .....	67
Tabla 17. Propiedades mecánicas de los sistemas de cemento formulados a partir de acrilonitrilo-butadieno, (Le Roy-Delage & James, 2008).....	67
Tabla 18. Propiedades de la lechada de cemento flexible, (Le Roy-Delage & James, 2008).....	68
Tabla 19. Composición química del cemento clase G, (Narjes, Mahmoud, Pål, & Mette, 2017).....	68

Tabla 20. Propiedades del lodo de perforación por casing del pozo SACHA-466D, (Wagle, Savari, & Kulkarni, 2019).....	69
Tabla 21. Propiedades del lodo de perforación por casing del pozo SACHA-489H, (Wagle, Savari, & Kulkarni, 2019).....	69
Tabla 22. Componentes de la sarta de perforación para la cementación del pozo SACHA-466D, (Software de ingeniería, 2025). ....	70
Tabla 23. Programa de bombeo de la cementación flexible de los pozos SACHA-466D y 489H (Software de ingeniería, 2025). ....	71
Tabla 24. Costos asociados a la cementación de pozos. Arcos & Suárez (2015) editado por Autores. ....	91
Tabla 26. Presiones de formación del campo SACHA. (EP PETROECUADOR, 2024). .....	107

# **“DISEÑO DE CEMENTACIÓN FLEXIBLE PARA MITIGAR PROBLEMAS DE INESTABILIDAD DE FORMACIÓN EN POZOS DEL CAMPO SACHA, PROVINCIA DE ORELLANA”**

**Autor:** Camila Brigitte Escobar Pinela

Eder Miguel Ortíz Campoverde

**Tutor:** Carlos Portilla Lazo

## **RESUMEN**

La inestabilidad de formaciones durante la construcción de pozos en la región amazónica ecuatoriana representa un desafío crítico para la integridad estructural y la eficiencia operativa. Esta investigación tiene como objetivo desarrollar un diseño de cementación flexible que mitigue los problemas asociados a estas condiciones geomecánicas, garantizando la continuidad operativa y la rentabilidad de la producción en el Campo Sacha, provincia de Orellana. El estudio estuvo enfocado en los pozos SACHA-489H y SACHA-466D. Se inició con la recopilación de datos de perforación y revisión bibliográfica especializada, seguida de una caracterización de las trayectorias de los pozos y el análisis de propiedades del cemento flexible. Estos insumos se utilizaron para establecer escenarios para simulación, lo que posibilitó el diseño y validación de modelos de cementación adaptados a las condiciones específicas del campo. Los resultados demuestran un comportamiento favorable del cemento flexible, evidenciado por un Factor Potencial de Flujo (FPF) superior a 0.8 en ambos pozos, con valores de hasta 1.0 en las zonas críticas, lo que indica un aislamiento zonal eficaz. Los parámetros hidráulicos

durante la cementación, incluyendo la Presión Efectiva en Circulación (ECD) y la presión hidrostática, permanecieron dentro de rangos operativos seguros. Asimismo, el análisis económico proyectó una alta viabilidad, especialmente para el pozo SACHA-489H, con un Valor Actual Neto (VAN) de hasta 18.6 millones USD y una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 54%, dependiendo del precio del crudo. Finalmente, los hallazgos respaldan la implementación de cementación flexible como una alternativa técnica y económicamente viable para pozos en zonas con alta inestabilidad geológica, mejorando la integridad del pozo y la eficiencia de explotación en el entorno de la amazonia ecuatoriana.

**Palabras clave:** cementación flexible, simulación, Sacha, inestabilidad de pozos, eficiencia.

# **“FLEXIBLE CEMENTING DESIGN TO MITIGATE FORMATION INSTABILITY PROBLEMS IN WELLS IN THE SACHA FIELD, ORELLANA PROVINCE”**

**Autor:** Camila Briggitte Escobar Pinela

Eder Miguel Ortíz Campoverde

**Tutor:** Carlos Portilla Lazo

## **ABSTRACT**

Formation instability during well construction in the Ecuadorian Amazon region represents a critical challenge for structural integrity and operational efficiency. This research aims to develop a flexible cementing design that mitigates the problems associated with these geomechanical conditions, ensuring operational continuity and production profitability in the Sacha Field, Orellana Province. The study focused on the SACHA-489H and SACHA-466D wells. It began with the collection of drilling data a specialized literature review, followed by a characterization of the well trajectory characterization and an analysis of the properties of flexible cement. These inputs were used to establish scenarios for simulation, which enabled the design and validation of cementing models adapted to the specific conditions of the field. The results demonstrate the favorable behavior of flexible cement, evidenced by a Flow Potential Factor (FPF) greater than 0.8 in both wells, with values as high as 1.0 in critical zones, indicating effective zonal isolation. Hydraulic parameters during cementing, including Effective Circulating Pressure (ECD) and hydrostatic pressure, remained within safe operating ranges. Likewise, the economic analysis projected high viability, especially for the SACHA-489H well, with a Net Present Value (NPV) of up to USD 18.6 million and an Internal Rate of Return (IRR) of 54%, depending on the oil price. Finally, the findings

support the implementation of flexible cementing as a technically and economically viable alternative for wells in areas with high geological instability, improving well integrity and exploitation efficiency in the Ecuadorian Amazon environment.

Keywords: flexible cementing, simulation, Sacha, well instability, efficiency.

# CAPÍTULO I: INTRODUCCIÓN

## 1.1. PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

Durante la perforación y completación de un pozo se logra experimentar problemas de inestabilidad en la formación, aunque estos son una respuesta natural de las formaciones, generan una serie de desafíos operativos y económicos.

Los principales problemas operacionales causados por fallos en la estabilidad de una formación se pueden manifestar de las siguientes maneras:

- ✓ Pérdida de circulación de lechada de cemento por rupturas excesivas en formaciones con fracturas naturales y microfracturas preexistentes.
- ✓ Entrampamiento de la sarta de perforación por derrumbes en las zonas cercanas al pozo, debido a que la matriz rocosa se debilita demasiado pronto, generando altos costos operacionales para las compañías petroleras debido a trabajos de intervenciones no programadas.
- ✓ Colapsos en las paredes del pozo por el aumento de las tensiones debido a pérdidas en el soporte de la presión.
- ✓ Problemas con el asentamiento del revestidor lo que puede llegar a generar aumentos en el tiempo no productivo debido a intervenciones adicionales a las proyectadas
- ✓ Reducción del diámetro interno del revestidor debido al desequilibrio entre los esfuerzos triaxiales de la formación y la resistencia a la tracción del material.

La cementación convencional en muchos casos no es suficiente para garantizar la integridad del pozo a largo plazo en especial en formaciones complejas y variables afectando así directamente en las operaciones de producción y aumentando los costos de mantenimiento.

Planteando una evaluación técnica de los fallos que se han llegado a experimentar en los pozos SACHA-466D y SACHA-489H se puede implementar un diseño de cementación que logre contrarrestar estos problemas durante la vida útil del pozo por lo cual es de suma importancia implementar este diseño para lograr una mejora en la producción, evitar tiempos no productivos y costosas intervenciones en el pozo.

## **1.2. ANTECEDENTES**

El diseño de cementación flexible para mitigar problemas de inestabilidad de formación en un pozo del campo Sacha es un tema de gran relevancia en la ingeniería de perforación y producción de hidrocarburos.

La inestabilidad de la formación puede originar problemas representativos durante la perforación como también puede manifestarse en una etapa posterior a causa de la producción, incluyendo colapsos en las paredes del pozo y pérdida de circulación, que pueden resultar en costos imprevistos y problemas en las operaciones (Al-Bazali & Alkhaldi, 2023).

Por lo tanto, es importante desarrollar técnicas especiales de cementación que faciliten un soporte estructural ideal, y que también se adapten a las condiciones específicas del entorno geológico de las formaciones.

La cementación flexible se refiere a la utilización de materiales que permiten cierta deformación sin fracturarse, lo que es crucial en formaciones donde las tensiones pueden variar considerablemente.

Además, la incorporación de compuestos especiales mejora la ductilidad del cemento y puede ayudar a minimizar problemas de fractura y mejorar la integridad del pozo, aunque se necesita más investigación específica y evaluación de la aplicación en este ámbito para establecer conclusiones definitivas (Fan et al., 2017).

Evaluar si existe relación o no entre los fluidos de perforación y la formación pueden ayudar a generar un diseño de cementación flexible adaptado para las características del mismo. Aunque se necesitan más investigaciones y aplicaciones en esta área cabe recalcar que existe una gran relación de estos parámetros para obtener mejores resultados en la cementación flexible. (Al-Bazali & Alkhaldi, 2023).

La aplicación de materiales sintéticos en la cementación ha demostrado ser funcional para mejorar la resistencia de pavimentos rígidos, lo que nos da la idea que su aplicación en la cementación de pozos podría ofrecer beneficios similares (Korochkin, 2020).

Algunos estudios han mostrado que la inestabilidad de formaciones en zonas productoras del oriente ecuatoriano, como el Campo Sacha, se debe principalmente a condiciones geomecánicas complejas, presencia de lutitas reactivas y presiones de poro variables, lo que incrementa los riesgos durante la perforación y completación del pozo (Castillo & Jaramillo, 2019).

La falta de estudios específicos de las formaciones y sus estados mecánicos pueden derivar a que no se tomen en cuenta factores que a la larga puedan causar problemas de inestabilidad, al no tener en cuenta estos factores se emplean cementaciones tradicionales las cuales presentan una rigidez elevada y una baja adherencia a formaciones con características especiales como formaciones plásticas las cuales son propensas a deformaciones laterales y compactaciones diferenciales (Ramírez et al., 2020).

En campos del oriente colombiano y de la cuenca Marañón en Perú, se ha demostrado que el uso de cementos flexibles con aditivos elastoméricos mejora la adaptación del revestidor a las deformaciones del pozo, conservando la integridad del sello y reduciendo las fallas de adherencia. Esta tecnología ha sido empleada con éxito en pozos ubicados en zonas con alta presión intersticial y movimientos tectónicos activos (Sánchez & Aguilar, 2021).

Las investigaciones recientes han demostrado que la aplicación de modelos en 3D puede ayudar en el diseño de la lechada de cementación ya que nos permite conocer puntos críticos de deformación a su vez ajustar las características del cemento a los entornos operativos previstos a largo plazo., especialmente en formaciones inestables con historial de colapsos parciales (González et al., 2022).

Las lechadas flexibles con resinas termoplásticas y fibras sintéticas, mantienen una resistencia a la compresión óptima al tiempo que incrementan su capacidad de recibir cambios en los esfuerzos mecánicos sin deformarse y su capacidad de elongación (Zhang et al., 2021). Estas propiedades resultan útiles para minimizar la formación de microfisuras provocadas por esfuerzos compresivos o de cizalla.

A pesar de las investigaciones y aplicaciones de las cementaciones flexibles, existe un déficit de estudios específicos aplicados a los entornos geológicos y operativas del Campo Sacha. La mayoría de las soluciones propuestas hasta ahora han sido consideradas de otros contextos, sin considerar adecuadamente las características y propiedades del subsuelo de la provincia de Orellana (INECEL & Petroamazonas, 2023).

### **1.3. HIPÓTESIS**

El diseño de la cementación flexible demostrará mediante simulación que es efectiva para contrarrestar problemas operativos causados por problemas geomecánicos de la formación logrando tener un mejor desempeño que cementaciones convencionales.

### **1.4. OBJETIVOS**

#### **1.4.1. Objetivo General**

- ✓ Desarrollar un diseño de cementación flexible con los criterios técnicos esenciales que permitan mitigar los problemas de inestabilidad de formación para garantizar la integridad del pozo y la optimización de las operaciones asegurando su viabilidad técnica y económica.

#### **1.4.2. Objetivos Específicos**

- ✓ Determinar las condiciones durante la perforación antes del inicio de las operaciones de cementación.

- ✓ Examinar la información adquirida durante la perforación de los pozos SACHA-466D Y SACHA-489H.
- ✓ Realizar una evaluación geomecánica con el fin de llevar a cabo el diseño de una cementación óptima que contrarreste los problemas de integridad de la formación.
- ✓ Simular la implementación del cemento flexible y evalúe la efectividad que se tiene proyectada.

## **1.5. ALCANCE**

La investigación, el diseño y la propuesta de una solución acertada para un problema específico como lo es la inestabilidad de formación en los pozos SACHA-466D y SACHA-489H del Campo Sacha es el objetivo particular de este proyecto. No busca abarcar una generalización para todos los pozos del campo, en cambio se enfoca en un caso de estudio en concreto.

Se realizará un análisis detallado de las características y propiedades geológicas y petrofísicas de la formación que presenta dicha problemática, incluyendo tipo de roca, presencia de fracturas, áreas de debilidad, porosidad, permeabilidad y contenido de arcilla.

Se desarrollará una secuencia de cementación ideal, teniendo en cuenta elementos como la profundidad, el diámetro del pozo, las presiones de formación y las limitaciones operativas.

Se evaluarán los diferentes tipos de cemento y aditivos disponibles, teniendo en cuenta las condiciones específicas de la formación y los propósitos del diseño.

El alcance NO incluye la realización física de la cementación, sino que se restringe o limita a la etapa de diseño y planificación.

## **1.6. VARIABLES**

### **1.6.1 Variables Independientes**

- ✓ Composición del cemento flexible
- ✓ Condiciones geomecánicas de la formación
- ✓ Parámetros operacionales de la cementación

### **1.6.2 Variables Dependientes**

- ✓ Estabilidad y seguridad en la perforación del pozo.
- ✓ Calidad de la cementación.
- ✓ Desempeño de las operaciones a largo plazo.
- ✓ Costos operativos de intervención.

## CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

### 2.1. DESCRIPCIÓN GENERAL DEL CAMPO SACHA

#### 2.1.1 Ubicación del campo.

El campo SACHA se encuentra en la provincia de Orellana entre las coordenadas geográficas  $00^{\circ} 11' 00''$ ,  $00^{\circ} 24' 30''$  S y  $76^{\circ} 49' 40''$ ,  $76^{\circ} 54' 16''$  O (Villarreal, 2018). Este campo se ubica en el cantón Joya de los Sachas, colinda al norte con los campos Palo Rojo, Ron, Eno y Vista, al sur con los campos Culebra-Yulebra y el río Napo, al este con los campos Mauro Dávalos Cordero, Shushufindi-Aguarico, Limoncocha y Paca, y al oeste con los campos Pucuna, Paraíso y Huachito (Obando, 2015). Además, posee una extensión aproximada de  $124 \text{ Km}^2$  (Ver Figura 1).

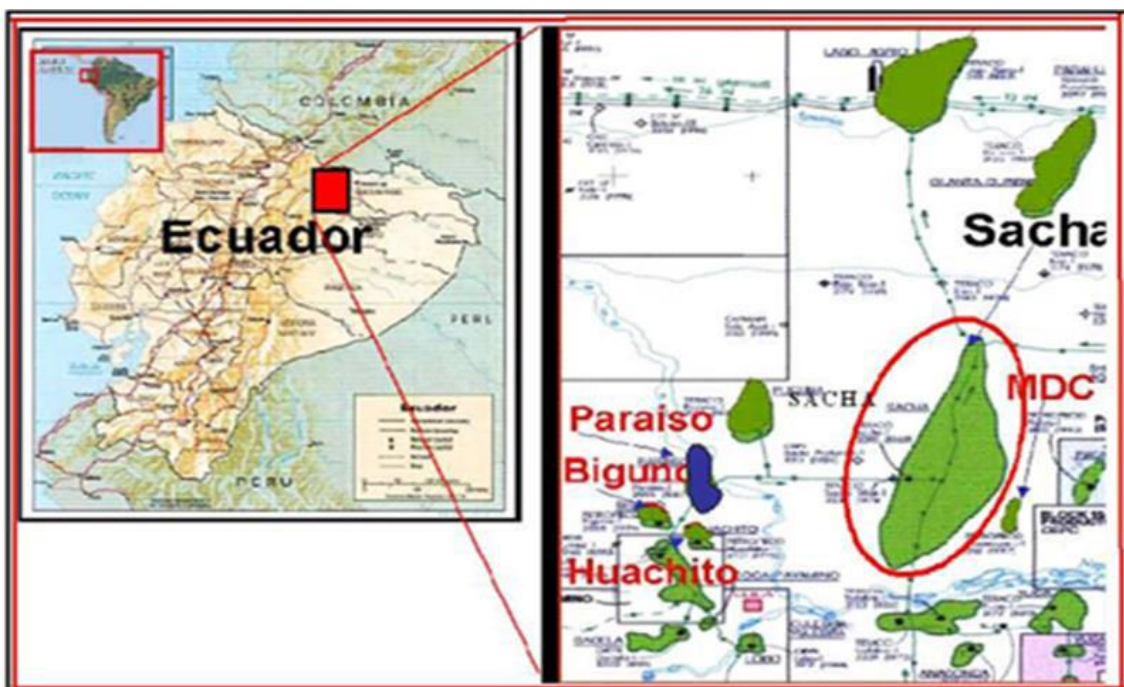


Figura 1. Ubicación geográfica del campo SACHA, (Obando, 2015).

### 2.1.2 Geología del activo.

El campo SACHA se formó en la primera etapa de formación tectónica, entre el Teuroniano Terminal y el Maastrichtiano reflejado en las formaciones Napo Superior y Tena (Mera & Villacís, 2018).

Este campo posee reservorios productores como U, T y Hollín, que se encuentran en las formaciones Napo y Hollín (Ver Tabla 1). Estos reservorios poseen la mayor producción de hidrocarburo en la cuenca Oriente del Ecuador (Cantos, 2017).

**Tabla 1.** Reservorios y secciones geológicas del campo SACHA, (Castillo, 2024).

Formación	Arenisca	Características de las arenas
Napo	T	Arena T Basal, plataforma calcárea con sedimentos finos y calcáreos.
		Arena T Inferior, plataforma arenosa, lodosa relacionada con un ambiente de estuario con facies típicas canal/barra.
	U	Arena T Superior, depósitos profundos y plataforma carbonatada con presencia de areniscas glauconíticas en ambiente shoreface.
		Arena U Inferior, plataforma arenosa relacionada con un ecosistema de estuario con facies típicas de canal/barra.
		Arena U Superior, plataforma carbonatada en la caliza A con depósitos más profundos y presencia de arenas glauconíticas.
Hollín	Hollín	Hollín Principal, arenisca cuarzosa de grano medio a grueso con intercalaciones de zonas limosas y arcillosas.

Hollín Superior, arenisca cuarzosa-glaucónica,  
 calcárea de grano fino a medio con  
 intercalaciones de lutitas.

### 2.1.3 Estratigrafía de SACHA.

La cuenca Oriente se desarrolló desde la edad Paleozoica hasta el Holoceno, compuesta generalmente por sedimentos marinos y continentales (Figura 2). Se realizaron estudios de afloramientos y perforaciones para ubicar a las formaciones de gran volumen y productividad, desatacando la mayor producción en los depósitos del Cretácico Inferior a Medio y el Cretácico Superior (Baby et al., 2014).

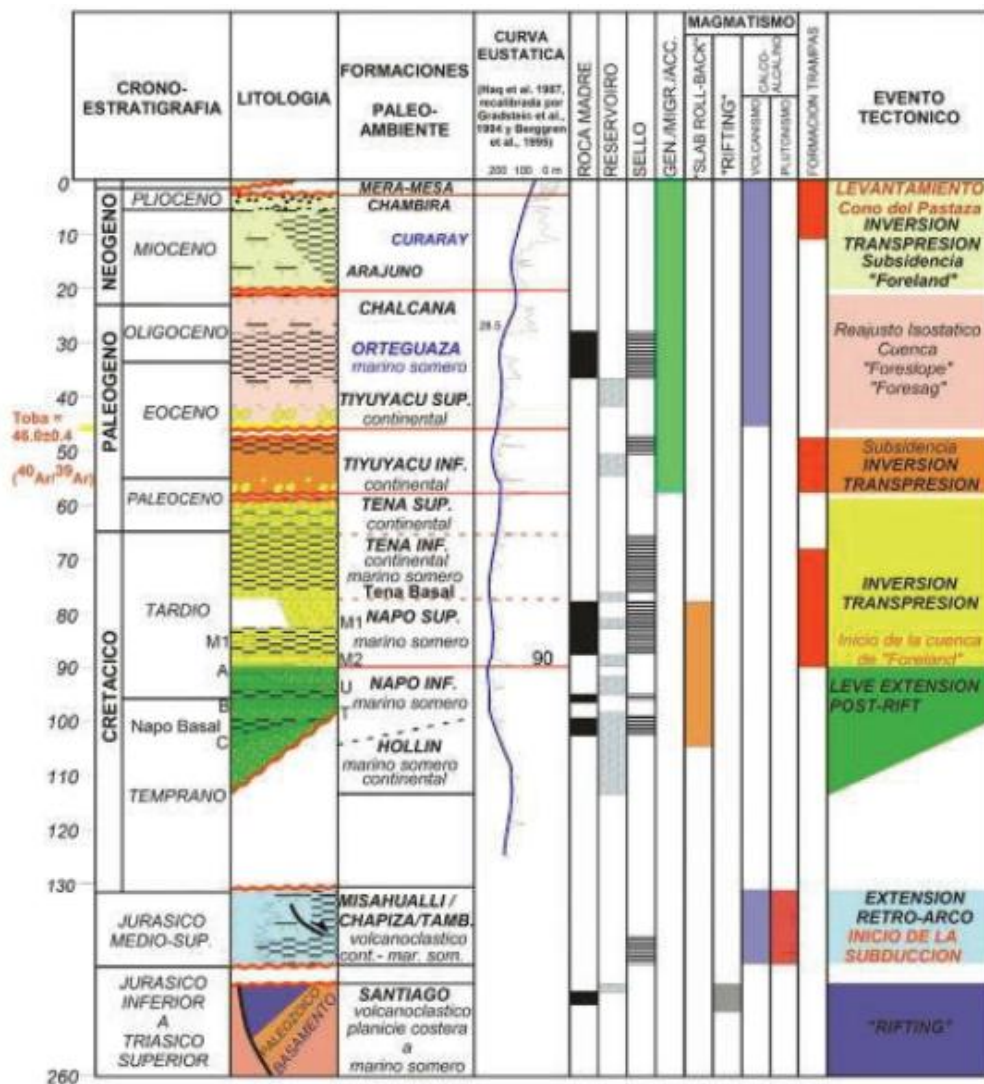


Figura 2. Estratigrafía del campo SACHA, (Cantos, 2017).

La estratigrafía del campo SACHA está constituida por las formaciones y miembros que se detallan en la Tabla 2.

**Tabla 2.** Principales formaciones y miembros del campo SACHA, (Mera & Villacís, 2018).

<b>Formación</b>	<b>Arenas</b>	<b>Descripción</b>
Tena (400-3200 pies)	Tena Inferior	Deposición continental, marino somera, que pertenece a la edad Cretácica.
	Tena Superior	Deposición continental, que pertenece a la edad Paleoceno.
Napo (500-2500 pies)	Napo Superior	Calizas M-1 de la zona sub andina, lutitas y areniscas.
	Napo Medio	Calizas A y M-2, lutitas y margas laminadas.
	Napo Inferior	Calizas B y lutitas U.
	Napo Basal	Areniscas Basal, T y lutitas negras.
Hollín (80-100 pies)		Deposición Marino Litoral Transgresivo de las edades del Cretácico y Mesozoico.

#### 2.1.4 Propiedades PVT del campo SACHA.

Las principales propiedades PVT del campo SACHA son de gran interés debido a que determinan la producción del yacimiento, cuantificación de los fluidos y permiten encontrar una estimación de la recuperación de los fluidos a lo largo de la vida del yacimiento.

**Tabla 3.** Propiedades PVT del campo SACHA, (Mera & Villacís, 2018).

<b>Reservorio</b>	<b>Presión inicial (PSI)</b>	<b>Presión de burbuja (PSI)</b>	<b>Temperatura (°F)</b>	<b>GOR (PCS/BN)</b>	<b>Gravedad (API)</b>	<b>Viscosidad del petróleo (cp)</b>	<b>Factor volumétrico (BY/BN)</b>
Hollín Superior	4450	550	225	124	27.3	1.4	1.133
Hollín Inferior	4450	78	225	24	27.1	3.7	1.163

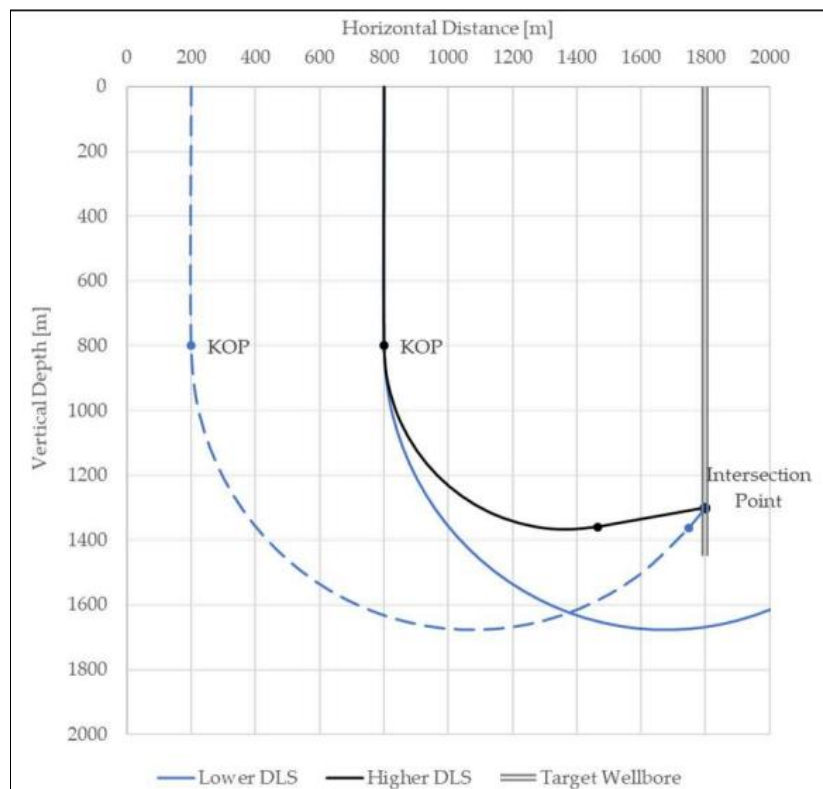
Basal Tena	3587	807	181	150	24.1	2.5	1.117
T	4146	1293	215	412	30.3	1.6	1.361
U	4054	1052	211	260	25.3	1.8	1.245

## 2.2. PERFORACIÓN DE POZOS

### 2.2.1. Trayectoria tipo J.

Las trayectorias de tipo J son ampliamente utilizadas y se caracterizan por una sección vertical recta, un punto de apoyo (KOP) con sección de construcción y una sección de retención (Adamovitsj, 2020).

Como se puede observar la Figura 3 muestra la trayectoria inicial vertical hasta que comienza a desviarse en el KOP, empieza la zona de construcción aumentando el ángulo de inclinación progresivamente hasta el final de la construcción. Finalmente se perfora manteniendo el ángulo de inclinación tangencialmente hasta el punto de intersección donde termina el pozo.



**Figura 3.** Esquema de perfil de pozo en forma de J, (Kurz, 2018).

La trayectoria tipo J tiene mejor enfoque que la trayectoria tipo S debido a que el perfil S tiene un diseño más complejo con mayor trabajo direccional (Moncayo, 2014).

### 2.2.2. Trayectoria tipo J modificada.

La trayectoria tipo J modificada presenta las mismas características de la trayectoria tipo J, con la diferencia que cerca del punto final se disminuye la inclinación del ángulo (Flores, 2011). Este proceso depende de la formación que esté atravesando la trayectoria (Ver Figura 4).

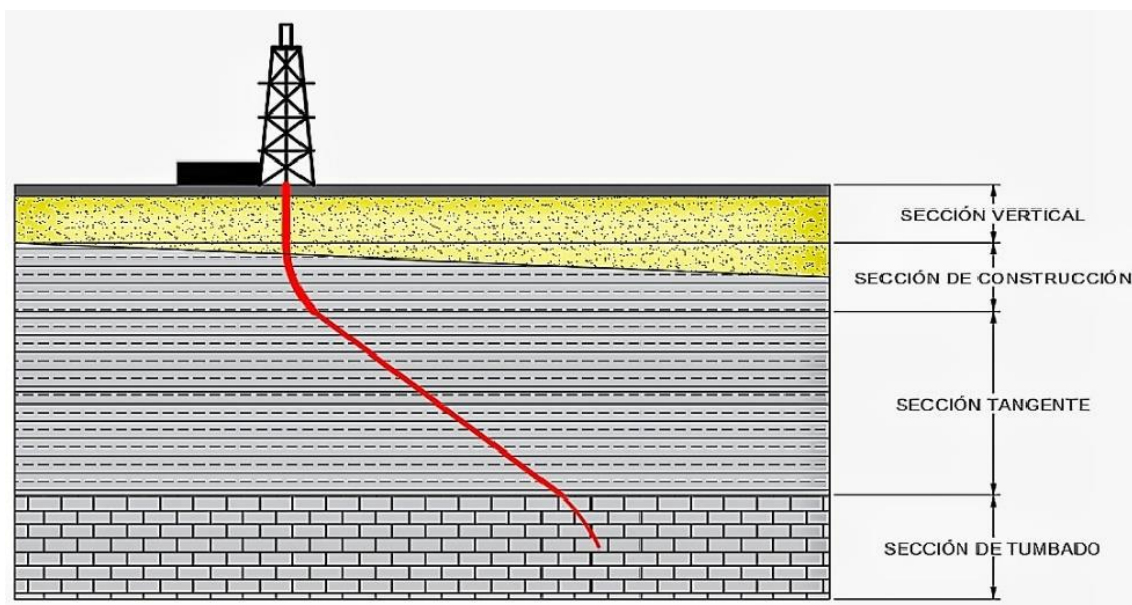
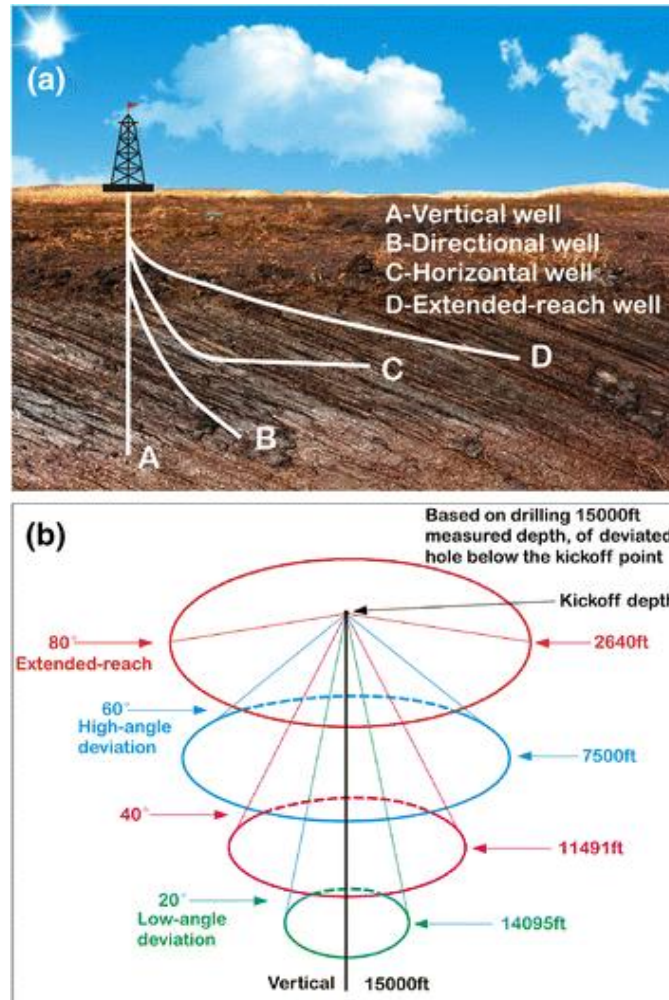


Figura 4. Esquema de trayectoria tipo J modificada, (Guzmán, 2021).

### 2.2.3. Trayectorias verticales.

La trayectoria vertical de un pozo es un plumb line, que por acción de gravedad cuelga perfectamente vertical (Maricic et al., 2008). Se caracteriza por explotar los recursos petrolíferos ultra profundos y contribuye a reducir los accidentes en el fondo del pozo (Davoodi et al., 2025). Aunque no existe un pozo verdaderamente vertical, los pozos que apuntan a un objetivo directamente debajo de su superficie se consideran pozos verticales (Ma et al., 2016). Además, la perforación rotatoria convencional podría satisfacer el requisito de la perforación vertical.

La Figura 5 ilustra un esquema de los diferentes tipos de pozos; el azimut de desviación generalmente suele ser secundario, pero el ángulo de desviación entre el pozo y la vertical es fundamental.



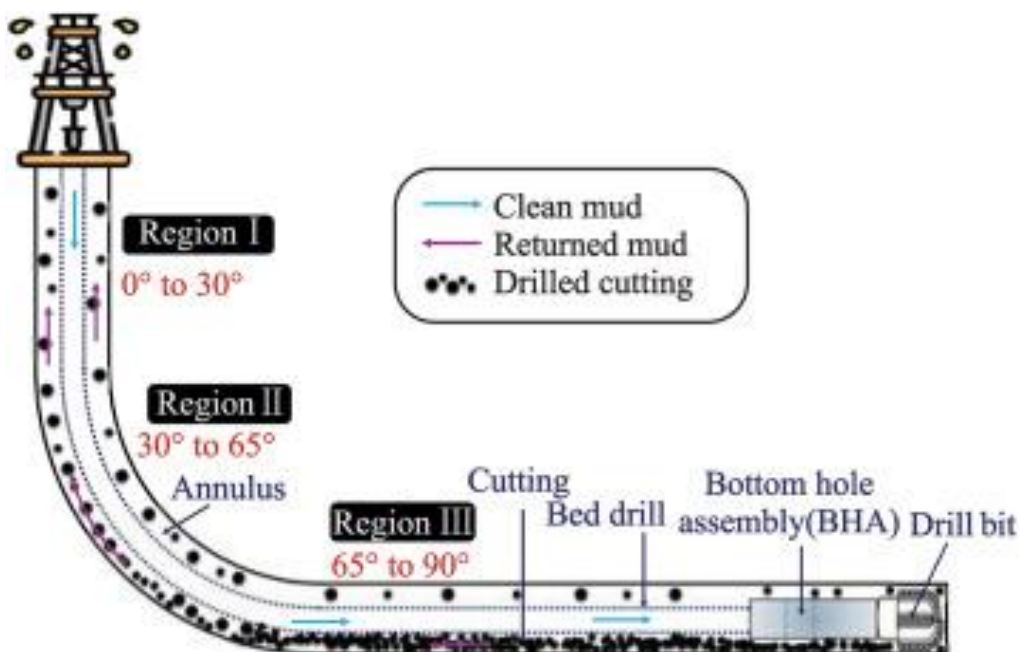
**Figura 5.** Esquema de diferentes pozos, (a) Cuatro tipos básicos de pozos, (b) Tipos de pozos según el ángulo de desviación (Ma et al., 2016).

### 2.2.4. Trayectorias horizontales.

La perforación horizontal representa un avance transformador en la exploración y producción de recursos de petróleo y gas, debido a que ofrece oportunidades para acceder y explotar reservas de hidrocarburos con mayor eficiencia y precisión (Zhang et al., 2024). La trayectoria horizontal de un pozo implica desviar intencionalmente el pozo para atravesar horizontalmente las capas de roca del yacimiento. Según Youssef et al. (2025), las características importantes de las trayectorias horizontales de pozo se distinguen en:

- Permite mayor exposición a las zonas productivas del yacimiento, maximizando el contacto con las formaciones que contienen hidrocarburos y facilitando un mejor flujo de fluidos y tasas de recuperación.
- Al extenderse lateralmente a través del yacimiento, los pozos horizontales pueden acceder a múltiples zonas productivas, drenando eficazmente porciones más grandes del yacimiento, optimizando la vida útil del pozo.
- Accede a yacimientos que se consideran inaccesibles.
- Facilita la fracturación multietapa.
- Presenta desafíos únicos en el área de limpieza de pozos, como la acumulación de recortes en el pozo que puede provocar que la sarta de perforación se atasque.

Adicionalmente, en la perforación de secciones horizontales largas se presentan algunos problemas como el pandeo tubular, la alta fricción axial y la vibración por adherencia/deslizamiento, que representan la baja eficiencia de perforación (Shi et al., 2023). También las inclinaciones superiores a  $60^\circ$  dan lugar a muchos problemas de perforación, que aumentan sustancialmente el costo de la perforación del pozo. La figura 6 representa un esquema básico de una trayectoria del pozo en la sección lateral horizontal que penetra en una zona productiva.



**Figura 6.** Esquema de la trayectoria horizontal de un pozo, (Youssef et al., 2025).

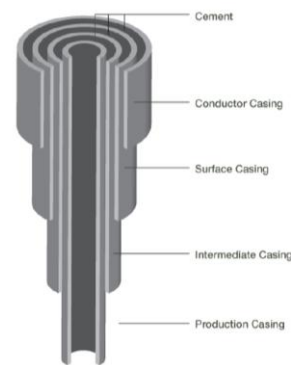
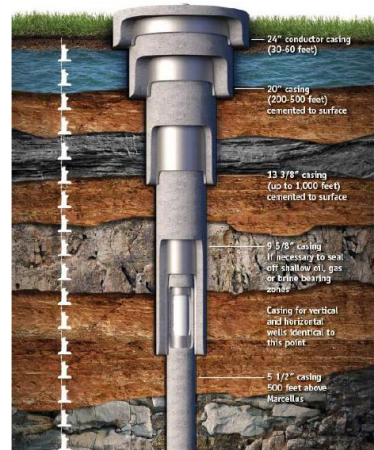
## 2.3. COMPONENTES PARA LA TRAYECTORIA DE POZOS

### 2.3.1. Casings.

El casing o revestimiento consiste en revestir el pozo a través de tuberías metálicas instaladas en un tramo del pozo perforado (Herrera Herbert, 2020). La sarta de revestimiento suele ser un tubo hueco de acero colocado y cementado en un pozo de petróleo y gas que garantiza la perforación, terminación y producción seguras del pozo. La Tabla 4 muestra las características de diferentes tipos de casing.

Tabla 4. Tipos de Casing, (Herrera Herbert, 2020; Liu, 2021).

Tipo de Casing	Característica	Tamaño
Conductor	<ul style="list-style-type: none"> <li>Se instala antes de la perforación del pozo.</li> <li>Previene derrumbes en la parte superior del pozo.</li> <li>Facilita la circulación de los fluidos de perforación desde el fondo del pozo.</li> </ul>	16" – 26"
Superficial	<ul style="list-style-type: none"> <li>Posee un diámetro menor que el casing conductor.</li> <li>Protege los acuíferos superficiales.</li> <li>Previene contaminación por fuga de hidrocarburos o de deformaciones inferiores.</li> </ul>	13 3/8" – 18 5/8"



Intermedio	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Sección del casing más larga que se instala en un pozo.</li> <li>• Previene daños en las paredes del pozo durante la perforación, debido a presiones anormales o formaciones salinas.</li> </ul>	9 5/8" – 16"
Producción	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Es la sección más profunda del casing de un pozo.</li> <li>• Permite un conducto entre la superficie y la formación productora de petróleo.</li> <li>• Previene blowouts, al permitir el sellado de la formación.</li> </ul>	7" – 9 5/8"

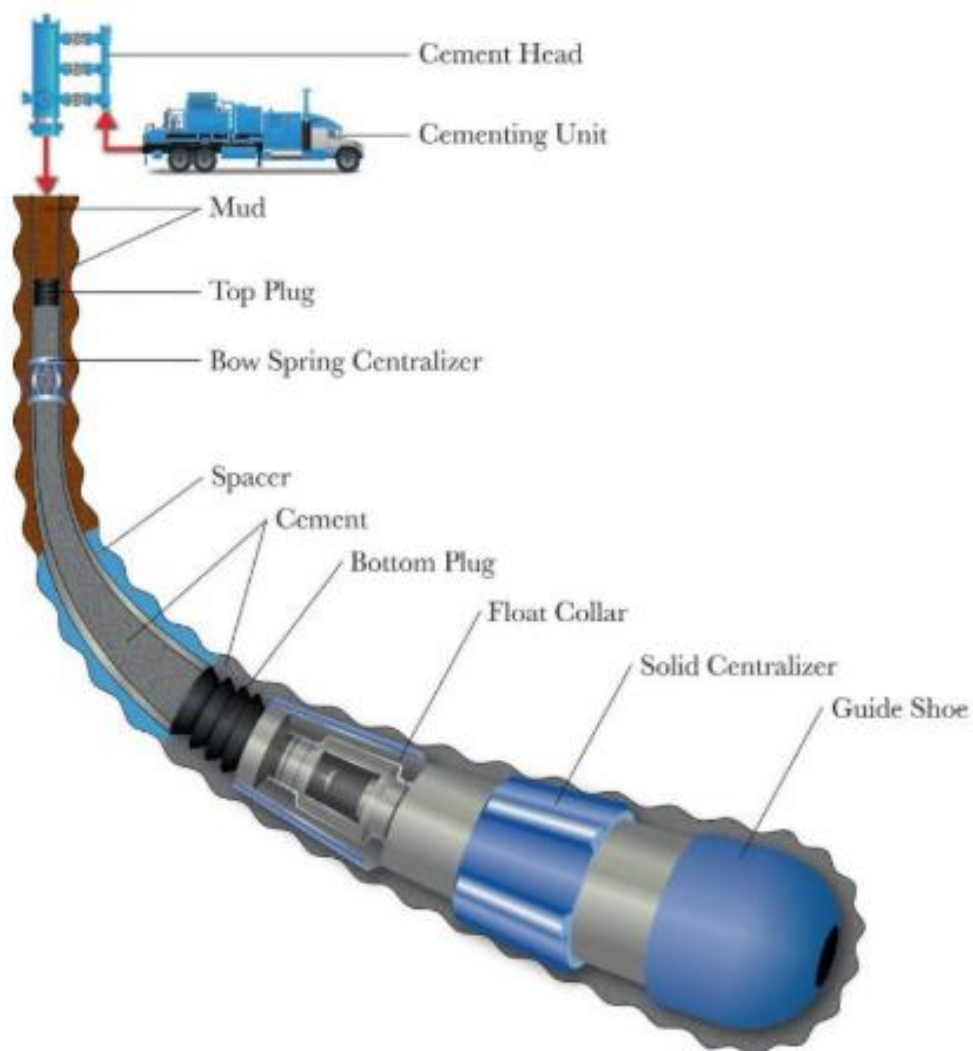
### 2.3.2. Cementación.

La cementación es una tecnología clave de la construcción de pozos, que implica la colocación de lechadas de cemento entre el pozo y las formaciones geológicas circundantes, así como entre las diferentes sartas de revestimiento (Jiang et al., 2024). De esta manera se establece una estructura de soporte permanente del pozo, aislando los fluidos de formación y asegurando la protección ambiental. La cementación es uno de los pasos más críticos en la perforación y terminación de un pozo de petróleo y gas. Los trabajos de cementación de un pozo pueden determinar el éxito o fracaso de los objetivos financieros del pozo. Liu (2021) muestra una serie de pasos que realizan los ingenieros para estandarizar el procedimiento de cementación:

- Revestimiento del pozo.

- Acondicionar el lodo mediante circulación.
- Bombear fluido espaciador.
- Bombear lechada de cemento.
- Esperar el cemento.
- Evaluar el trabajo del cemento.

La Figura 7 presenta un esquema de cementación de pozos con los principales accesorios de revestimiento y desplazamiento del fluido de perforación en un trabajo de cementación.



**Figura 7.** Esquema de cementación de un pozo, (Liu, 2021).

Adicionalmente, la Tabla 5 muestra las características de diversos tipos de cementación.

**Tabla 5.** Tipos de Cementación, (Herrera Herbert, 2020).

<b>Tipo de Cementación</b>	<b>Característica</b>
Primaria	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Introducción de una lechada formada por cemento y agua en proporción 2:1.</li> <li>• La lechada rellena el espacio anular que está entre el revestimiento y las paredes del sondeo.</li> <li>• Protección contra la corrosión.</li> </ul>
Secundaria	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Inyección a presión de la lechada de cemento en grietas y cavidades de la formación.</li> <li>• Sella zonas de pérdida de circulación.</li> <li>• Corrige posibles defectos de la cementación primaria.</li> </ul>
Tapones de cemento	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Taponar antiguas zonas productivas.</li> <li>• Apoyo para la desviación del sondeo.</li> <li>• Taponar la entrada de agua por el fondo del sondeo.</li> <li>• Sella y taponar el sondeo antes del abandono.</li> </ul>

### **2.3.3. Diagrama de presiones**

Un diagrama de presiones es una representación gráfica que muestra como varían diferentes tipos de presiones en función de la profundidad vertical verdadera (TVD) de un pozo. Este tipo de diagrama es esencial en ingeniería de perforación debido a que permite analizar la estabilidad del pozo y prevenir problemas como pérdidas de circulación o fractura de la formación (F. H. Escobar, 2012). En la Figura 8 la presión de fractura dividida entre TVD define una curva crítica en el diagrama. La misma que se utiliza para diseñar la densidad del lodo, es decir que si el lodo es muy denso puede superar la presión de fractura y causar pérdidas de circulación. Si el lodo es muy bajo puede no soportar la presión de poro causando un riesgo de inestabilidad del pozo.

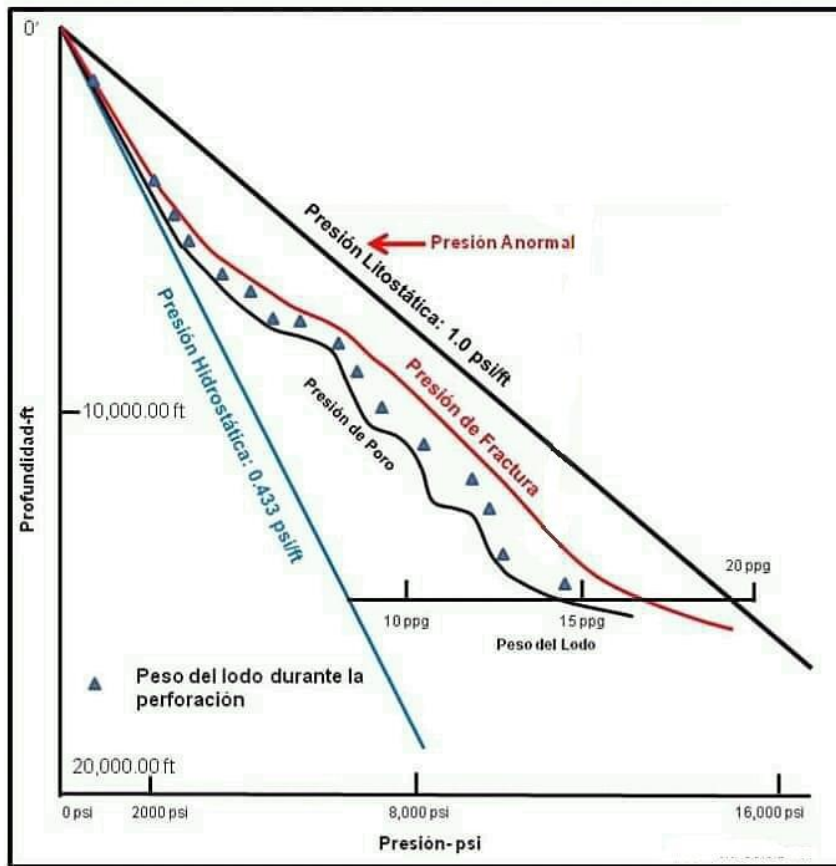


Figura 8. Diagrama de presiones, (Badwan & Chinome, 2020).

### Presión de sobrecarga

La Presión de Sobrecarga (PSC) es la fuerza ejercida por el peso combinado de la matriz de la roca y los fluidos contenidos en sus poros, como el agua, hidrocarburos o gas, sobre las rocas subyacentes (Badwan & Chinome, 2020). A medida que aumenta la profundidad, la presión de sobrecarga se incrementa debido al mayor peso de las rocas suprayacentes y a la reducción de la porosidad, producto del aumento en la compactación de los sedimentos (Ver Figura 9).

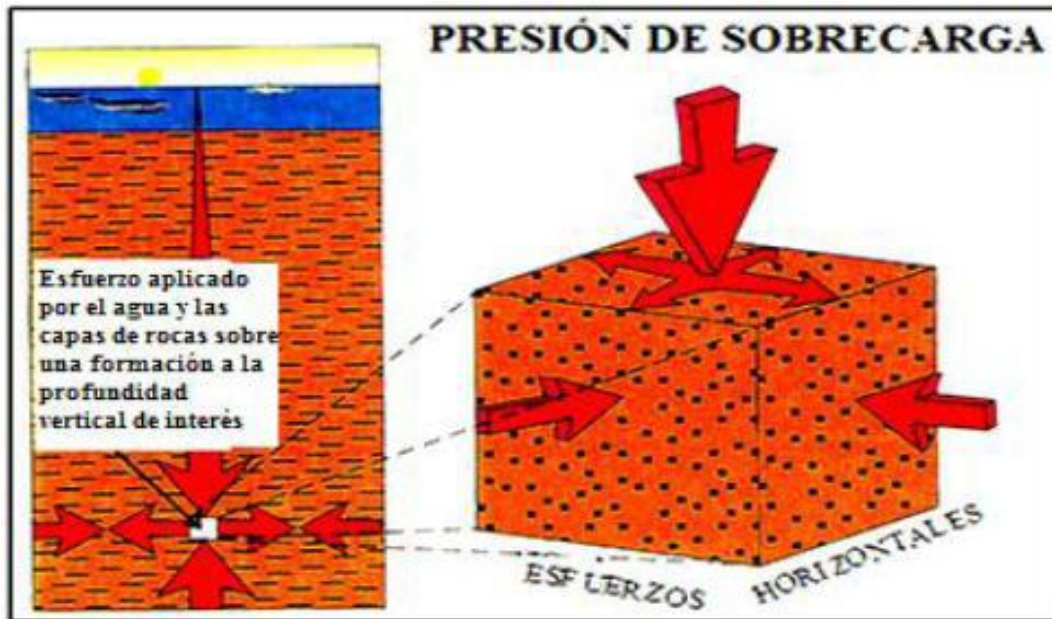


Figura 9. Esquema de la presión de sobrecarga, (Badwan & Chinome, 2020).

Según Hawker (2001), PSC se calcula de la siguiente manera:

$$PSC = [(1 - \phi) * \rho_R + \rho_F * \phi] * h * 0.433 \quad (1)$$

Donde,  $\phi$  es la porosidad promedio de la formación (fracción),  $\rho_R$  es la densidad promedio de la roca ( $\text{g/cm}^3$ ),  $\rho_F$  es la densidad promedio del fluido ( $\text{g/cm}^3$ ), PSC es la presión de sobrecarga (psi) y h es la profundidad total medida verticalmente (ft).

### Presión de poro

La presión de poro es la presión que ejercen los fluidos contenidos dentro de la roca almacenadora. Generalmente, esta corresponde a la presión hidrostática, que es generada por una columna de agua y se extiende desde las zonas más profundas del subsuelo hasta el nivel del mar (Badwan & Chinome, 2020). Esta presión tiende a desplazarse hacia zonas de menor presión. Sin embargo, en formaciones de baja permeabilidad, la presión de poro puede comportarse de manera anormal, debido a que estas capas de roca suelen soportar el peso de la columna de agua, impidiendo su libre movimiento (Ver Figura 10).

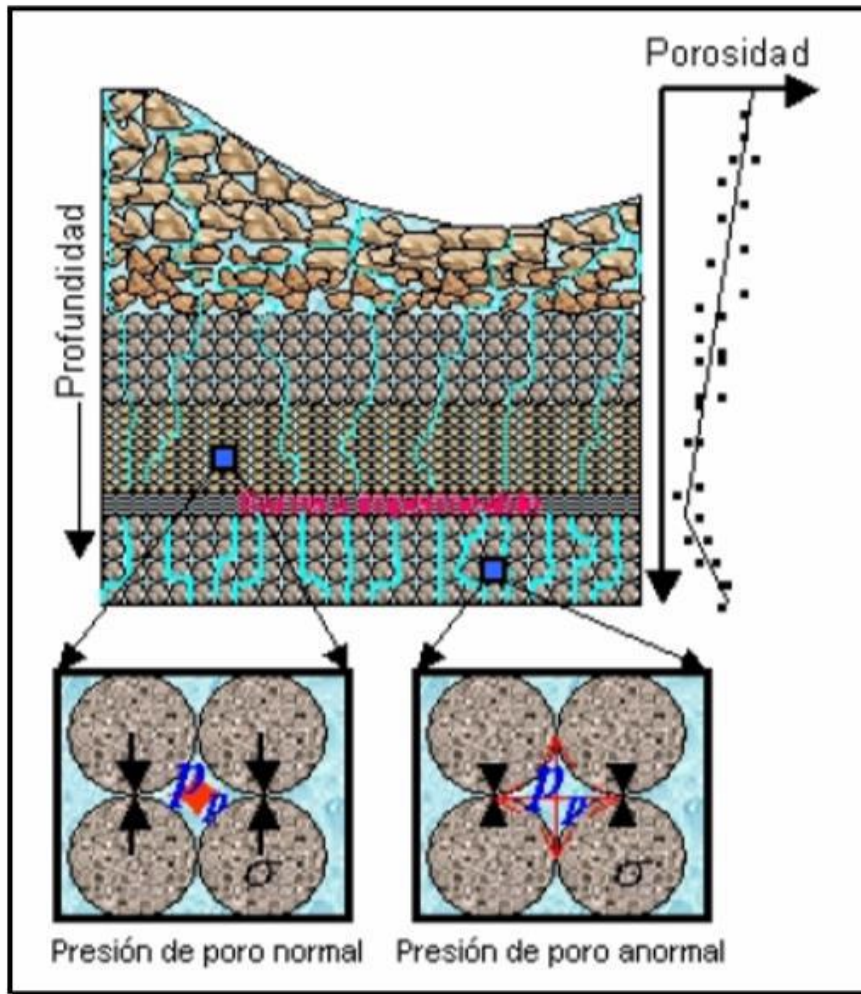


Figura 10. Presión de Poro, (Badwan & Chinome, 2020).

### Presión de fractura

La presión de fractura es la presión necesaria para superar tanto la resistencia mecánica de la roca como la presión de formación (K. Escobar et al., 2019). La presión de fractura varía con la profundidad, y esta variación adquiere especial relevancia al perforar pozos muy profundos, donde se presentan presiones anormales en las formaciones geológicas. Para el cálculo de la presión de fractura se utilizan diversos métodos y correlaciones como:

- Correlación de Eaton.
- Correlación de Pennbaker.
- Correlación de Matthews y Kelly.
- Correlación de MacPherson y Berry.

- Ecuación de Christman.
- Ecuación de Hubbert y Willis.

Los pasos para la presión de fractura a partir de método de Eaton se realizan de la siguiente manera:

- Cálculo de la relación de Poisson ( $\nu$ ), a partir del nomograma de Eaton:

$$\nu = 0.0645 * \ln(D) - 0.0673 \quad (2)$$

Donde,  $\nu$  es la relación de Poisson y D la profundidad en metros.

- Cálculo de la presión de poro ( $P_P$ ).
- Cálculo de la presión de sobrecarga ( $S_D$ ).
- Finalmente, se calcula la presión de fractura (PFR) a partir de:

$$P_{FR(D)} = P_{P(D)} + \left( \frac{\nu}{1 - \nu} \right) [S_{(D)} - P_{P(D)}] \quad (3)$$

Donde,  $P_{FR(D)}$  es la presión de fractura en Kg/cm<sup>2</sup>,  $P_{P(D)}$  es la presión de poro en Kg/cm<sup>2</sup> y  $\nu$  es la relación de Poisson.

## 2.4. CEMENTACIÓN DE POZOS

La cementación de pozos es un proceso importante en las operaciones de perforación, que implica la inyección de lechada de cemento, la misma que se endurece con el tiempo. En la perforación y terminación de un pozo, se introduce una tubería de revestimiento, que crea un espacio anular donde se realiza la cementación. La profundidad de la tubería se determina según la ventana de presión entre la presión de poro y la de fractura (Alkhamis & Imqam, 2021).

La invasión de gas durante el tiempo de fraguado puede generar canales que comprometen las características del cemento y afectan su resistencia, permeabilidad y porosidad. Factores como la gelificación, contracción y separación del agua impactan estas

características, disminuyendo la presión hidrostática y promoviendo la migración de gas (Kiran et al., 2017).

Según Thiercelin et al. (1998) la cementación tiene dos objetivos principales:

- Proteger y sostener la tubería de revestimiento.
- Aislar completamente las zonas de producción.

En la Figura 11 se muestra un diagrama esquemático de un pozo que indica el papel del cemento como barrera entre la tubería de revestimiento y la formación.



**Figura 11.** Diagrama esquemático del pozo en el contexto de la cementación, (Alkhamis & Imqam, 2021).

Además, la ubicación apropiada de los centralizadores de tuberías de revestimiento es esencial, debido a que la instalación incorrecta podría inducir a tensiones y fracturas en el cemento, comprometiendo la integridad del pozo.

#### **2.4.1. Tipos de cemento.**

El Instituto Americano del Petróleo (API), ha definido ocho clases de cemento Portland ordinario, cada una con composiciones químicas específicas para diferentes aplicaciones. El cemento API Clase G es el más utilizado en la industria petrolera, que está diseñado para operaciones de cementación en pozos hasta 2440 metros de profundidad. A estos tipos de cementos se les podría añadir aditivos como retardadores o aceleradores para adaptarlos a condiciones de alta presión y temperatura. Se fabrica en dos grados:

resistencia moderada a sulfatos y alta resistencia a sulfatos, siendo este último el más comúnmente empleado (Ver Tabla 6) (Haghighat-Nejad, 2019).

**Tabla 6.** Requerimientos químicos para tipos de cemento API, (Haghighat-Nejad, 2019).

Clasificación de cemento	Resistencia a sulfatos	Concentración máxima aceptable (%)				
		C <sub>3</sub> S	C <sub>3</sub> A	C <sub>4</sub> AF	MgO	SO <sub>3</sub>
<b>API</b>						
A	Ordinario	-	-	-	6.0	3.5
B	Moderado	-	8	-	6.0	3.0
B	Alto	-	3	18 a 24	6.0	3.5
C	Ordinario	-	15	-	6.0	4.5
C	Moderado	-	8	-	6.0	3.5
C	Alto	-	3	18 a 24	6.0	3.5
G, H	Moderado	58	8	-	6.0	3.0
G, H	Alto	65	3	18 a 24	6.0	3.0

#### **2.4.2. Esquema de bombeo, lechada de cemento, tiempo, spacer.**

La cementación es un procedimiento que implica una serie de operaciones específicas, las cuales incluyen el bombeo de fluidos preflush, el espaciador (spacer), la lechada de cemento y el desplazamiento final con lodo o agua. El esquema de bombeo debe considerar caudales adecuados, presiones de fricción, tiempos de bombeo y compatibilidad entre fluidos, lo que asegura una colocación eficaz y uniforme del cemento (Nelson & Guillot, 2006).

La lechada de cemento es una mezcla de cemento Portland, agua y aditivos diseñados para alcanzar propiedades concretas como densidad, tiempo de fraguado, viscosidad y resistencia a la compresión.

El tiempo de fraguado es un factor clave que determina la ventana operativa antes de que la mezcla pierda bombeabilidad. Por otro lado, el spacer actúa como un fluido intermedio que desplaza el lodo de perforación, limpia las paredes del pozo y evita la contaminación de la lechada, mejorando la adherencia del cemento (Ravi & Bosma, 2017).

### **2.4.3. Cementación Convencional.**

La cementación convencional emplea lechadas que tienen propiedades estandarizadas y que están diseñadas principalmente para ambientes y condiciones de presión y temperatura moderadas. Esta técnica ha sido ampliamente utilizada en la industria debido a su bajo costo y facilidad de aplicación, sin embargo, tiene limitaciones significativas en zonas con formaciones inestables, presiones anómalas o deformación mecánica activa (Dusseault & Gray, 2018).

Una de las mayores desventajas es la rigidez del cemento tradicional, que puede crear microfisuras ante esfuerzos diferenciales o movimientos del pozo, comprometiendo el sello hidráulico. Además, su bajo módulo de deformación limita su capacidad para adaptarse a desplazamientos laterales, lo cual es común en zonas tectónicamente activas como la Amazonía ecuatoriana (Ramírez et al., 2020).

### **2.4.4. Cementación Flexible**

La cementación flexible ha surgido como una solución innovadora ante los retos de las formaciones mecánicamente activas. Este tipo de cementación incorpora aditivos elastoméricos, fibras sintéticas o resinas termoplásticas, que permiten mejorar y aumentar la flexibilidad, resiliencia y capacidad de deformación del cemento sin comprometer su resistencia a la compresión (Zhang et al., 2021).

La flexibilidad posibilita que el cemento se adapte a las alteraciones volumétricas del pozo y a deformaciones inducidas por sobrepresión, evitando la formación de microcanales y la pérdida de integridad del sello. Además, diversos estudios han demostrado que los sistemas de cementación flexible son más efectivos para mantener el aislamiento zonal en pozos expuestos a esfuerzos térmicos, sísmicos o de compactación (Sánchez & Aguilar, 2021; González et al., 2022).

En campos como Sacha, donde las condiciones geológicas incluyen presiones de poro variables y formaciones reactivas, la cementación flexible se presenta como una opción

técnica más adecuada frente a los métodos convencionales. Su implementación requiere un diseño cuidadoso de lechada, validación mediante pruebas de laboratorio y modelado geomecánico para garantizar su efectividad en el entorno específico del pozo.

## **2.5. EQUIPOS USADOS EN LA CEMENTACION DE POZOS**

No solo el diseño de la lechada y del esquema de bombeo determinan la eficacia de cementar pozos; también lo hacen los equipos empleados para llevar a cabo dicha tarea. Estos dispositivos están diseñados para garantizar el desplazamiento eficiente del cemento, la centralización del revestidor y el aislamiento hidráulico entre zonas, contribuyendo a la integridad estructural del pozo y a la prevención de fallos durante su vida útil (Nelson & Guillot, 2006).

### **2.5.1. Cabeza de cementación.**

La cabeza de cementación es un equipo esencial situado en la parte superior del casing. Permite la introducción de los fluidos de cementación incluyendo los tapones, el spacer y la lechada, dentro de la tubería de revestimiento. Está diseñada para resistir altas presiones y regular el flujo durante la operación, lo que permite la liberación secuencial de tapones a través de un sistema de compartimentos o cámaras (Smith & Calvert, 2019). Su uso adecuado asegura una transición fluida y segura entre los diferentes fluidos bombeados.



**Figura 12.** Cabeza de Cementación, (Sejas, s.f.).

### 2.5.2. Taponos de cementación.

Los taponos de cementación, también llamados plugs, son herramientas de goma o elastómeros que actúan como barreras físicas entre los distintos fluidos durante la cementación. Se emplean dos tipos principales: el tapón inferior, que separa el lodo de perforación del cemento y permite limpiar el interior del casing, y el tapón superior, que separa el cemento del fluido de desplazamiento y sella el sistema una vez que la lechada ha sido bombeada (Ravi & Bosma, 2017). Los taponos previenen la contaminación de la lechada y ayudan a controlar la presión durante la operación.

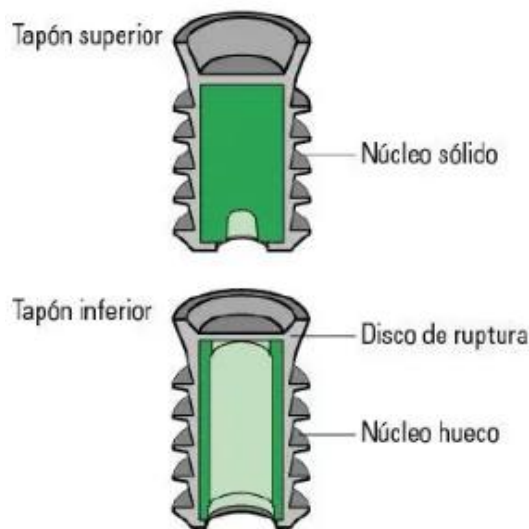


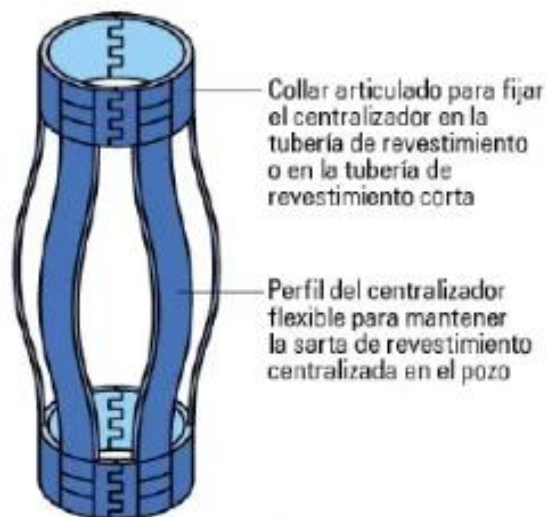
Figura 13. Tapón superior e inferior, (Sejas, s. f.-b).

### 2.5.3. Centralizadores.

Los centralizadores son herramientas metálicas o compuestas que se instalan en el casing para mantenerlo centrado en el pozo durante el descenso y la cementación. Su función principal es garantizar una distribución uniforme de la lechada alrededor del casing, reduciendo zonas de canalización o cementación deficiente (Azar & Samuel, 2007). Una centralización adecuada, sobre todo en áreas desviadas o con geometría irregular del pozo, mejora de manera significativa el aislamiento zonal y la calidad del sello hidráulico.



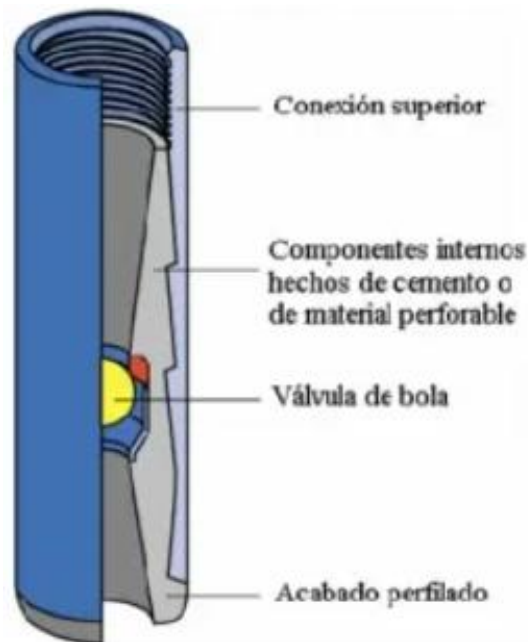
**Figura 14.** Centralizadores de carcasa para cementación de pozos de petróleo y gas,  
(Centralizadores de carcasa-Estándar API 10D Para Cementación de Petróleo y Gas, s. f. ).



**Figura 15.** Partes de los centralizadores, (Sejas s. f.-c).

#### 2.5.4. Válvulas.

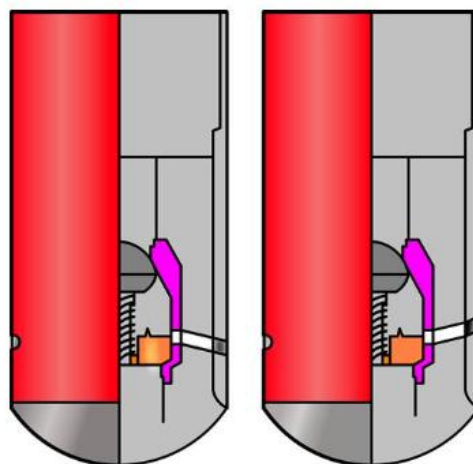
Durante la cementación se utilizan principalmente dos tipos de válvulas: la válvula de flotación (float collar) y la zapata con válvula de retención (float shoe). Estas válvulas permiten el paso del fluido en un solo sentido, desde el interior del casing hacia el anular e impiden el retroceso del cemento una vez finalizada la operación. Además, ayudan a controlar la presión interna y evitan que el cemento refluya, lo que podría comprometer el asentamiento de la lechada y dañar la integridad del pozo (Nelson & Guillot, 2006).



**Figura 16.** Partes de una válvula de retención (Float\_Shoe, s. f.).

### 2.5.5. Zapatas

La zapata es un accesorio que se encuentra ubicado en la sección inferior del casing, cuya forma cónica facilita el descenso del revestidor dentro del pozo, especialmente en zonas con trayectorias curvas o de colapsos parciales. En muchos diseños o configuraciones, las zapatas incluyen una válvula de retención y una sección reforzada que permite perforarse posteriormente en operaciones de completación (Dusseault & Gray, 2018). Su correcta selección y diseño aseguran el posicionamiento preciso del revestidor y un inicio eficiente de la cementación.



**Figura 17.** Zapata FSC-03-DUJ de WENNIAN (Equipo de Flotación de Cemento y Collar de Flotación, s. f.).

## 2.6. PROBLEMAS DE INESTABILIDAD EN POZOS

### 2.6.1. Causas de inestabilidad.

Según Aslani et al. (2022), destaca varias causas que contribuyen a la inestabilidad del pozo en el contexto de la cementación en operaciones de sellado y abandono:

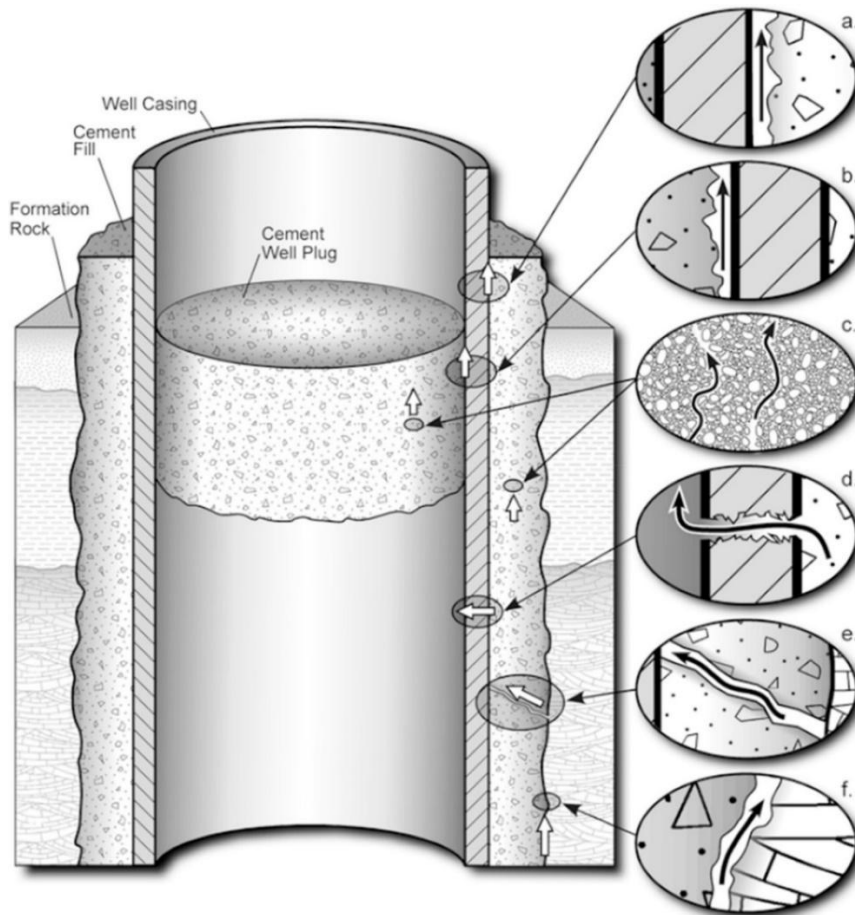
- Propiedades del cemento. – a pesar de ser un material económico y con propiedades adecuadas, presenta desventajas significativas:
  - Contracción durante el curado, que genera tensiones internas comprometiendo la integridad del sellado.
  - Agrietamiento. - forman caminos de fuga para fluidos, que afectan a la seguridad del pozo.
  - Degradación respecto al tiempo. – tanto mecánica como química, lo que conlleva a la pérdida de la efectividad del sellado.
  - Resistencia limitada a sustancias agresivas. –  $H_2S$  y  $CO_2$  podrían deteriorar al cemento, originando problemas de corrosión.
- Condiciones extremas: La inestabilidad puede intensificarse en entornos de alta temperatura y presión, ocasionando un comportamiento del cemento más impredecible.
- Integridad del pozo: Formación de vías de fuga, que provocan la migración de fluidos y contaminación ambiental.
- Innovaciones en formulaciones: La incorporación de aditivos podría optimizar sus propiedades, que incluye:
  - Fibras y aditivos químicos: Mitigan las debilidades del cemento convencional.
  - Polímeros: Incrementa la resistencia y durabilidad.

- Alternativas para el cemento. – se proponen materiales como resinas y geopolímeros como soluciones potenciales que podrían ofrecer propiedades superiores y mayor estabilidad en condiciones desafiantes.

### **2.6.2. Posibles vías de fuga en sistemas de pozos.**

Las posibles vías de fuga de un sistema de pozo se producen principalmente en las interfaces del casing-sheat y el plug-casing, que son canales formados a través de la rotura de tuberías, fracturas o huecos (Aslani et al., 2022). La Figura 18 presenta una demostración visual típica de las posibles vías de fuga, que se atribuyen principalmente a:

- Desunión entre el casing.
- Formación de sheat.
- Degradación mecánica, física, química del cemento, bajo alta presión y temperatura.
- Estrés inducido por presión y temperatura
- Corrosión del cemento.
- Canales de lodo provocados por la mala calidad del cemento.
- Deterioro de permeabilidad.
- Pérdida de la capacidad de sellado del tapón de cemento.



**Figura 18.** Posibles vías de fuga de un sistema de pozo. (a) y (b) En interfaces de casing-sheath y el plug-casing. (c) En el cemento. (d) En el revestimiento. (e) Fracturas de cemento. (f) interfaz cemento-formación, (Aslani et al., 2022).

### 2.6.3. Degradación mecánica y química del cemento.

La degradación mecánica del cemento se debe a tensiones geomecánicas, actividades tectónicas y otros factores, que resulta en agrietamiento radial, deformación plástica y desprendimiento del casing (Kiran et al., 2017). En pozos de alta temperatura y presión, por lo general el cemento presenta inestabilidad a más de 110°C, provocando contracción y retrogresión por la conversión de Carbono (C), Azufre (S) e Hidrógeno (H).

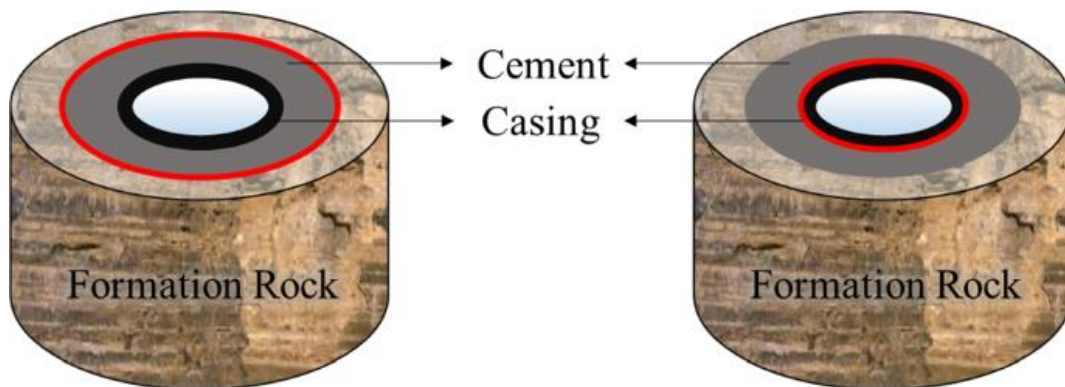
La degradación química del cemento, especialmente a largo plazo, afecta sus propiedades mecánicas y físicas, causando pérdida de resistencia y aumento de permeabilidad (Yuan et al., 2013). Lo que acelera la corrosión del casing y los tapones de cemento. Debido a que el cemento es alcalino, su degradación está vinculada a contextos ácidos, como el CO<sub>2</sub> supercrítico y los sulfatos.

#### 2.6.4. Microanillos que se forman en las interfaces de la cementación.

Los microanillos en las interfaces del cemento podrían permitir la migración de fluidos, lo que aumenta el riesgo de acumulación de presión peligrosa (Kupresan et al., 2014). Además, estos microanillos se forman por la falta de adhesión entre el cemento y su entorno, lo que implica la necesidad de diseñar una lechada que se adhiera eficazmente (Ver Figura 19).

Las razones fundamentales de la desunión incluyen:

- La eliminación inadecuada e insuficiente de lodo durante la perforación.
- Las expansiones y contracciones de la tubería de revestimiento.
- La contracción del cemento durante su proceso de hidratación.



**Figura 19.** Ubicaciones donde podrían formarse microanillos en el pozo, (Alkhamis & Imqam, 2021).

## **CAPÍTULO III: METODOLOGÍA**

### **3.1. DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN**

#### **3.1.1 Tipo de investigación.**

La investigación se basó en un enfoque descriptivo, ya que el objetivo es caracterizar y analizar el impacto del uso de cementación flexible en la estabilidad de la formación en los pozos del Campo Sacha. A través de esta investigación, se describir las circunstancias geomecánicas de la formación, los problemas operativos asociados y los beneficios que ofrece el diseño de cementación flexible.

#### **3.1.2 Método investigación.**

El método de investigación que se utiliza es hipotético-deductivo, lo cual implica partir de la hipótesis formulada para luego someterla a prueba mediante simulaciones y análisis de datos. Para ello se utilizó un software de ingeniería lo que permitió evaluar el comportamiento de la cementación flexible en distintas condiciones, permitiendo determinar su efectividad en la mitigación de problemas de inestabilidad.

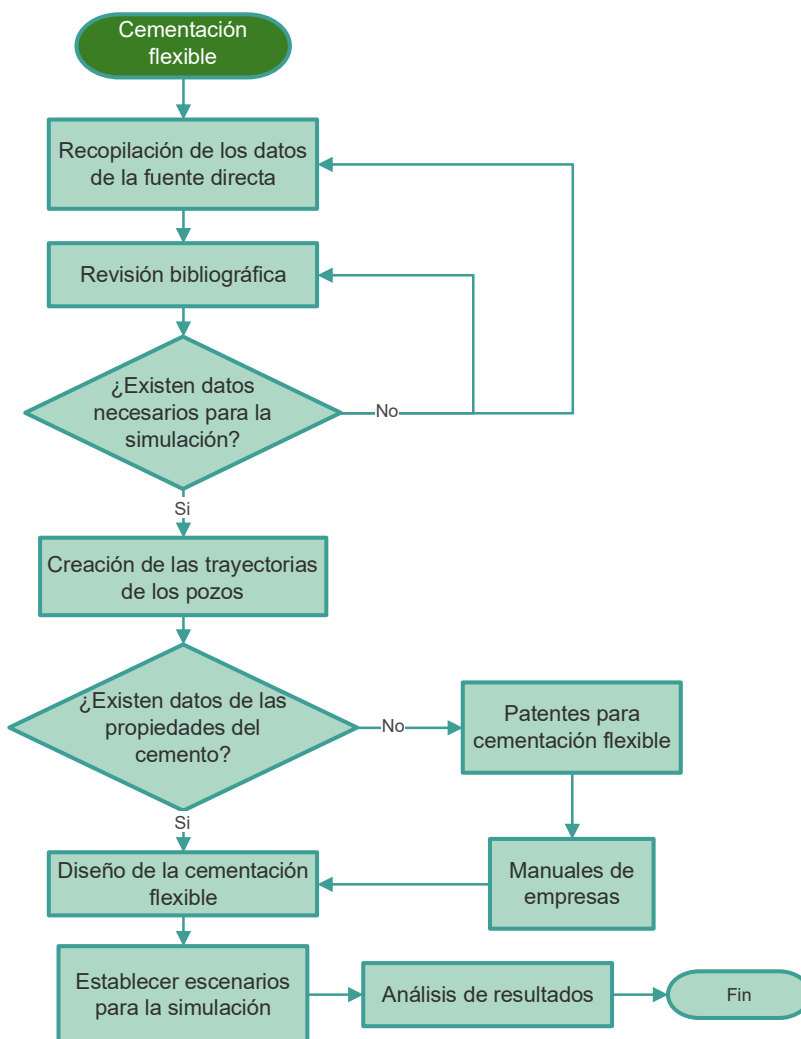
#### **3.1.3 Población.**

La población de estudio es de tipo finita y está compuesta por todos los pozos del Campo Sacha, ubicado en la provincia de Orellana, Ecuador. Se consideran tanto pozos en producción como aquellos en fase de perforación y completación, ya que el estudio busca evaluar la efectividad de la cementación flexible en diversas condiciones operativas. También, se consideran los datos históricos de pozos que han presentado problemas geomecánicos.

### 3.1.4 Muestra

Para el presente estudio, la muestra se conformó por los pozos SACHA-466D y SACHA-489H, los cuales fueron seleccionados debido a su historial de problemas de inestabilidad de la formación. Los cuales fueron seleccionados bajo un criterio de conveniencia, sin la aplicación de métodos estadísticos o probabilísticos.

### 3.1.5 Procedimiento metodológico.



**Figura 20.** Metodología para el diseño de la cementación flexible. (Elaboración propia, 2025).

En la Figura 20 se ilustra la metodología para el diseño de la cementación flexible mediante un diagrama de flujo estructurado en varias etapas. El proceso inicia con la

recopilación de datos de la fuente directa y la revisión bibliográfica. A partir de esta información, se evalúa si existen los datos necesarios para la simulación. En caso de no contar con ellos, se regresa a la etapa de recopilación y revisión.

En caso de que los datos sean adecuados, se avanza con el desarrollo de las trayectorias de los pozos, la perforación y la columna estratigráfica. Después, se comprueba la existencia de datos acerca de las propiedades del cemento. Si estos recursos no se encuentran disponibles, se recurrirá a manuales de empresas que trabajen con cementación flexible y a patentes internacionales.

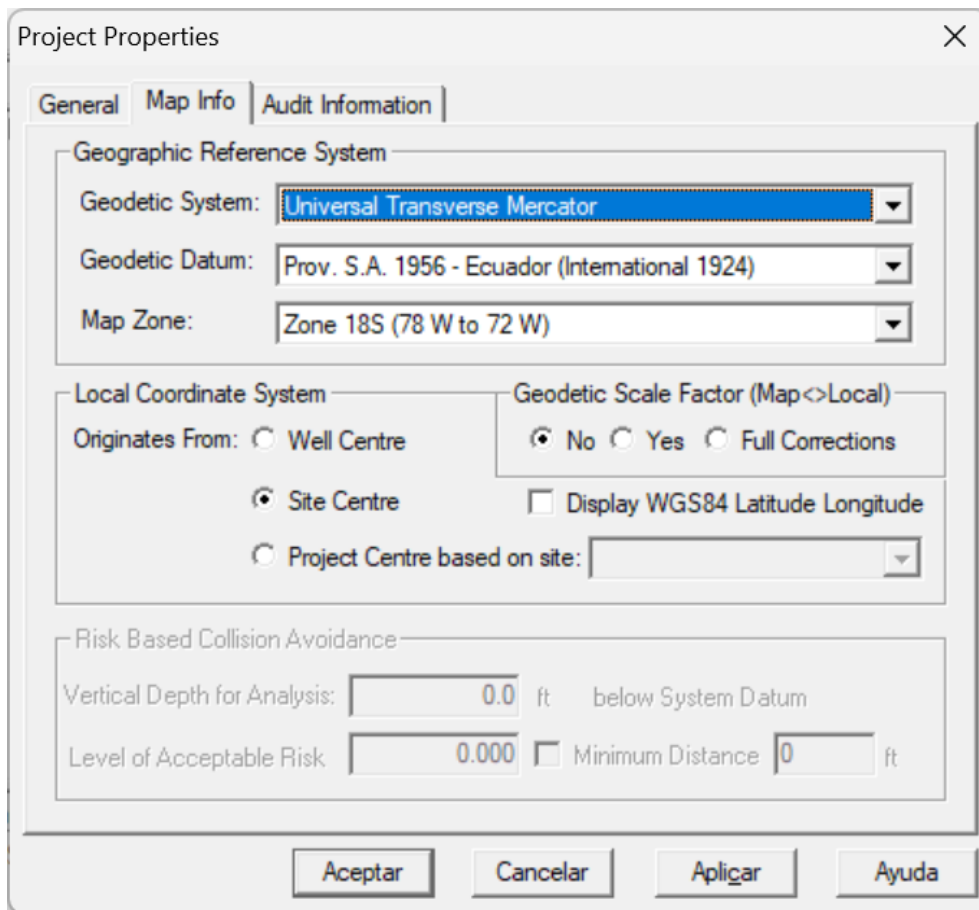
Cuando los datos del cemento están disponibles, se diseña la cementación flexible, seguida por el establecimiento de escenarios para la simulación. Finalmente, se realiza un análisis de resultados que concluye el proceso.

### 3.2. TRAYECTORIA DE LOS POZOS

**Tabla 7.** Datos de la ubicación de los pozos, (EP PETROECUADOR, 2024).

<b>Descripción</b>	<b>Pozo</b>	
	<b>Sacha-466D</b>	<b>Sacha-489H</b>
Coordenada X, m	293101.44	292011.74
Coordenada Y, m	9967790.89	9951912.26
Rig	SINOPEC 248	CCDC 28
Configuración	Tipo J Modificado	Tipo J
Inicio de perforación, d/m/y	11/05/22	03/02/20
Fin de perforación, d/m/y	08/06/22	21/02/20
Profundidad total, MD/TVD, ft	12412/10312	11094 / 10099

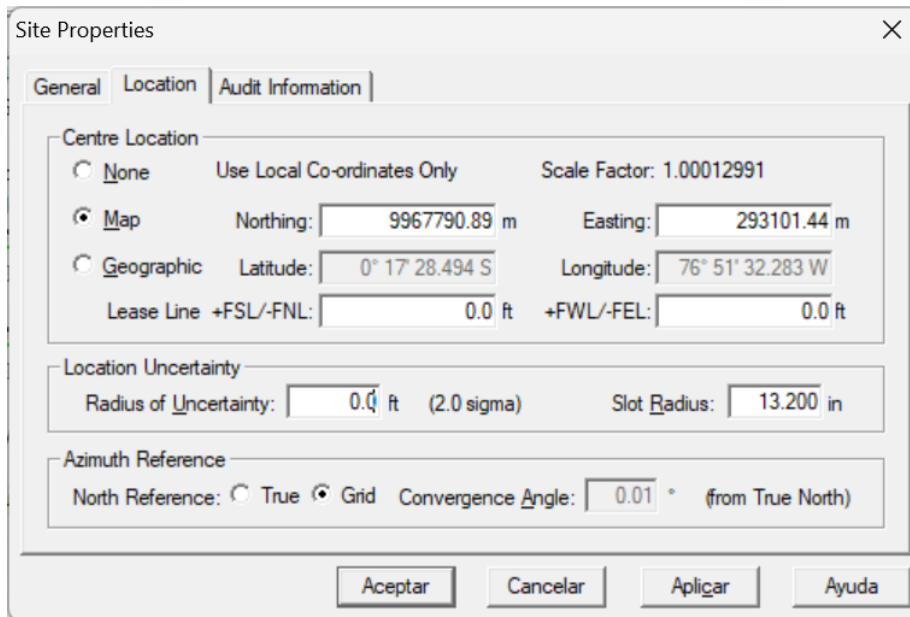
La Tabla 7 presenta los datos de ubicación de los pozos Sacha-466D y Sacha-489H, operados por la empresa Estatal. Se detallan las coordenadas X e Y en metros, el equipo de perforación (Rig) utilizado en cada pozo, la configuración del pozo, las fechas de inicio y finalización de la perforación, y la profundidad total expresada en MD/TVD (Measured Depth/True Vertical Depth) en pies.



**Figura 21.** Especificaciones del proyecto para los pozos. (Software de ingeniería, 2025).

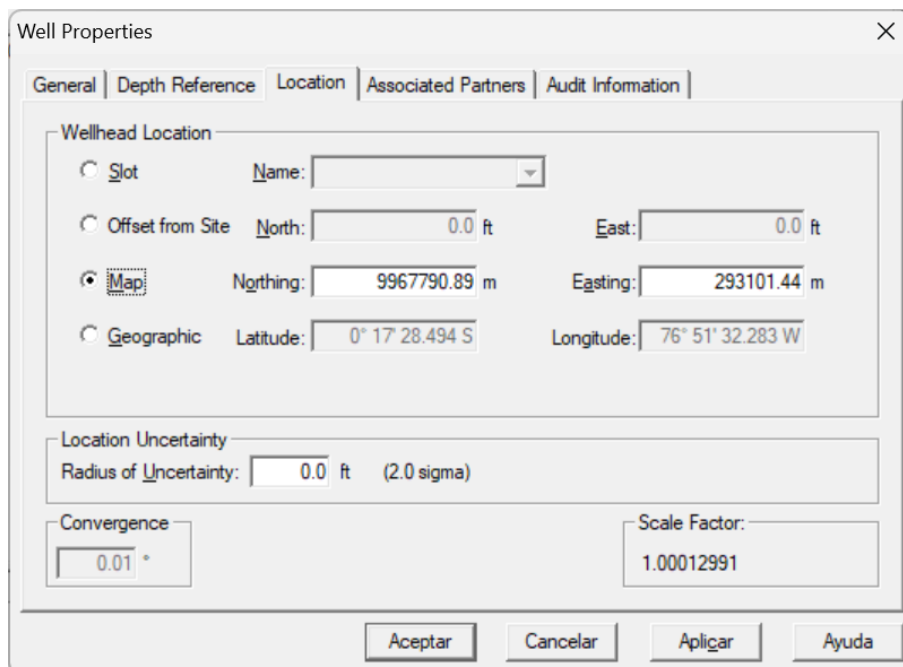
En la Figura 21 se muestra la ventana de Project Properties, específicamente la pestaña de configuración del Sistema de Referencia Geográfica. En esta sección, se definen los parámetros geodésicos y de coordenadas del proyecto. El sistema geodésico que se seleccionó corresponde al Universal Transverse Mercator (UTM), con un datum geodésico basado en Prov. S.A. 1956 - Ecuador (International 1924). La zona del mapa asignada es la Zona 18S (78° W a 72° W).

En la parte inferior, se presentan opciones vinculadas con la prevención de colisiones basada en riesgo, permitiendo definir parámetros como la profundidad vertical de análisis (Vertical Depth for Analysis) y el nivel de riesgo aceptable (Level of Acceptable Risk), los cuales se configuraron en 0.0 ft.



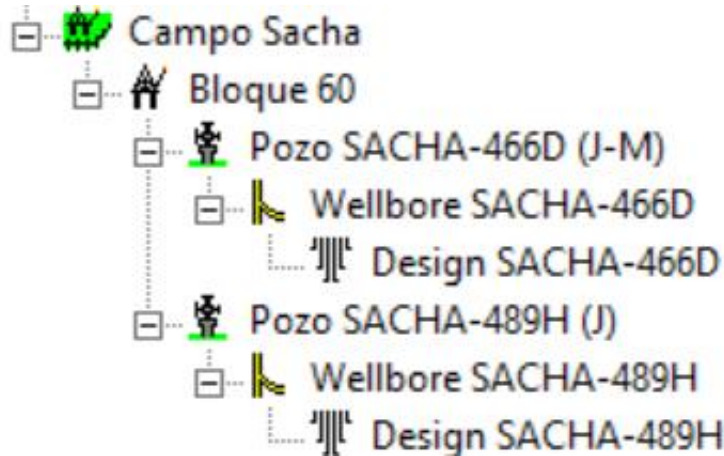
**Figura 22.** Coordenadas del sitio. (Software de ingeniería, 2025).

En la Figura 22 se muestran las coordenadas UTM del pozo Sacha-466D, las cuales fueron agregadas en la sección de propiedades del sitio. De igual manera, se ingresaron las coordenadas del pozo Sacha-489H, y el software de ingeniería calculó automáticamente la latitud y longitud en función de las coordenadas del mapa.



**Figura 23.** Coordenadas de los pozos. (Software de ingeniería, 2025).

Las coordenadas UTM de los pozos Sacha-466D y Sacha-489H se volvieron a introducir en la sección de propiedades del pozo para que se vinculen correctamente con la trayectoria y el survey. Este paso permite asegurar la coherencia de los datos espaciales dentro del software de ingeniería.



**Figura 24.** Esquema de las secciones creadas para los pozos. (Software de ingeniería, 2025).

La estructura para el diseño de las trayectorias, el survey y los objetivos se desglosó como se observa en la Figura 24, donde en la sección de Wellbore se agregaron los objetivos y en la sección de diseño se generaron los surveys.

	MD (ft)	CL (ft)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (ft)	NS (ft)	EW (ft)	V.Sec (ft)	Dogleg (°/100ft)	T.Face (°)	Buld (°/100ft)	Turn (°/100ft)	Section Type	Target
1	0.0		0.00	0.00	0.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	Tie Line	
2	2500.0	2500.0	0.00	0.00	2500.0	0.0	0.0	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	Inc Azi MD	
3	3500.0	1000.0	4.00	240.00	3499.2	-17.4	-30.2	34.9	0.40	240.00	0.40	0.00	Inc Azi MD	
4	4200.0	700.0	29.00	240.00	4165.1	-116.1	-201.0	232.1	3.57	0.00	3.57	0.00	Inc Azi MD	
5	5100.0	900.0	43.00	240.00	4891.4	-379.9	-658.0	799.8	1.56	0.00	1.56	0.00	Inc Azi MD	
6	9600.0	4500.0	43.00	240.00	8182.4	-1914.4	-3315.9	3828.8	0.00	0.00	0.00	0.00	Inc Azi MD	
7	11570.0	1970.0	40.00	240.00	9657.7	-2567.0	-4446.2	5134.0	0.15	180.00	-0.15	0.00	Inc Azi MD	
8	12412.0	842.0	38.00	240.00	10312.0	-2831.9	-4905.1	5663.9	0.24	180.00	-0.24	0.00	Inc Azi MD	
9													Insert Line	

**Figura 25.** Survey del pozo SACHA-466D. (Software de ingeniería, 2025).

El survey del pozo SACHA-466D para una trayectoria J modificada se detalla en la Figura 25, donde se observa que la inclinación inició a los 3500 ft de profundidad medida e incrementó hasta 43 grados a los 9600 ft de profundidad medida. Posteriormente, declinó hasta 38 grados a una profundidad de 12,412 ft de profundidad medida.

	MD (ft)	CL (ft)	Inc (°)	Azi (°)	TVD (ft)	NS (ft)	EW (ft)	V.Sec (ft)	Dogleg (°/100ft)	T.Face (°)	Buld (°/100ft)	Turn (°/100ft)	Section Type	Target
1	0.0		0.00	0.00	0.0	-52095.2	-3575.1	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	Tie Line	
2	3060.0	3060.0	0.00	0.00	3060.0	-52095.2	-3575.1	0.0	0.00	0.00	0.00	0.00	Inc Azi MD	
3	4000.0	940.0	9.80	150.00	3995.4	-52164.7	-3535.0	80.2	1.04	150.00	1.04	0.00	Inc Azi MD	
4	5100.0	1100.0	32.00	150.00	5016.6	-52502.4	-3340.1	470.2	2.02	0.00	2.02	0.00	Inc Azi MD	
5	8000.0	2900.0	32.00	150.00	7476.0	-53833.3	-2571.7	2006.9	0.00	0.00	0.00	0.00	Inc Azi MD	
6	11094.0	3094.0	32.00	150.00	10099.8	-55253.2	-1751.9	3646.5	0.00	0.00	0.00	0.00	Inc Azi MD	
9													Insert Line	

**Figura 26.** Survey del pozo SACHA-489H. (Software de ingeniería, 2025).

El survey del pozo SACHA-489H para una trayectoria J se detalla en la Figura 26, donde se observa que la inclinación inició a los 4000 ft de profundidad medida e incrementó hasta 32 grados a los 5100 ft de profundidad medida. Posteriormente, se mantuvo con la misma inclinación hasta una profundidad de 11,094 ft de profundidad medida.

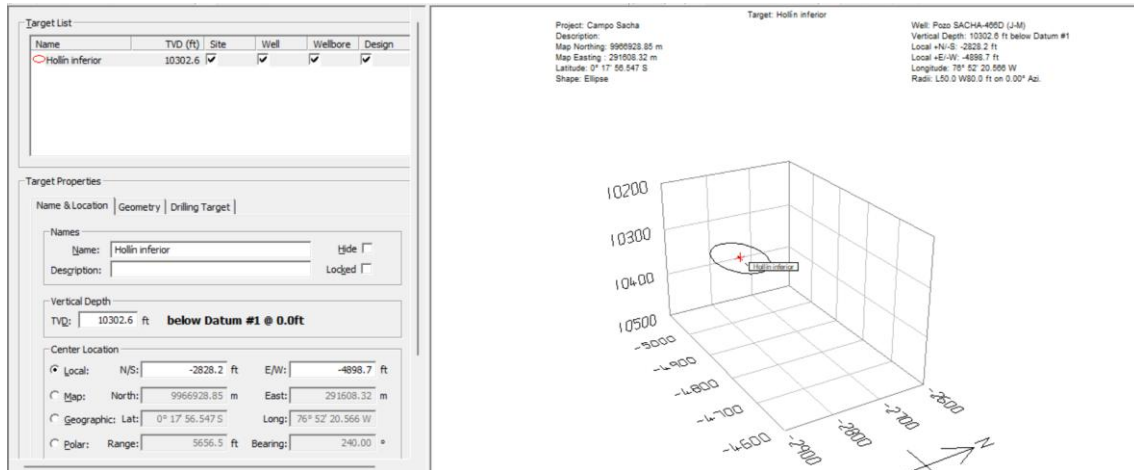


Figura 27. Objetivo del pozo SACHA-466D. (Software de ingeniería, 2025).

Según la Figura 27, se observa que el objetivo es la formación Hollín Inferior, ubicada a una profundidad vertical verdadera de 10,302.6 ft y con coordenadas N/S de -2,828.2 ft y E/W de -4,898.7 ft. La geometría del yacimiento es de tipo elíptico, con una altura semimenor de 50 ft y una longitud semimayor de 80 ft.

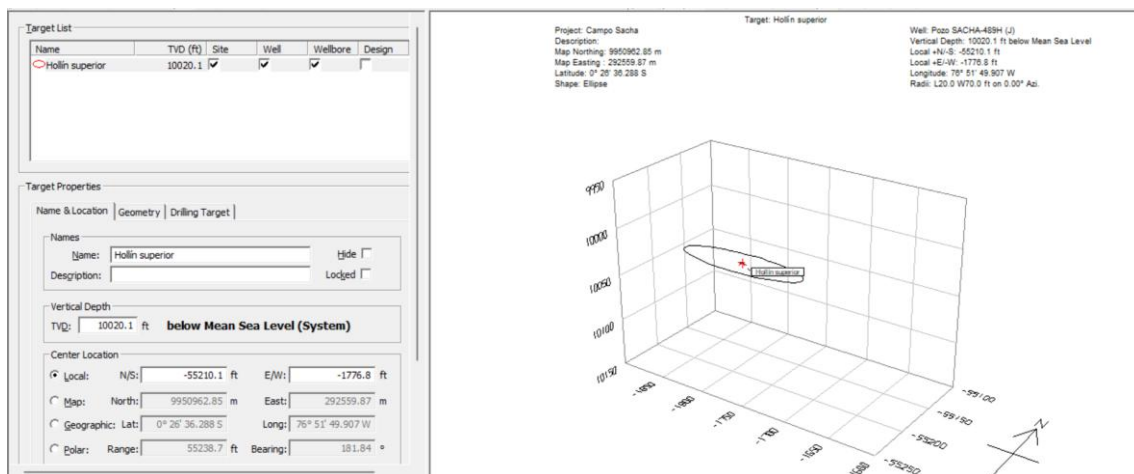
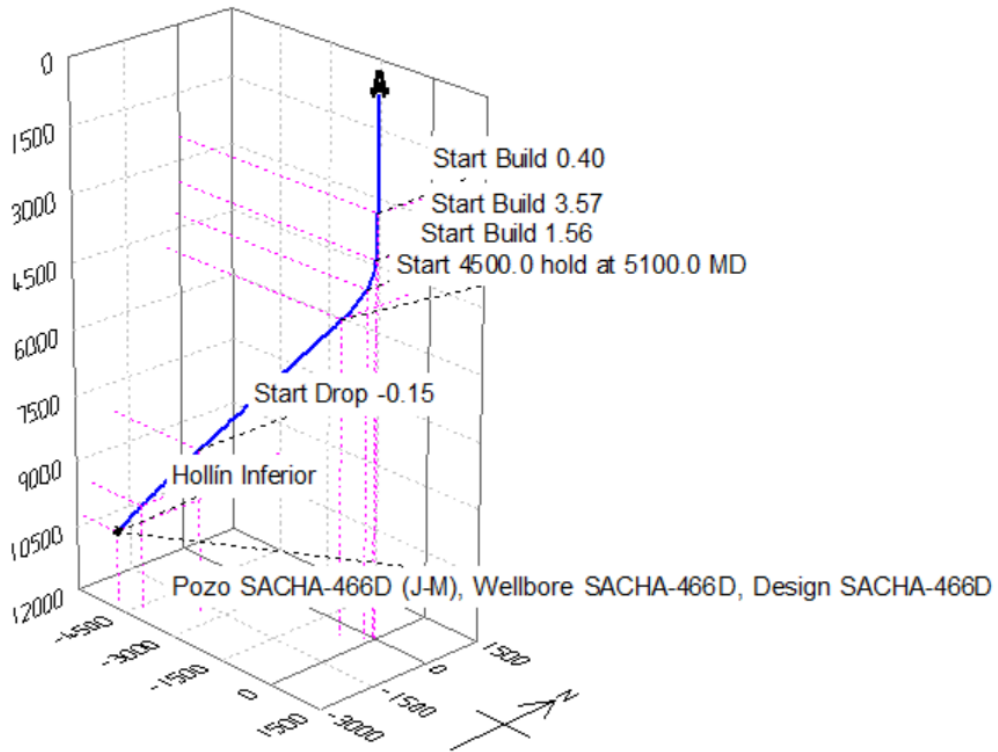


Figura 28. Objetivo del pozo SACHA-489H. (Software de ingeniería, 2025).

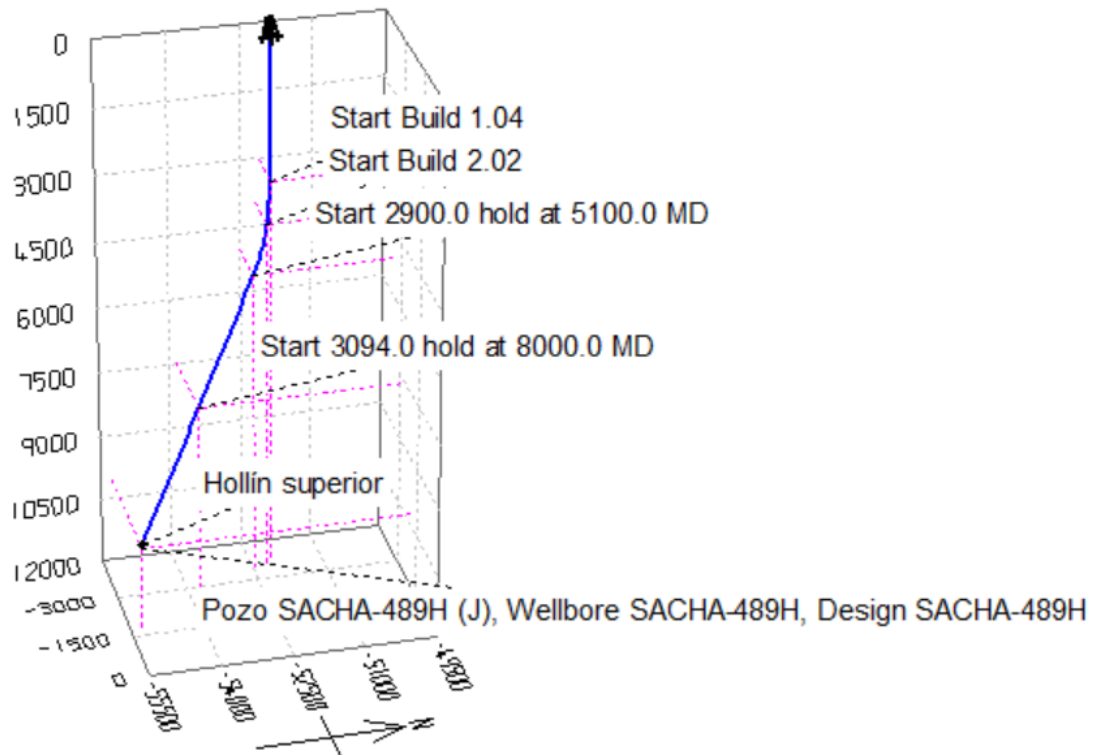
En la Figura 28, se observa que el objetivo es la formación Hollín Superior, ubicada a una profundidad vertical verdadera de 10,020.1 ft y con coordenadas N/S de -5,5210.1 ft y

E/W de -1,776.8 ft. La geometría del yacimiento es de tipo elíptico, con una altura semimenor de 20 ft y una longitud semimayor de 70 ft.



**Figura 29.** Trayectoria J modificado del pozo SACHA-466D. (Software de ingeniería, 2025).

Luego de haber generado el survey y definido el objetivo, se procedió a asociar la trayectoria completa del pozo con la zona de interés utilizando la función “View 3D” del software de ingeniería. En este caso, para el pozo SACHA-466D, cuya zona de interés corresponde a la formación Hollín, como se observa en la Figura 29. Posteriormente, se incorporó la temperatura de fondo, registrada en 234.68 °F, hasta alcanzar la profundidad vertical verdadera de 10,312 ft, asegurando así una correcta representación de las condiciones del pozo en el modelo tridimensional.



**Figura 30.** Trayectoria J del pozo SACHA-489H. (Software de ingeniería, 2025).

De igual manera, para el pozo SACHA-489H luego de la generación del survey y la definición del objetivo, se vinculó la trayectoria completa del pozo con la zona de interés mediante la función “View 3D” del software de ingeniería. En este caso, corresponde a la formación Hollín superior, como se muestra en la Figura 30. Posteriormente, se incorporó la temperatura de fondo registrada de 231.5 °F, alcanzando la profundidad vertical verdadera determinada de 10,099 ft, con el fin de representar con precisión las condiciones del pozo en el modelo tridimensional.

Lithology						
	Layer Top TVD (ft)	Layer Name	Layer Type	Competent Layer	Overbalance Margin (ppg)	
24	9806.0	Base Caliza A	Sandstone, Fine	Yes		
25	9820.0	Base Caliza A	Limestone, Fossiliferous	Yes		
26	9833.0	Arenisca U Superior	Sandstone, Shaly	Yes		
27	9842.0	Arenisca U Superior	Shale	Yes		
28	9851.0	Arenisca U Superior	Limestone, Micritic	Yes		
29	9890.0	Arenisca U Inferior	Sandstone, Shaly	Yes		
30	9896.0	Arenisca U Inferior	Shale	Yes		
31	9927.0	Base Arenisca U Inferior	Shale	Yes		
32	9932.0	Base Arenisca U Inferior	Limestone, Micritic	Yes		
33	9970.0	Caliza B	Limestone, Fossiliferous	Yes		
34	10003.0	Caliza B	Shale, Calcarous	Yes		
35	10022.0	Arenisca T Superior	Sandstone, Medium	Yes		
36	10025.0	Arenisca T Superior	Shale	Yes		
37	10029.0	Arenisca T Superior	Limestone, Fossiliferous	Yes		
38	10070.0	Arenisca T Inferior	Sandstone, Fine	Yes		
39	10073.0	Arenisca T Inferior	Shale	Yes		
40	10090.0	Arenisca T Inferior	Clay	Yes		
41	10101.0	Base Arenisca T Inferior	Shale	Yes		
42	10180.0	Base Arenisca T Inferior	Limestone, Micritic	Yes		
43	10220.0	Caliza C	Limestone, Micritic	Yes		
44	10266.0	Caliza C	Shale	Yes		
45	10270.0	Hollín Superior	Sandstone, Medium	Yes		
46	10280.0	Hollín Superior	Shale	Yes		
47	10336.0	Hollín Inferior	Sandstone, Medium	Yes		
48	10350.0	Hollín Inferior	Shale	Yes		

**Figura 31.** Columna estratigráfica del pozo SACHA-466D, (Software de ingeniería, 2025).

Como último paso en la sección de trayectorias de pozos, se agregó la litología del pozo SACHA-466D, lo que permitió analizar la dinámica e interacción de la cementación flexible en la sección de planeación de pozos del software de ingeniería. En la Figura 31 se observan las capas en función de la profundidad vertical verdadera hasta los 10,350 ft.

Lithology						
	Layer Top TVD (ft)	Layer Name	Layer Type	Competent Layer	Overbalance Margin (ppg)	
24	9543.0	Base Caliza A	Sandstone, Fine	Yes		
25	9577.0	Base Caliza A	Limestone, Fossiliferous	Yes		
26	9595.0	Arenisca U Superior	Sandstone, Shaly	Yes		
27	9607.0	Arenisca U Superior	Shale	Yes		
28	9613.0	Arenisca U Superior	Limestone, Micritic	Yes		
29	9656.0	Arenisca U Inferior	Sandstone, Shaly	Yes		
30	9665.0	Arenisca U Inferior	Shale	Yes		
31	9691.0	Base Arenisca U Inferior	Shale	Yes		
32	9698.0	Base Arenisca U Inferior	Limestone, Micritic	Yes		
33	9738.0	Caliza B	Limestone, Fossiliferous	Yes		
34	9771.0	Caliza B	Shale, Calcarous	Yes		
35	9793.0	Arenisca T Superior	Sandstone, Medium	Yes		
36	9800.0	Arenisca T Superior	Shale	Yes		
37	9811.0	Arenisca T Superior	Limestone, Fossiliferous	Yes		
38	9817.0	Arenisca T Inferior	Sandstone, Fine	Yes		
39	9823.0	Arenisca T Inferior	Shale	Yes		
40	9838.0	Arenisca T Inferior	Clay	Yes		
41	9854.0	Base Arenisca T Inferior	Shale	Yes		
42	9933.0	Base Arenisca T Inferior	Limestone, Micritic	Yes		
43	9971.0	Caliza C	Limestone, Micritic	Yes		
44	10015.0	Caliza C	Shale	Yes		
45	10019.0	Hollín Superior	Sandstone, Medium	Yes		
46	10031.0	Hollín Superior	Shale	Yes		
47	10084.0	Hollín Inferior	Sandstone, Medium	Yes		
48	10100.0	Hollín Inferior	Shale	Yes		

**Figura 32.** Columna estratigráfica del pozo SACHA-489H, (Software de ingeniería, 2025).

Asimismo, se agregó la litología del pozo SACHA-489H, lo que permitió analizar la distribución de las capas en función de la profundidad vertical verdadera. En la Figura 32 se observaron las capas hasta los 10,100 ft.

### 3.3. CEMENTACIÓN FLEXIBLE

#### 3.3.1. Propiedades

**Tabla 8.** Formulación del cemento flexible, (Le Roy-Delage & James, 2008).

Cement formulation	Acrylonitrile-butadiene
Cement (Class G)	320.27 g/600 ml
Micro silica	133.84 g/600 ml
Flexible particle	181.22 g/600 ml
Surfactant	14.1 g 600 ml
Antifoam agent	1.58 g/600 ml
Anti-settling agent	1.27 g/600 ml
Porosity	45%
Density	12.61 lb/gal

La formulación de cemento flexible presentada en la Tabla 8 fue tomada de la patente estadounidense US 7.402.204 B2, la cual describe composiciones especialmente diseñadas para mejorar el desempeño del cemento. En dicha patente, se especifica una mezcla compuesta por 320,27 g de cemento Clase G por cada 600 ml de lechada, acompañada de 133,84 g de microsílíce, 181,22 g de partículas flexibles de acrilonitrilo-butadieno, 14,1 g de surfactante, 1,58 g de antiespumante y 1,27 g de agente anti- asentamiento.

La densidad fue de 12.61 lb/gal y la porosidad, del 45% en la formulación. De acuerdo con la información contenida en el documento, estas composiciones fueron capaces de resistir temperaturas de hasta 400 °F sin perder sus propiedades mecánicas ni su integridad estructural.

**Tabla 9.** Propiedades mecánicas de los sistemas de cemento formulados a partir de acrilonitrilo-butadieno, (Le Roy-Delage & James, 2008).

Acrylonitrile-butadiene system	7 days at 77° C	10 days at 110.8° C	11 days at 112.6° C	33 days at 300° C	52 days at 300° C
Compressive strength (MPa)	5.1 ± 0.5	5.78 ± 0.5	5.81 ± 0.5	9.6 ± 0.5	9.1 ± 0.5
Young's modulus (MPa)	1950 ± 200	1878 ± 200	1874 ± 200	1475 ± 200	1480 ± 200

Los sistemas de cemento formulados a partir de acrilonitrilo-butadieno, descritos en la patente US 7.402.204 B2 que fueron evaluados bajo diversas condiciones de temperatura

y tiempo. Los resultados mostraron que, después de 7 días a 77 °C, la resistencia a compresión fue de  $5.1 \pm 0.5$  MPa, y el módulo de Young alcanzó los  $1950 \pm 200$  MPa.

A medida que la temperatura aumentó a 110.8 °C durante 10 días, la resistencia a compresión se incrementó a  $5.78 \pm 0.5$  MPa, manteniendo un módulo de Young de  $1878 \pm 200$  MPa. Tras 11 días a 112.6 °C, la resistencia a compresión alcanzó  $5.81 \pm 0.5$  MPa, con el módulo de Young en  $1874 \pm 200$  MPa.

A temperaturas más altas, como 300 °C durante 33 días, la resistencia a compresión aumentó significativamente a  $9.6 \pm 0.5$  MPa, mientras que el módulo de Young disminuyó a  $1475 \pm 200$  MPa. Después de 52 días a 300 °C, la resistencia a compresión fue de  $9.1 \pm 0.5$  MPa, con un módulo de Young de  $1480 \pm 200$  MPa, lo que demuestra una notable estabilidad en condiciones extremas.

**Tabla 10.** Propiedades de la lechada de cemento flexible, (Le Roy-Delage & James, 2008).

Properties	Rheology after mixing at room temperature	Reology after conditioning at 77° C
PV	212 cP	145 cP
YP	6.7 lb/100ft <sup>2</sup>	9.4 lb/100ft <sup>2</sup>

Las propiedades de la lechada, según como se muestra en la Tabla 10, incluyen la reología después de la mezcla a temperatura ambiente y la reología después del acondicionamiento a 77 °C. La viscosidad plástica (PV) fue de 212 cP inmediatamente después de la mezcla, y se reduce a 145 cP tras el acondicionamiento a 77 °C. Por otro lado, el rendimiento del punto de fluidez (YP) fue de 6.7 lb/100ft<sup>2</sup> a temperatura ambiente, y aumentó a 9.4 lb/100ft<sup>2</sup> después del acondicionamiento a 77 °C.

**Tabla 11.** Composición química del cemento clase G, (Narjes, Mahmoud, Pål, & Mette, 2017).

Composición (wt%)	Cemento
SiO <sub>2</sub>	21.7
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	4.11
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	5.24
CaO	64.32
MgO	0.65
SO <sub>3</sub>	2.77
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0.08
K <sub>2</sub> O	0.65
Na <sub>2</sub> O	0.13
LOI	1.48

Densidad (g/cm <sup>3</sup> )	3.15
-------------------------------	------

En la Tabla 11 se presenta la composición química del cemento Clase G, ampliamente utilizado en la cementación de pozos petroleros. Este tipo de cemento es fundamental en procesos de cementación flexible, donde se requiere una alta estabilidad y resistencia a las condiciones extremas del subsuelo y altas temperaturas.

### 3.3.2. Rangos de densidades del lodo de perforación

**Tabla 12.** Propiedades del lodo de perforación por casing del pozo SACHA-466D, (Wagle, Savari, & Kulkarni, 2019).

Casing	Profundidad MD (ft)	EMW (ppg)	VP (cP)	YP (lb/100ft <sup>2</sup> )
Conductor 20 in	320	8.6 -9.6	20	38
Superficial 13 3/8	8400	10-15.5	21	40
Intermedio 9 5/8	9200	10.5-16	22	38
Producción 7in	10312	11-17	23	39

La Tabla 12 presenta las propiedades del lodo de perforación por casing del pozo SACHA-466D. Se incluyen datos sobre la profundidad medida (MD) y el EMW (Equivalent Mud Weight), que fueron generados a través de software de ingeniería. Estos parámetros se utilizan para evaluar las condiciones del pozo en términos de su densidad y profundidad en cada sección de casing.

Por otro lado, los valores de viscosidad plástica (VP) y rendimiento del punto de fluidez (YP) fueron tomados directamente de la patente EP2 900 785B1. Según esta patente, los valores de VP y YP para las diferentes secciones de casing son los siguientes: para el conductor 20 in, VP de 20 cP y YP de 38 lb/100ft<sup>2</sup>; para el superficial 13 3/8, VP de 21 cP y YP de 40 lb/100ft<sup>2</sup>; para el intermedio 9 5/8, VP de 22 cP y YP de 38 lb/100ft<sup>2</sup>; y para la producción 7 in, VP de 23 cP y YP de 39 lb/100ft<sup>2</sup>.

**Tabla 13.** Propiedades del lodo de perforación por casing del pozo SACHA-489H, (Wagle, Savari, & Kulkarni, 2019).

Casing	Profundidad MD (ft)	EMW (ppg)	VP (cP)	YP (lb/100ft <sup>2</sup> )
Conductor 20 in	300	8.3-10.3	20	38
Superficial 13 3/8	8100	9.5-15	20.5	39
Intermedio 9 5/8	9000	10-16.3	21	40
Producción 7in	10099	10.1-17	22	40.5

La Tabla 13 presenta las propiedades del lodo de perforación por casing del pozo SACHA-489H. Donde se incluyen datos sobre la profundidad medida (MD) y el EMW (Equivalent Mud Weight), que se obtuvieron con el software de ingeniería.

Los valores de viscosidad plástica (VP) y rendimiento del punto de fluidez (YP) fueron obtenidos de la patente EP2 900 785B1. Los valores correspondientes de VP y YP para las distintas secciones de casing son los siguientes: para el conductor 20 in, VP de 20 cP y YP de 38 lb/100ft<sup>2</sup>; para el superficial 13 3/8, VP de 20.5 cP y YP de 39 lb/100ft<sup>2</sup>; para el intermedio 9 5/8, VP de 21 cP y YP de 40 lb/100ft<sup>2</sup>; y para la producción 7 in, VP de 22 cP y YP de 40.5 lb/100ft<sup>2</sup>. Estos valores permiten evaluar la reología del lodo durante las operaciones de perforación.

### 3.3.3. Diseño en el software de ingeniería

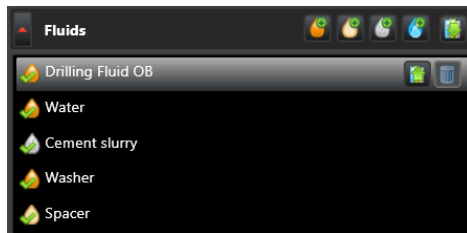
**Tabla 14.** Componentes de la sarta de perforación para la cementación del pozo SACHA-466D, .  
(Software de ingeniería, 2025).

Type	Length (ft)	Depth (ft)	Body		Stabilizer / Tool Joint			Weight (ppf)	Material	Grade	Class	
			OD (in)	ID (in)	Avg Joint Length (ft)	Length (ft)	OD (in)					ID (in)
Drill Pipe	318	318	6.625	5.965	30	1.58	7.5	5	27.15	CS_API 5D/7	X	2
Float Collar	1	319	8	7.979	1				65	CS_API 5CT	C-95	
Casing	10	329	7	6.276	40		7.656		26	CS_API 5CT	C-75	
Casing Shoe	2	330	6	5.046	1.5				40	CS_API 5CT	H2S-90	

En la Tabla 14 se presenta los componentes de la sarta de perforación utilizados para la cementación del casing de 20in del pozo SACHA-466D, según datos obtenidos mediante software de ingeniería se detallan elementos como la tubería de perforación (Drill Pipe) con una longitud de 318 ft y un peso de 27.15 ppf, fabricada en acero al carbono bajo la norma CS\_API 5D/7, clase X, grado 2. También se incluye el collar flotante (Float Collar) de 1 ft, con un diámetro exterior de 8 in y un interior de 7.979 in, construido en acero al carbono grado C-95 según la norma API 5CT.

La tubería de revestimiento (Casing) se extiende por 10 ft, con un diámetro exterior de 7 in, peso de 26 ppf y material de grado C-75. Finalmente, se menciona el zapato de revestimiento (Casing Shoe) de 2 ft, con un diámetro exterior de 6 in e interior de 5.046 in. Estos mismos componentes se emplearán de manera equivalente para las etapas de

cementación del pozo SACHA-489H y de los siguientes casing: superficial de 13 3/8 in, intermedio de 9 5/8 in y de producción de 7 in.



**Figura 33.** Fluidos para la cementación del pozo SACHA-466D y 489H (Software de ingeniería, 2025).

En la Figura 33 se presentan los fluidos utilizados durante la cementación de los pozos SACHA-466D y SACHA-489H, según el Software de Ingeniería (2025). La secuencia de fluidos incluye lodo de perforación a base de aceite (Drilling Fluid Oil Base), seguido de agua, la lechada de cemento (Cement Slurry), y finalmente un fluido de lavado (Washer) y un espaciador (Spacer). Cada uno de estos fluidos cumple una función específica en el proceso, siendo el espaciador y el washer fundamentales para limpiar las paredes del pozo y evitar la contaminación del cemento, mientras que el lodo base y el agua contribuyen al desplazamiento controlado de los fluidos dentro del pozo.

**Tabla 15.** Programa de bombeo de la cementación flexible de los pozos SACHA-466D y 489H (Software de ingeniería, 2025).

Stage No.	New Stage	Fluid Type	Fluid	Placement Method	Rate (bbl/min)	Volume (bbl)	Top of Fluid (ft)	Length (ft)	Duration (min)	Bulk Cement (94lb sacks)
1	Yes	Drilling Fld (Mud)	Washer	Volume	7.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
2	Yes	Spacer/Flush	Spacer	Volume	7.0	10.0	0.0	30.0	1.43	
3	Yes	Cement Top Plug	Cement slurry	Length	7.0	95.3	30.0	300.0	13.61	59.45
4	Yes	Mud	Drilling Fluid OB	Volume	5.0	3.5	218.0	100.5	0.7	
5	Yes	Mud	Water	Volume	7.0	7.53	0.0	218.0	1.08	

La Tabla 15 detalla el programa de bombeo de la cementación flexible correspondiente a los pozos SACHA-466D. El orden de inyección de los fluidos sigue una secuencia técnica específica para garantizar la correcta colocación del cemento para los pozos SACHA-466D y 489H. En primer lugar, se introduce el washer, cuya función es limpiar el pozo de residuos del lodo de perforación. A continuación, se bombea el spacer, que actúa como separador entre el lodo y el cemento para evitar la contaminación del mismo.

Posteriormente, se inyecta la lechada de cemento (cement slurry), que se coloca a lo largo de la sección deseada del pozo. Luego, se desplaza el cemento con drilling fluid oil base (lodo base aceite), y finalmente se inyecta agua como fluido de terminación. Esta secuencia permite una cementación eficiente, asegurando la adherencia del cemento a las paredes del pozo y la integridad con las formaciones.

### 3.3.4. Propiedades

**Tabla 16.** Formulación del cemento flexible, (Le Roy-Delage & James, 2008).

Cement formulation	Acrylonitrile-butadiene
Cement (Class G)	320.27 g/600 ml
Micro silica	133.84 g/600 ml
Flexible particle	181.22 g/600 ml
Surfactant	14.1 g 600 ml
Antifoam agent	1.58 g/600 ml
Anti-settling agent	1.27 g/600 ml
Porosity	45%
Density	12.61 lb/gal

La formulación de cemento flexible presentada en la Tabla 16 fue tomada de la patente estadounidense US 7.402.204 B2, la cual describe composiciones especialmente diseñadas para mejorar el desempeño del cemento. En dicha patente, se especifica una mezcla compuesta por 320,27 g de cemento Clase G por cada 600 ml de lechada, acompañada de 133,84 g de microsílíce, 181,22 g de partículas flexibles de acrilonitrilo-butadieno, 14,1 g de surfactante, 1,58 g de antiespumante y 1,27 g de agente anti-asentamiento.

La formulación alcanzó una porosidad del 45% y una densidad de 12,61 lb/gal. Según lo descrito en el documento, estas composiciones fueron capaces de soportar temperaturas de hasta 400 °F, manteniendo su integridad estructural y propiedades mecánicas.

**Tabla 17.** Propiedades mecánicas de los sistemas de cemento formulados a partir de acrilonitrilo-butadieno, (Le Roy-Delage & James, 2008).

Acrylonitrile-butadiene system	7 days at 77° C	10 days at 110.8° C	11 days at 112.6° C	33 days at 300° C	52 days at 300° C
Compressive strength (MPa)	5.1 ± 0.5	5.78 ± 0.5	5.81 ± 0.5	9.6 ± 0.5	9.1 ± 0.5
Young's modulus (MPa)	1950 ± 200	1878 ± 200	1874 ± 200	1475 ± 200	1480 ± 200

Los sistemas de cemento formulados a partir de acrilonitrilo-butadieno, descritos en la patente US 7.402.204 B2 que fueron evaluados bajo diversas condiciones de temperatura y tiempo. Los resultados mostraron que, después de 7 días a 77 °C, la resistencia a compresión fue de  $5.1 \pm 0.5$  MPa, y el módulo de Young alcanzó los  $1950 \pm 200$  MPa.

A medida que la temperatura aumentó a 110.8 °C durante 10 días, la resistencia a compresión se incrementó a  $5.78 \pm 0.5$  MPa, manteniendo un módulo de Young de  $1878 \pm 200$  MPa. Tras 11 días a 112.6 °C, la resistencia a compresión alcanzó  $5.81 \pm 0.5$  MPa, con el módulo de Young en  $1874 \pm 200$  MPa.

A temperaturas más altas, como 300 °C durante 33 días, la resistencia a compresión aumentó significativamente a  $9.6 \pm 0.5$  MPa, mientras que el módulo de Young disminuyó a  $1475 \pm 200$  MPa. Después de 52 días a 300 °C, la resistencia a compresión fue de  $9.1 \pm 0.5$  MPa, con un módulo de Young de  $1480 \pm 200$  MPa, lo que demuestra una notable estabilidad en condiciones extremas.

**Tabla 18.** Propiedades de la lechada de cemento flexible, (Le Roy-Delage & James, 2008).

Properties	Rheology after mixing at room temperature	Reology after conditioning at 77° C
PV	212 cP	145 cP
YP	6.7 lb/100ft <sup>2</sup>	9.4 lb/100ft <sup>2</sup>

Las propiedades de la lechada, según se muestra en la Tabla 18, incluyen la reología después de la mezcla a temperatura ambiente y la reología después del acondicionamiento a 77 °C. La viscosidad plástica (PV) era de 212 cP inmediatamente después de la mezcla, y disminuyó a 145 cP tras el acondicionamiento a 77 °C. Por otro lado, el rendimiento del punto de fluidez (YP) fue de 6.7 lb/100ft<sup>2</sup> a temperatura ambiente, y aumentó a 9.4 lb/100ft<sup>2</sup> después del acondicionamiento a 77 °C.

**Tabla 19.** Composición química del cemento clase G, (Narjes, Mahmoud, Pål, & Mette, 2017).

Composición (wt%)	Cemento
SiO <sub>2</sub>	21.7
Al <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	4.11
Fe <sub>2</sub> O <sub>3</sub>	5.24
CaO	64.32
MgO	0.65

SO <sub>3</sub>	2.77
P <sub>2</sub> O <sub>5</sub>	0.08
K <sub>2</sub> O	0.65
Na <sub>2</sub> O	0.13
LOI	1.48
Densidad (g/cm <sup>3</sup> )	3.15

La Tabla 19 muestra la formulación química del cemento Clase G, ampliamente utilizado en la cementación de pozos petroleros. Este tipo de cemento es fundamental en procesos de cementación flexible, donde se requiere una alta estabilidad y resistencia a las condiciones extremas del subsuelo y altas temperaturas.

### 3.3.5. Rangos de densidades del lodo de perforación

**Tabla 20.** Propiedades del lodo de perforación por casing del pozo SACHA-466D, (Wagle, Savari, & Kulkarni, 2019).

Casing	Profundidad MD (ft)	EMW (ppg)	VP (cP)	YP (lb/100ft <sup>2</sup> )
Conductor 20 in	320	8.6 -9.6	20	38
Superficial 13 3/8	8400	10-15.5	21	40
Intermedio 9 5/8	9200	10.5-16	22	38
Producción 7in	10312	11-17	23	39

La Tabla 20 presenta las propiedades del lodo de perforación por casing del pozo SACHA-466D. Se incluyen datos sobre la profundidad medida (MD) y el EMW (Equivalent Mud Weight), que fueron generados a través de software de ingeniería. Estos parámetros se utilizan para evaluar las condiciones del pozo en términos de su densidad y profundidad en cada sección de casing.

Por otro lado, los valores de viscosidad plástica (VP) y rendimiento del punto de fluidez (YP) fueron tomados directamente de la patente EP2 900 785B1. Según esta patente, los valores de VP y YP para las diferentes secciones de casing son los siguientes: para el conductor 20 in, VP de 20 cP y YP de 38 lb/100ft<sup>2</sup>; para el superficial 13 3/8, VP de 21 cP y YP de 40 lb/100ft<sup>2</sup>; para el intermedio 9 5/8, VP de 22 cP y YP de 38 lb/100ft<sup>2</sup>; y para la producción 7 in, VP de 23 cP y YP de 39 lb/100ft<sup>2</sup>.

**Tabla 21.** Propiedades del lodo de perforación por casing del pozo SACHA-489H, (Wagle, Savari, & Kulkarni, 2019).

Casing	Profundidad MD (ft)	EMW (ppg)	VP (cP)	YP (lb/100ft <sup>2</sup> )
--------	---------------------	-----------	---------	-----------------------------

Conductor 20 in	300	8.3-10.3	20	38
Superficial 13 3/8	8100	9.5-15	20.5	39
Intermedio 9 5/8	9000	10-16.3	21	40
Producción 7in	10099	10.1-17	22	40.5

Las características del lodo de perforación por casing del pozo SACHA-489H se presentan en la Tabla 21. Se incluyen datos sobre la profundidad medida (MD) y el EMW (Equivalent Mud Weight), que se obtuvieron con el software de ingeniería.

Los valores de viscosidad plástica (VP) y rendimiento del punto de fluidez (YP) fueron obtenidos de la patente EP2 900 785B1. Los valores correspondientes de VP y YP para las distintas secciones de casing son los siguientes: para el conductor 20 in, VP de 20 cP y YP de 38 lb/100ft<sup>2</sup>; para el superficial 13 3/8, VP de 20.5 cP y YP de 39 lb/100ft<sup>2</sup>; para el intermedio 9 5/8, VP de 21 cP y YP de 40 lb/100ft<sup>2</sup>; y para la producción 7 in, VP de 22 cP y YP de 40.5 lb/100ft<sup>2</sup>. Estos valores permiten evaluar la reología del lodo durante las operaciones de perforación.

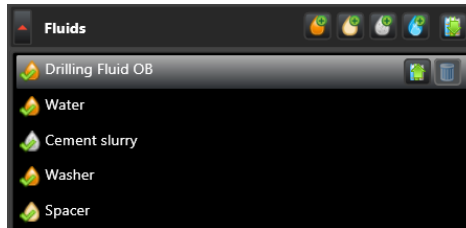
### 3.3.6. Diseño en el software de ingeniería

**Tabla 22.** Componentes de la sarta de perforación para la cementación del pozo SACHA-466D, (Software de ingeniería, 2025).

Type	Length (ft)	Depth (ft)	Body		Stabilizer / Tool Joint			Weight (ppf)	Material	Grade	Class	
			OD (in)	ID (in)	Avg Joint Length (ft)	Length (ft)	OD (in)					ID (in)
Drill Pipe	318	318	6.625	5.965	30	1.58	7.5	5	27.15	CS_API 5D/7	X	2
Float Collar	1	319	8	7.979	1				65	CS_API 5CT	C-95	
Casing	10	329	7	6.276	40		7.656		26	CS_API 5CT	C-75	
Casing Shoe	2	330	6	5.046	1.5				40	CS_API 5CT	H2S-90	

En la Tabla 22 se presenta los componentes de la sarta de perforación utilizados para la cementación del casing de 20in del pozo SACHA-466D, según datos obtenidos mediante software de ingeniería se detallan elementos como la tubería de perforación (Drill Pipe) con una longitud de 318 ft y un peso de 27.15 ppf, fabricada en acero al carbono bajo la norma CS\_API 5D/7, clase X, grado 2. También se incluye el collar flotante (Float Collar) de 1 ft, con un diámetro exterior de 8 in y un interior de 7.979 in, construido en acero al carbono grado C-95 según la norma API 5CT.

La tubería de revestimiento (Casing) se extiende por 10 ft, con un diámetro exterior de 7 in, peso de 26 ppf y material de grado C-75. Finalmente, se menciona el zapato de revestimiento (Casing Shoe) de 2 ft, con un diámetro exterior de 6 in e interior de 5.046 in. Estos mismos componentes se emplearán de manera equivalente para las etapas de cementación del pozo SACHA-489H y de los siguientes casing: superficial de 13 3/8 in, intermedio de 9 5/8 in y de producción de 7 in.



**Figura 34.** Fluidos para la cementación del pozo SACHA-466D y 489H (Software de ingeniería, 2025).

En la Figura 34 se presentan los fluidos utilizados durante la cementación de los pozos SACHA-466D y SACHA-489H, según el Software de Ingeniería (2025). La secuencia de fluidos incluye lodo de perforación a base de aceite (Drilling Fluid Oil Base), seguido de agua, la lechada de cemento (Cement Slurry), y finalmente un fluido de lavado (Washer) y un espaciador (Spacer). Cada uno de estos fluidos cumple una función específica en el proceso, siendo el espaciador y el washer fundamentales para limpiar las paredes del pozo y evitar la contaminación del cemento, mientras que el lodo base y el agua contribuyen al desplazamiento controlado de los fluidos dentro del pozo.

**Tabla 23.** Programa de bombeo de la cementación flexible de los pozos SACHA-466D y 489H (Software de ingeniería, 2025).

Stage No.	New Stage	Fluid Type	Fluid	Placement Method	Rate (bbl/min)	Volume (bbl)	Top of Fluid (ft)	Length (ft)	Duration (min)	Bulk Cement (94lb sacks)
1	Yes	Drilling Fld (Mud)	Washer	Volume	7.0	0.0	0.0	0.0	0.0	
2	Yes	Spacer/Flush	Spacer	Volume	7.0	10.0	0.0	30.0	1.43	
3	Yes	Cement Top Plug	Cement slurry	Length	7.0	95.3	30.0	300.0	13.61	59.45
4	Yes	Mud	Drilling Fluid OB	Volume	5.0	3.5	218.0	100.5	0.7	
5	Yes	Mud	Water	Volume	7.0	7.53	0.0	218.0	1.08	

La Tabla 23 detalla el programa de bombeo de la cementación flexible correspondiente a los pozos SACHA-466D. El orden de inyección de los fluidos sigue una secuencia técnica específica para garantizar la correcta colocación del cemento para los pozos SACHA-

466D y 489H. En primer lugar, se introduce el washer, cuya función es limpiar el pozo de residuos del lodo de perforación. A continuación, se bombea el spacer, que actúa como separador entre el lodo y el cemento para evitar la contaminación del mismo.

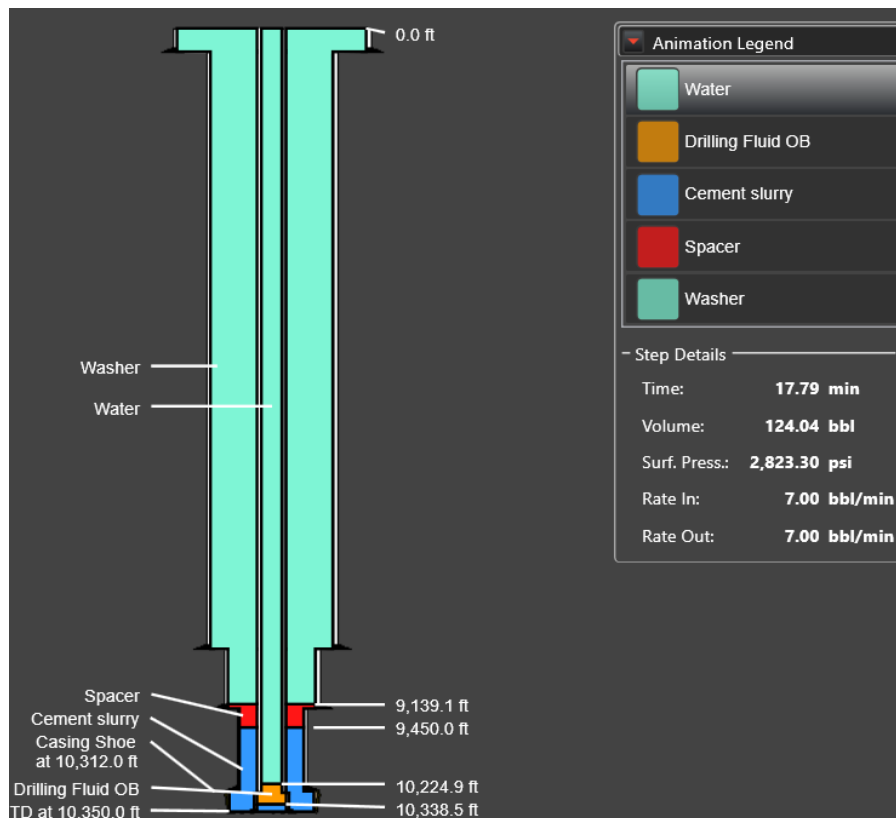
Posteriormente, se inyecta la lechada de cemento (cement slurry), que se coloca a lo largo de la sección deseada del pozo. Luego, se desplaza el cemento con drilling fluid oil base (lodo base aceite), y finalmente se inyecta agua como fluido de terminación. Esta secuencia permite una cementación eficiente, asegurando la adherencia del cemento a las paredes del pozo y la integridad con las formaciones.

# CAPÍTULO IV: RESULTADOS

## 4.1. CEMENTACIÓN FLEXIBLE

### 4.1.1 Pozo SACHA-466D.

- Fluidos de cementación



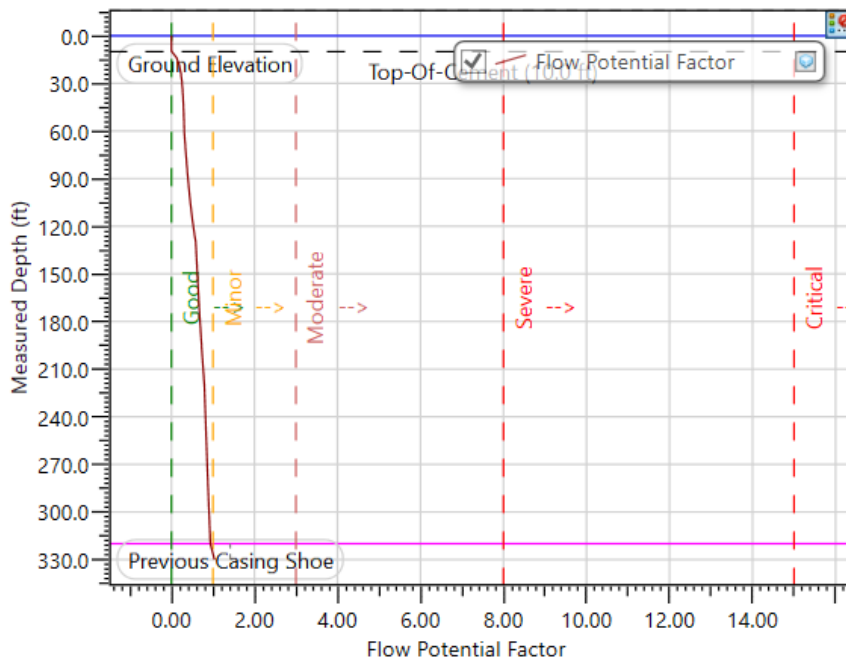
**Figura 35.** Posición de los fluidos en la cementación del pozo SACHA-466D. (Software de ingeniería, 2025).

La operación de cementación del pozo SACHA-466D se llevó a cabo de forma secuencial, registrando distintos tiempos y volúmenes para cada sección. El casing conductor se cementó en un tiempo de 15,05 minutos, utilizando 118,19 bbl de lechada de cemento. En el caso del casing superficial, el tiempo requerido fue considerablemente mayor, alcanzando los 150,79 minutos, con un volumen bombeado de 1.182,37 bbl, debido a su mayor diámetro y longitud.

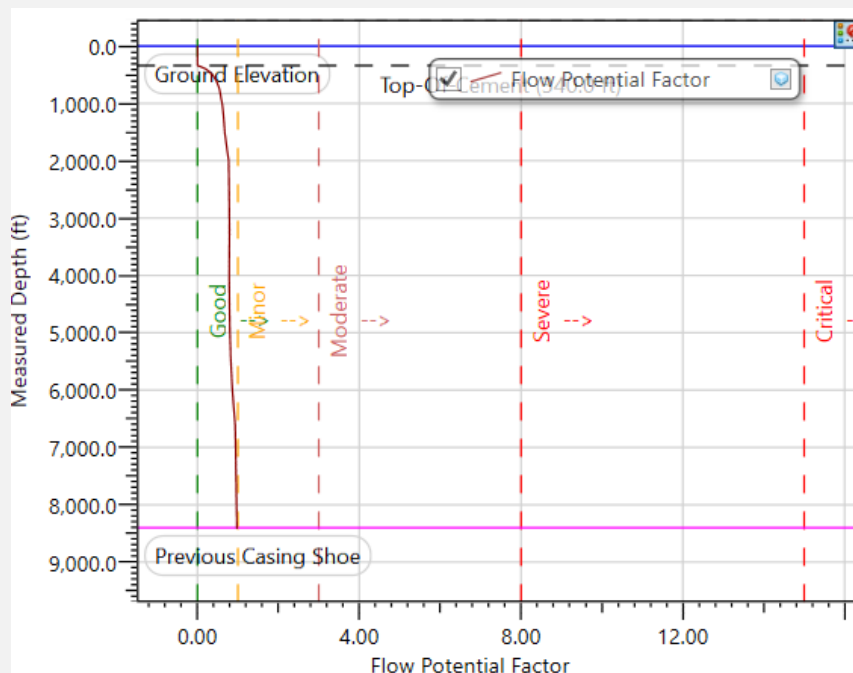
Para el casing intermedio, el proceso tomó 28,7 minutos con un volumen de 195,75 bbl. Finalmente, la cementación del casing de producción se completó en 17,79 minutos, empleando un volumen total de 124,04 bbl. La distribución de los fluidos empleados en cada etapa de cementación se presenta en la Figura 35 y en el Anexo D.

- **Factor potencial de flujo**

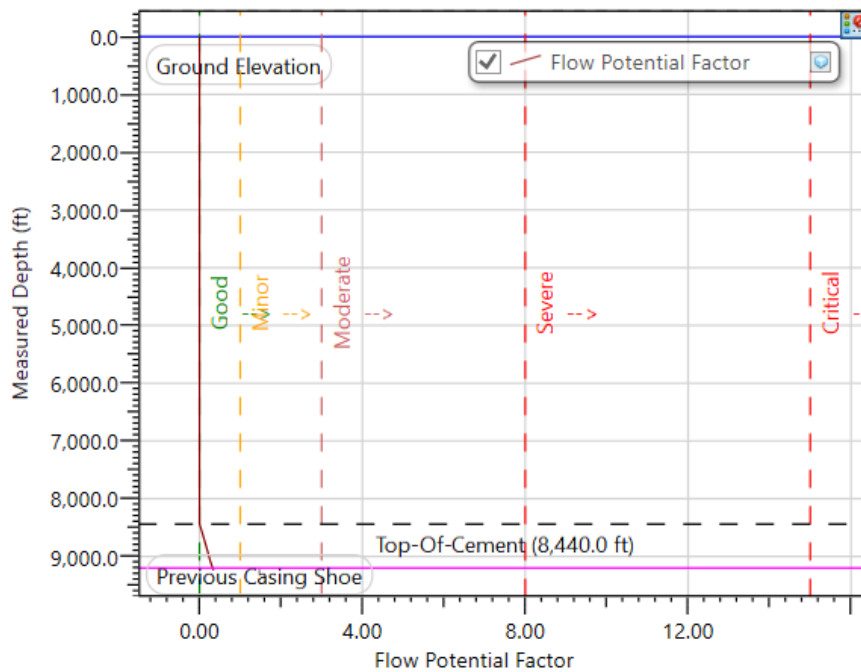
a) Conductor casing



b) Surface casing



c) Intermediate casing



d) Production casing

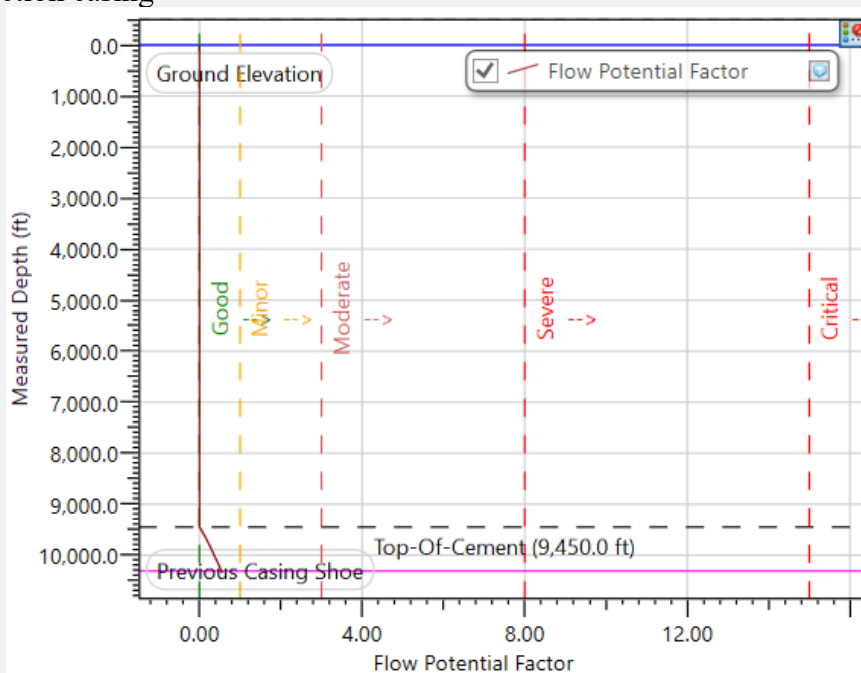


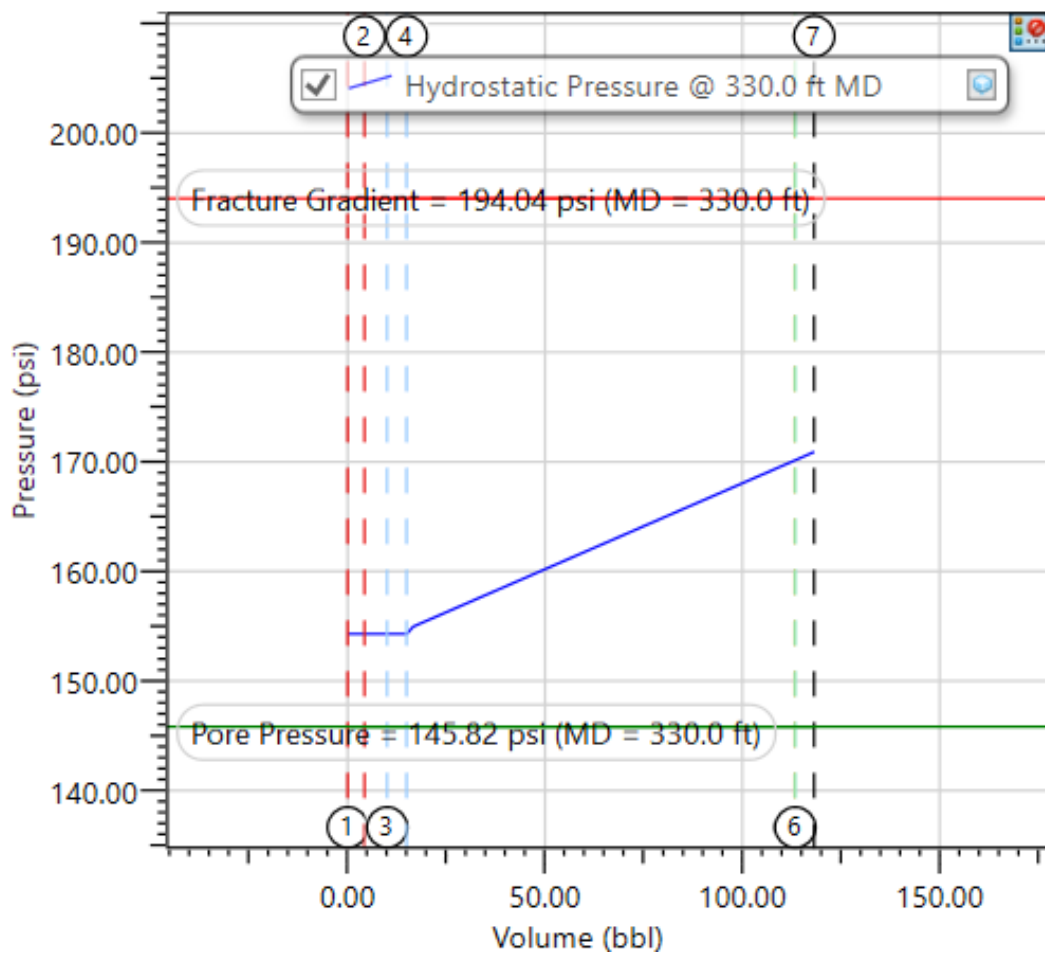
Figura 36. Factor potencial de flujo del pozo SACHA-466D. (Software de ingeniería, 2025).

El Factor Potencial de Flujo (FPF) para cada sección del pozo SACHA-466D se presenta en la Figura 36. En el casing conductor se registró un valor de 1, desde la superficie hasta los 320 ft, indicando una cementación efectiva. Para el casing superficial, el FPF fue de 0.98 a una profundidad de 8,400 ft, lo cual también corresponde a una región con buen aislamiento zonal.

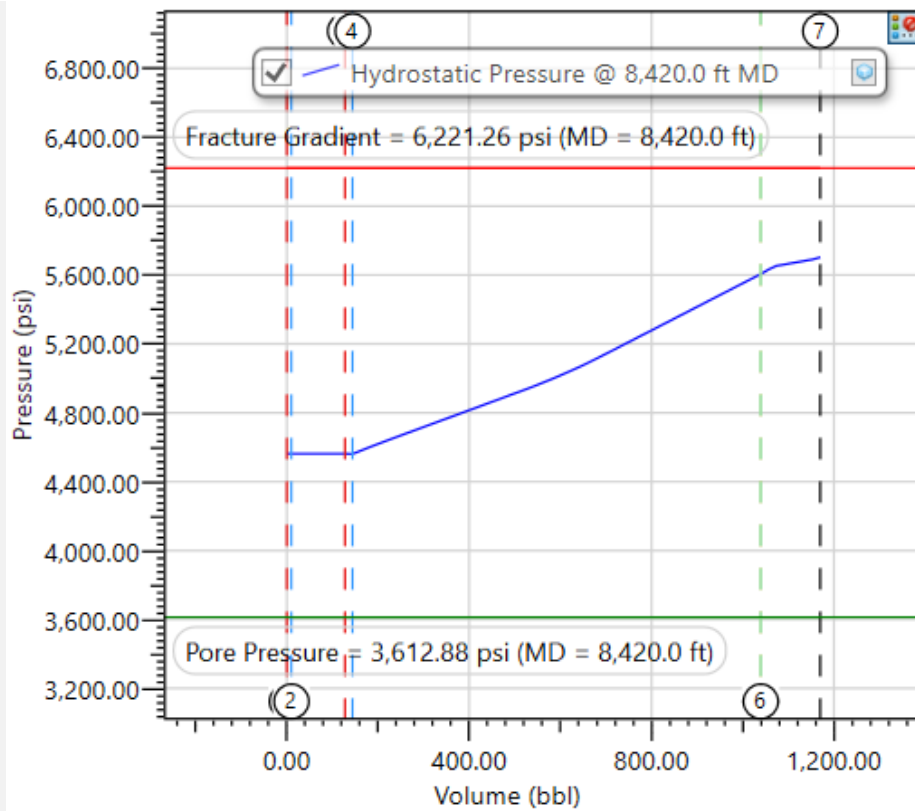
En el casing intermedio, se obtuvo un valor de 0.6 hasta los 9,200 ft, manteniéndose dentro del rango aceptable que garantiza una adecuada calidad de cementación. Finalmente, para el casing de producción, el FPF fue de 0.8 hasta los 10,312 ft, lo que indica un sellado efectivo de las zonas productoras. Estos valores reflejan una ejecución satisfactoria del diseño de cementación, especialmente considerando que se empleó una estrategia de cementación flexible.

- **Presión hidrostática**

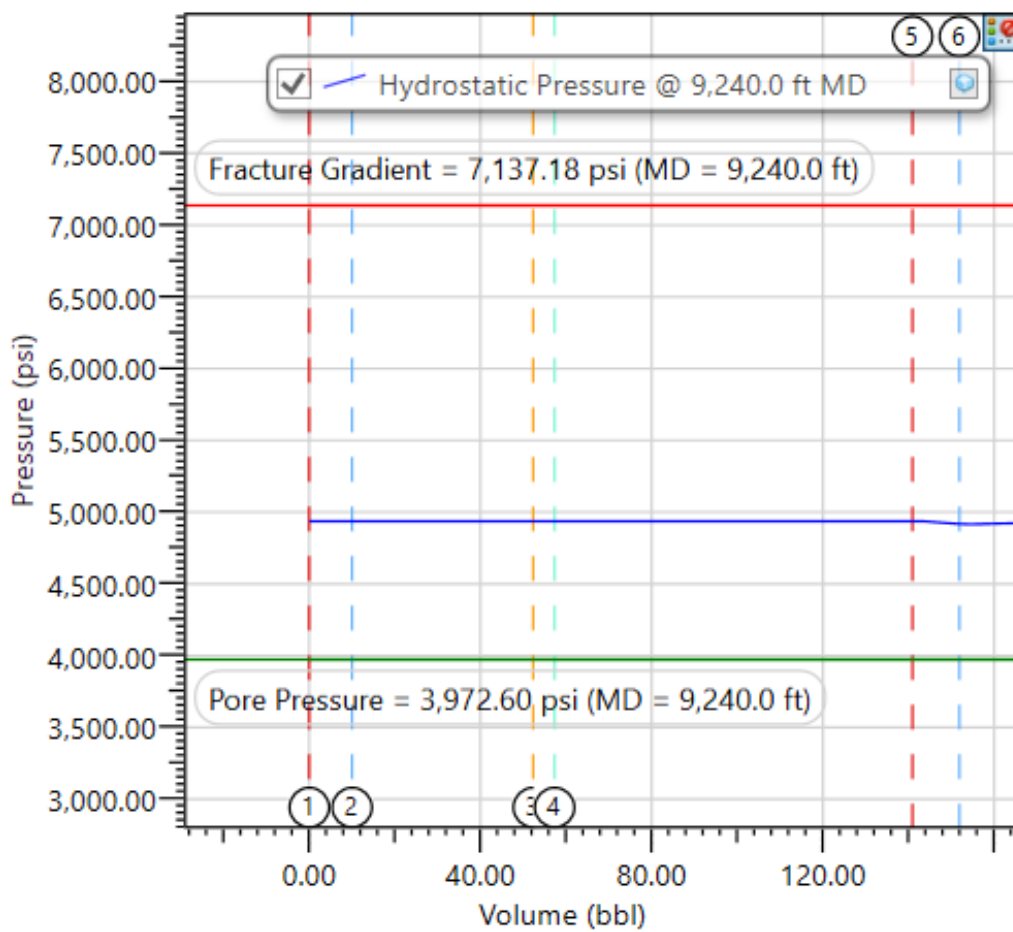
a) Conductor casing



b) Surface casing



c) Intermediate casing



d) Production casing

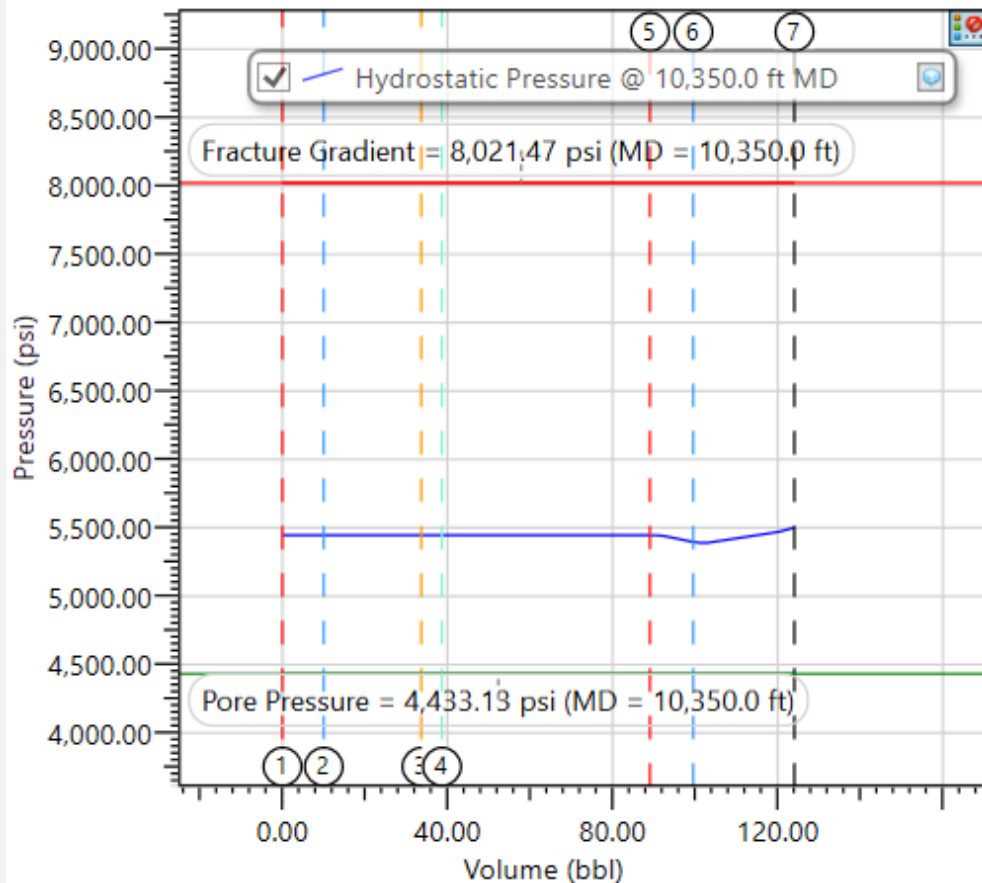


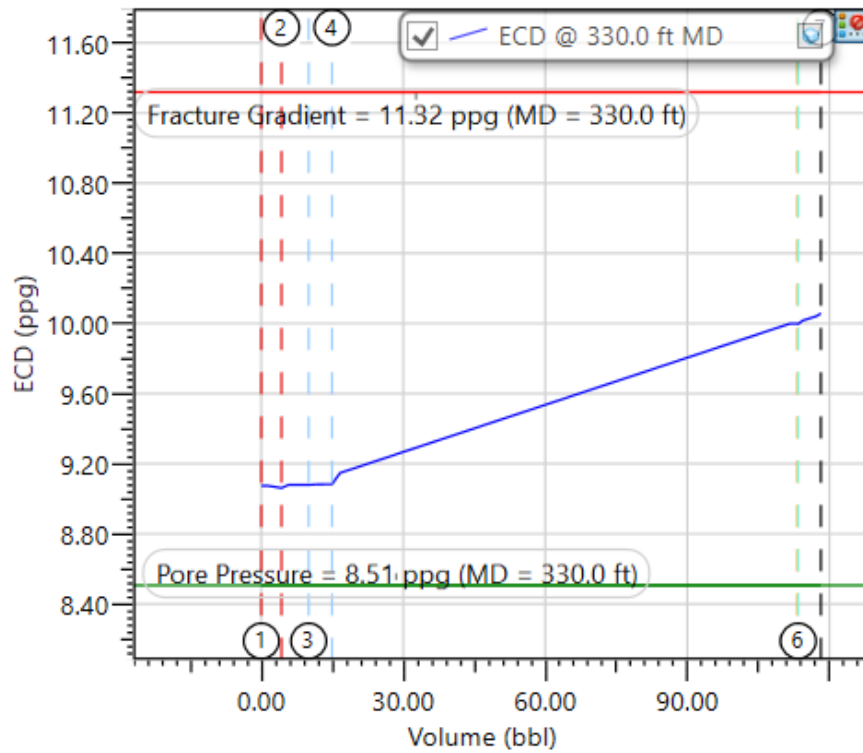
Figura 37. Presión hidrostática del pozo SACHA-466D. (Software de ingeniería, 2025).

El comportamiento de la presión hidrostática durante el bombeo de la lechada de cemento para todas las secciones de revestimiento se muestra en la Figura 37. En el casing conductor, la presión comienza en 155 Psi y alcanza los 171 Psi tras el desplazamiento del cemento hacia el espacio anular por parte del tapón. En el casing superficial, la presión inicial es de 4,590 Psi y aumenta hasta 5,700 Psi al finalizar la etapa de desplazamiento. Para el casing intermedio, la presión varía ligeramente desde 4,980 Psi hasta 5,000 Psi. En cuanto al casing de producción, la presión parte de 5,470 Psi y culmina en 5,500 Psi.

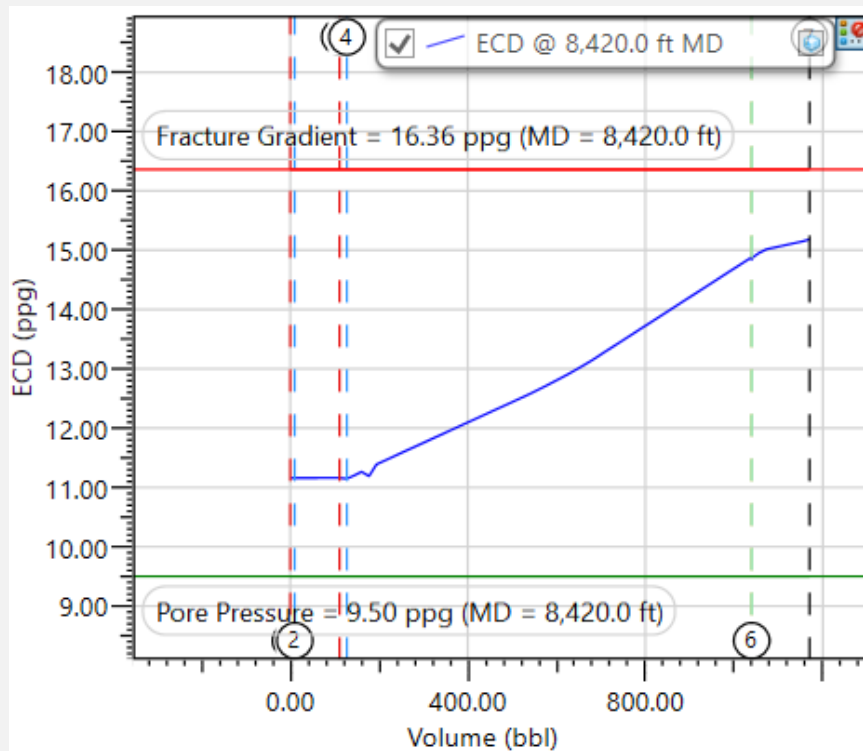
Es importante resaltar que, en todas las fases del proceso, la presión hidrostática se mantuvo dentro de los límites establecidos por la ventana operativa del pozo, específicamente entre la presión de poro y la presión de fractura, garantizando la integridad del pozo y evitando daños a la formación por el proceso de cementación.

- **Densidad equivalente de circulación**

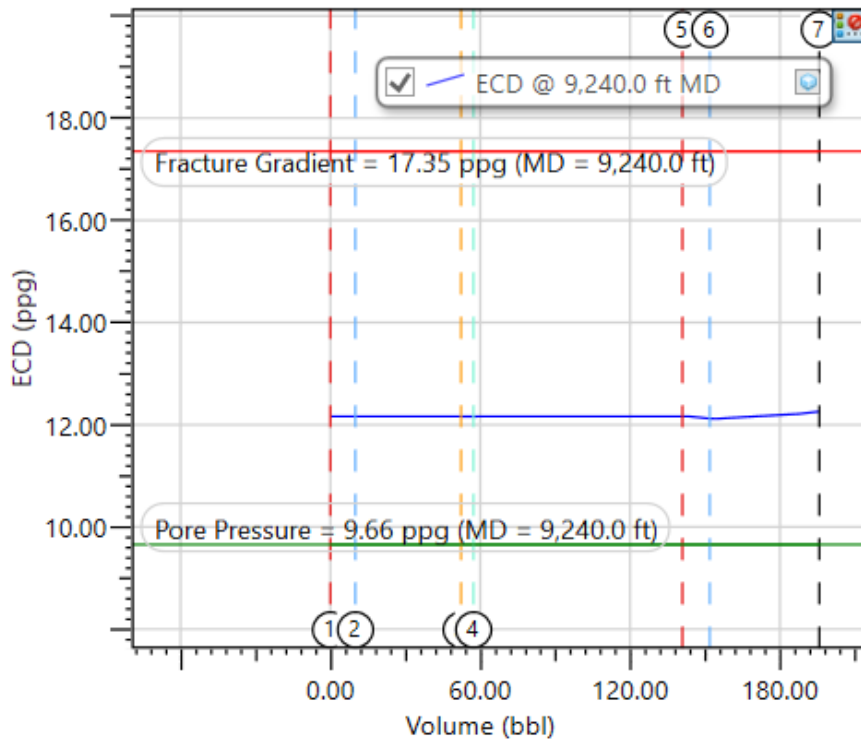
a) Conductor casing



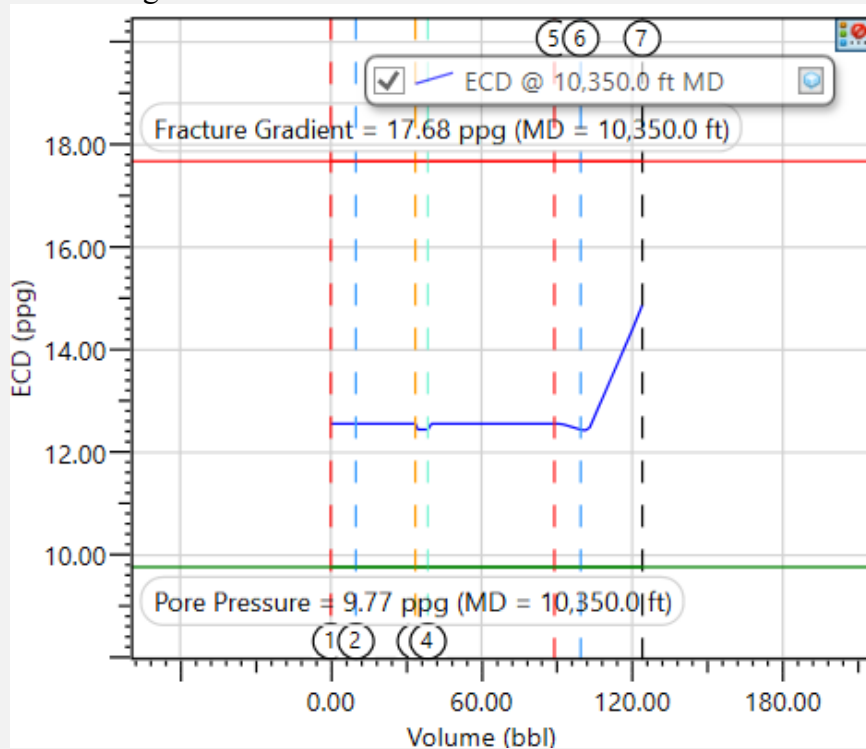
b) Surface casing



c) Intermediate casing



d) Production casing



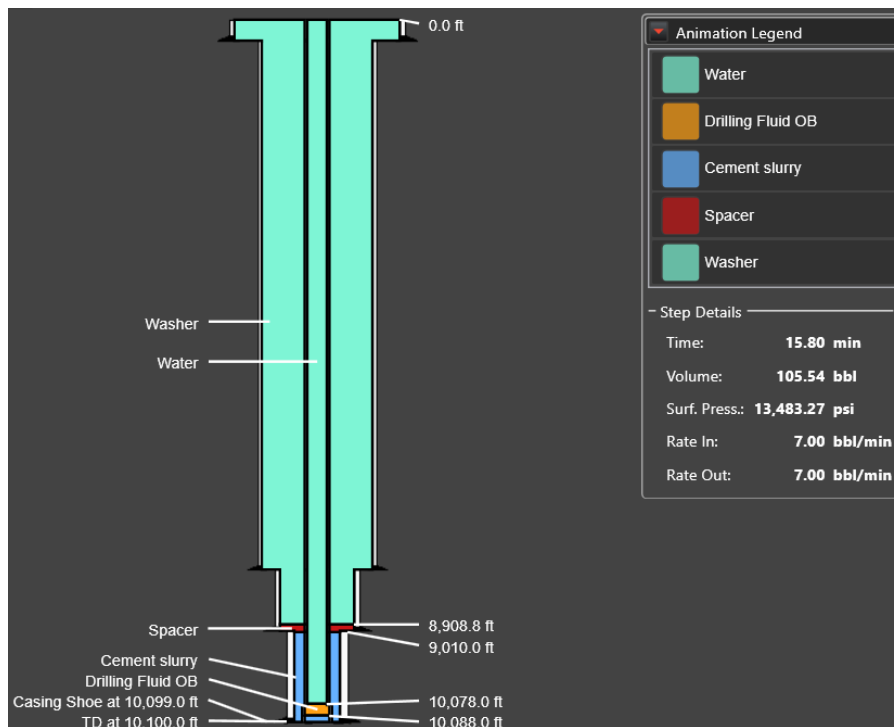
**Figura 38.** Densidad equivalente de circulación del pozo SACHA-466D. (Software de ingeniería, 2025).

La densidad equivalente de circulación (ECD) durante el proceso de bombeo y cementación de todas las secciones de revestidores se muestra en la Figura 38. En el casing conductor, los valores de ECD variaron entre 9.1 y 10.1 ppg, reflejando condiciones de circulación estables. Para el casing superficial, se registró un incremento

más significativo, con valores que oscilaron entre 11.1 y 15.2 ppg, lo cual es coherente con el uso de lechada de mayor densidad para asegurar una adecuada integridad del pozo en esa sección. En el casing intermedio, la ECD se mantuvo en un rango estrecho de 12.1 a 12.3 ppg, indicando un buen control de los fluidos durante la operación. En el casing de producción, las densidades equivalentes de circulación estuvieron comprendidas entre 12.5 y 14.8 ppg, mostrando un comportamiento progresivo y controlado en función del tipo de fluido utilizado.

#### 4.1.2 Pozo SACHA-489H

- Fluidos de cementación



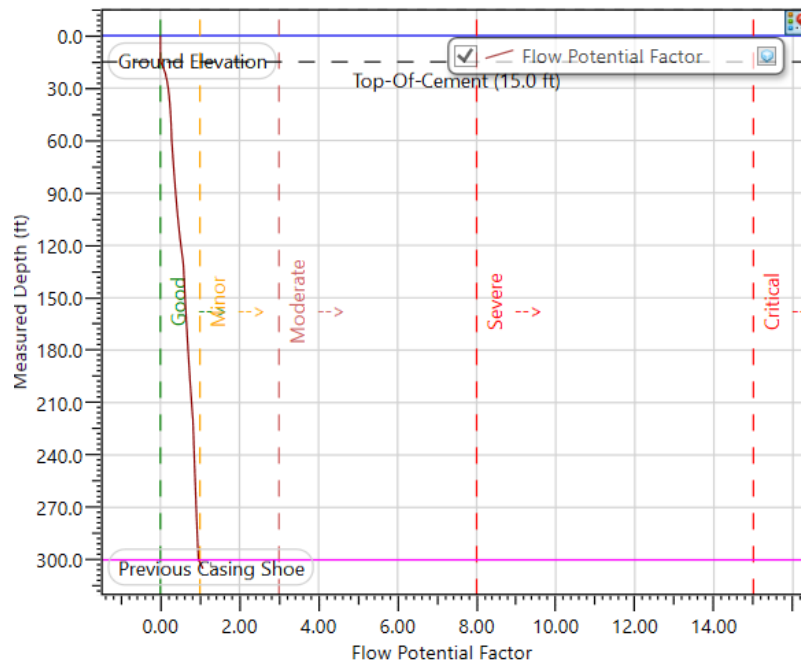
**Figura 39.** Posición de los fluidos en la cementación del pozo SACHA-489H. (Software de ingeniería, 2025).

La cementación del pozo SACHA-489H se realizó por etapas, registrando diferentes tiempos operativos y volúmenes de lechada según cada sección del revestimiento. En el casing conductor, la operación tuvo una duración de 16.77 minutos, durante los cuales se bombearon 100.54 barriles de cemento. Para el casing superficial, el tiempo de ejecución fue significativamente mayor, con un total de 222.03 minutos y un volumen de 1.136,00 barriles, lo que se atribuye a su mayor dimensión y profundidad.

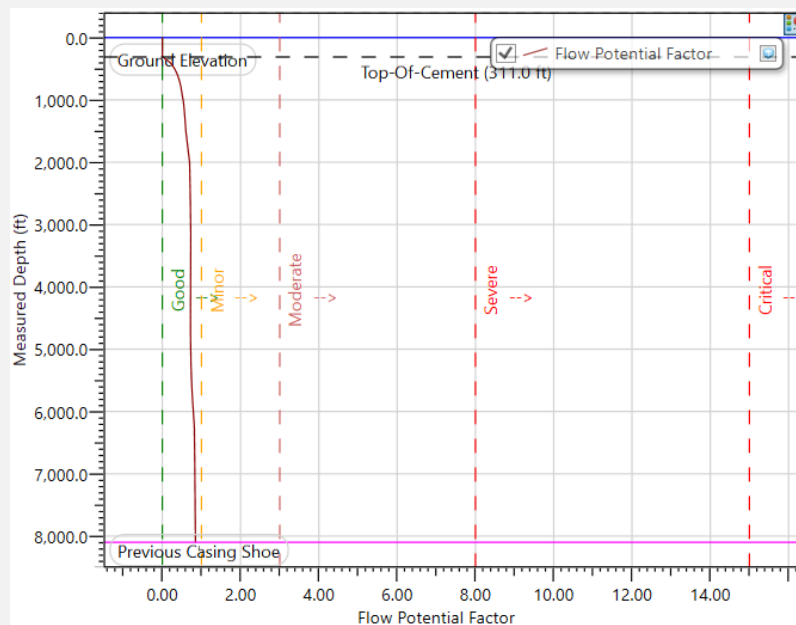
En cuanto al casing intermedio, el proceso se completó en 22,27 minutos, utilizando 136,60 barriles de cemento. Finalmente, la cementación del casing de producción tomó 15,80 minutos y requirió 105,54 barriles en total. La información detallada sobre los fluidos utilizados y esquema final en cada etapa se encuentra representada en la Figura 39 y en el Anexo E.

- **Factor potencial de flujo**

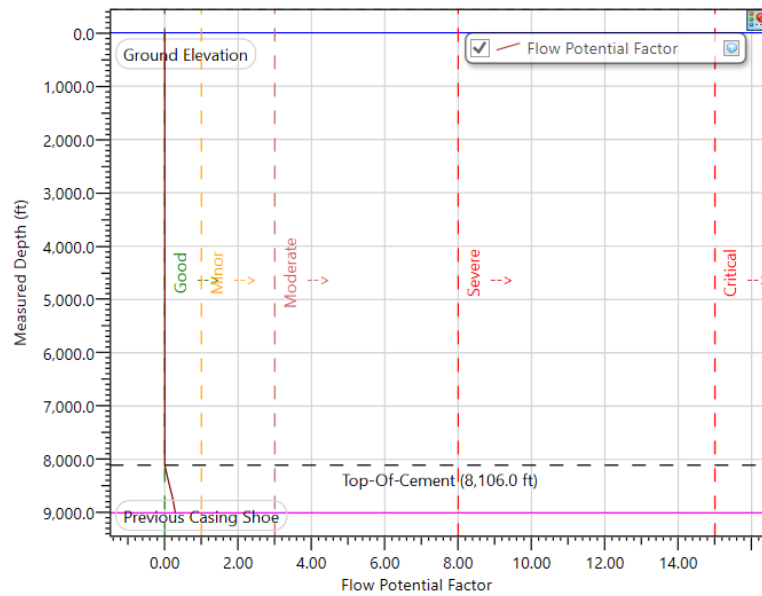
a) Conductor casing



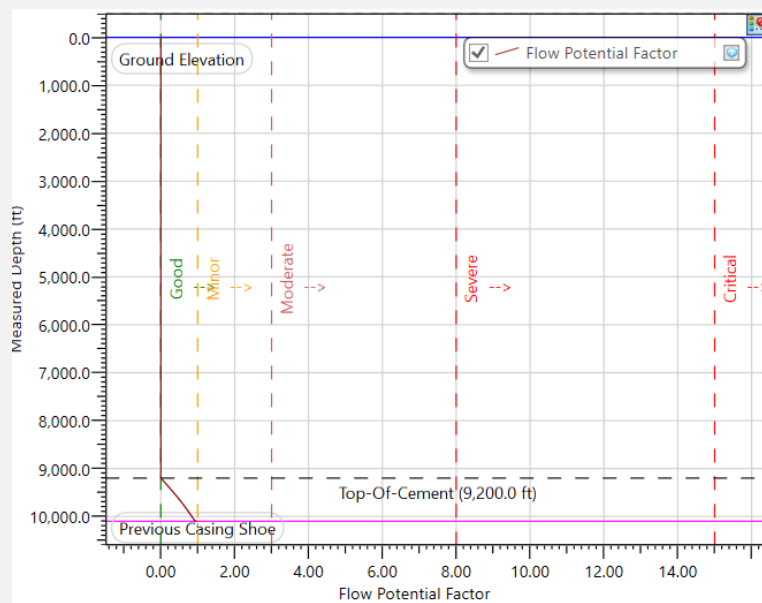
b) Surface casing



c) Intermediate casing



d) Production casing



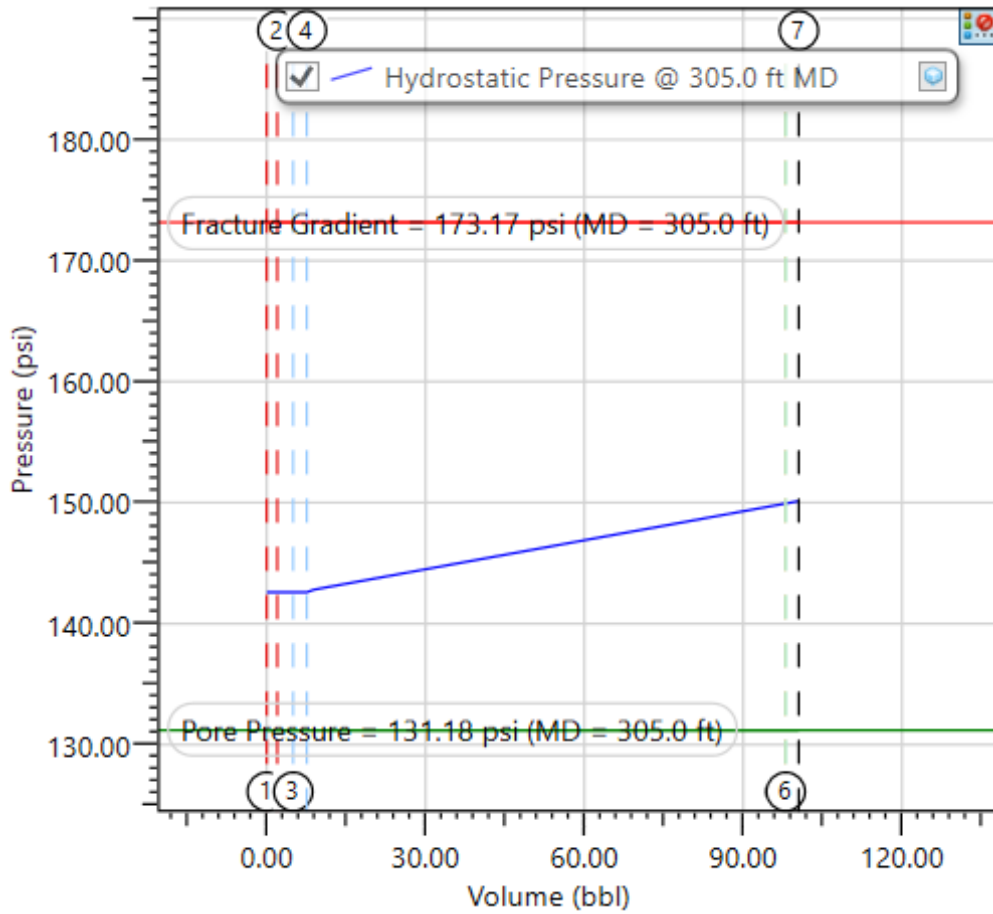
**Figura 40.** Factor potencial de flujo del pozo SACHA-489H. (Software de ingeniería, 2025).

La Figura 40 se muestran los valores del Factor Potencial de Flujo obtenidos en cada sección del pozo SACHA-489H. En el casing conductor, se registró un FPF de 0.99 desde superficie hasta los 300 ft, lo que evidencia una cementación completamente efectiva. En el casing superficial, el valor alcanzó 0.97 a una profundidad de 8,100 ft, lo cual indica un aislamiento zonal eficiente. Para el casing intermedio, el FPF fue de 0.5 hasta los 9,000 ft, un resultado que, aunque más bajo, se mantiene dentro del rango aceptable para una calidad de cementación adecuada. Finalmente, en el casing de producción, se obtuvo un FPF de 1 hasta los 10,099 ft, reflejando un buen sellado en las zonas productoras. Estos

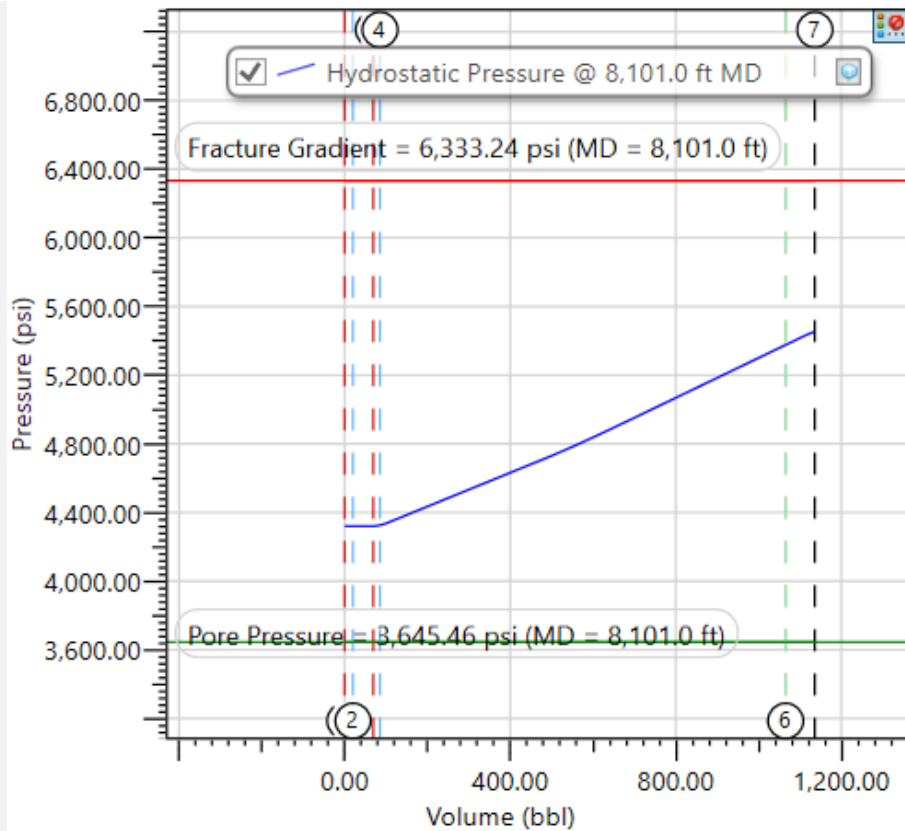
resultados confirman una ejecución técnica satisfactoria de la cementación, respaldada por el uso de un diseño flexible que permitió adaptarse a las condiciones del pozo.

- **Presión hidrostática**

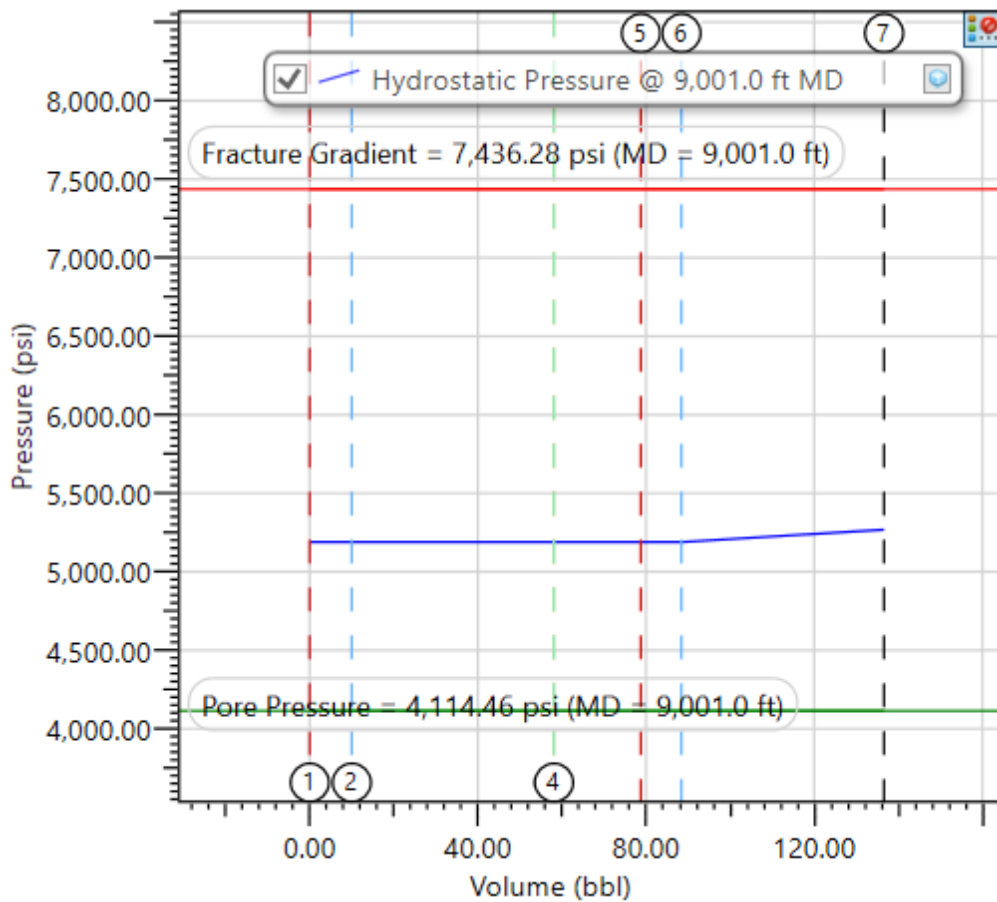
a) Conductor casing



b) Surface casing



c) Intermediate casing



d) Production casing

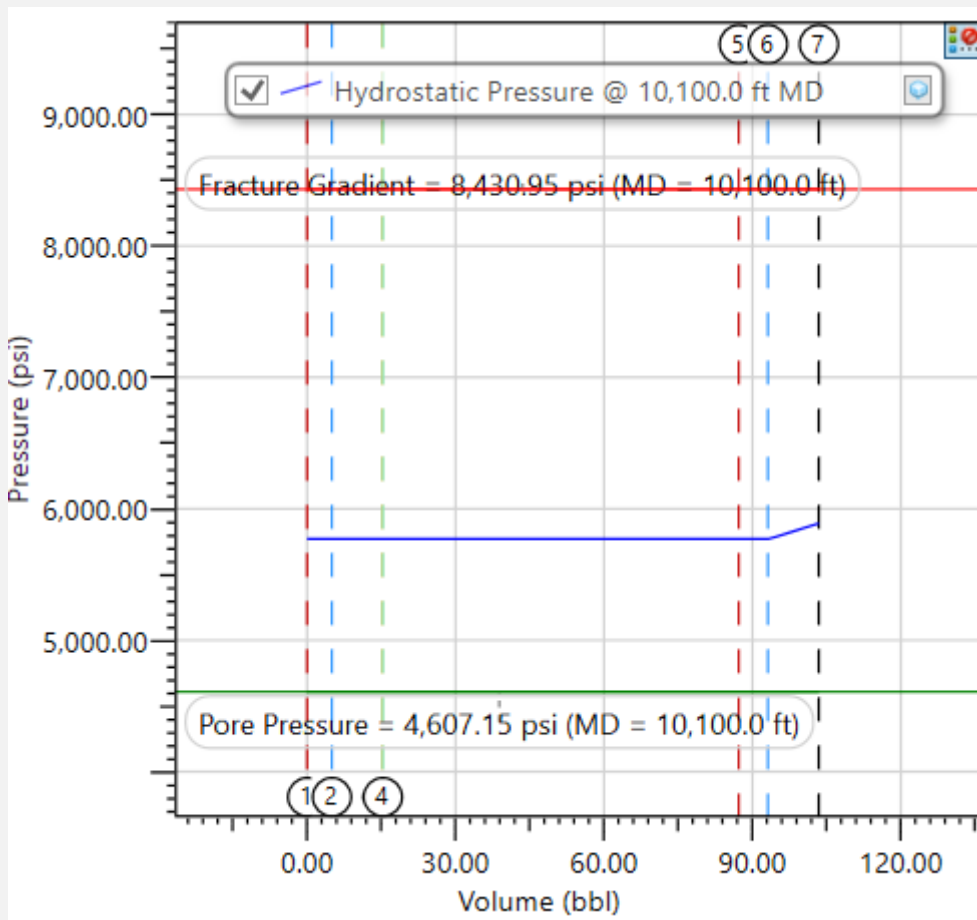


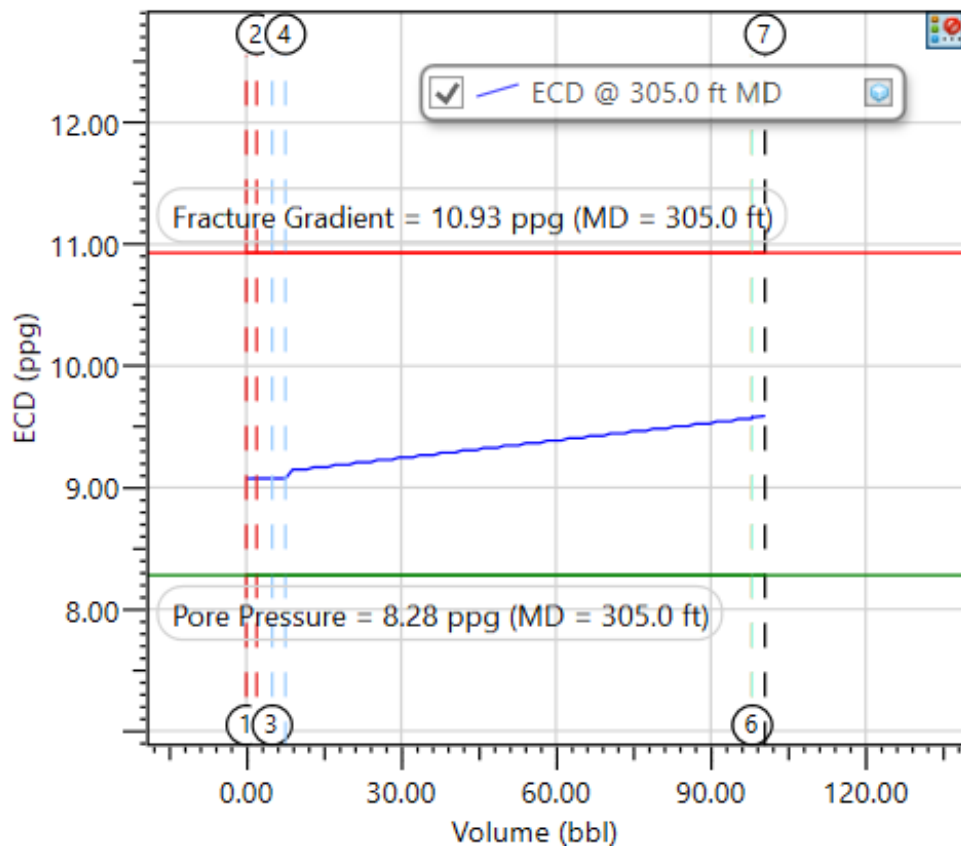
Figura 41. Presión hidrostática del pozo SACHA-489H. (Software de ingeniería, 2025).

La Figura 41 ilustra el comportamiento de la presión hidrostática durante el bombeo de la lechada de cemento en cada sección del revestimiento del pozo SACHA-489H. En el casing conductor, la presión se elevó de 142 Psi a 150 Psi una vez que el tapón desplazó el cemento hacia el espacio anular. En el casing superficial, se observó un incremento desde 4,380 Psi hasta 5,400 Psi al finalizar el desplazamiento.

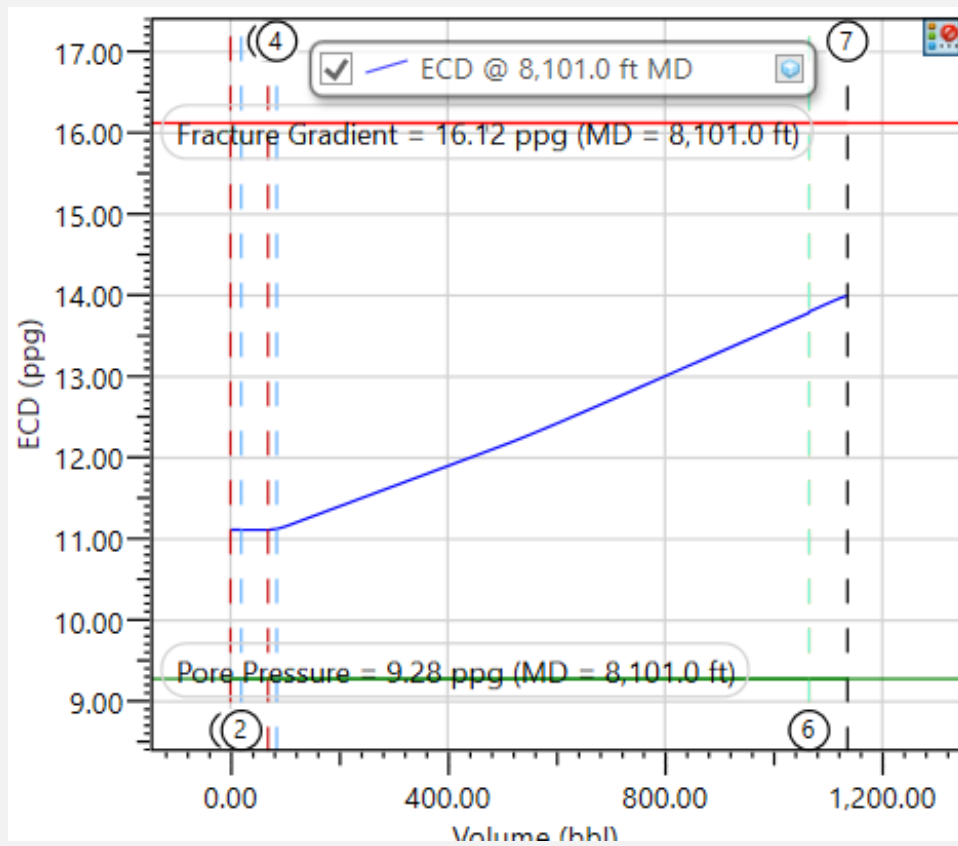
En el casing intermedio, la variación fue leve, con un aumento de 5,200 Psi a 5,250 Psi. Por último, en el casing de producción, la presión inició en 5,800 Psi y alcanzó un valor final de 5,900 Psi. Cabe destacar que durante todo el proceso de cementación, las presiones se mantuvieron dentro del rango seguro definido por la ventana operativa del pozo, es decir, entre la presión de poro y la de fractura.

- **Densidad equivalente de circulación**

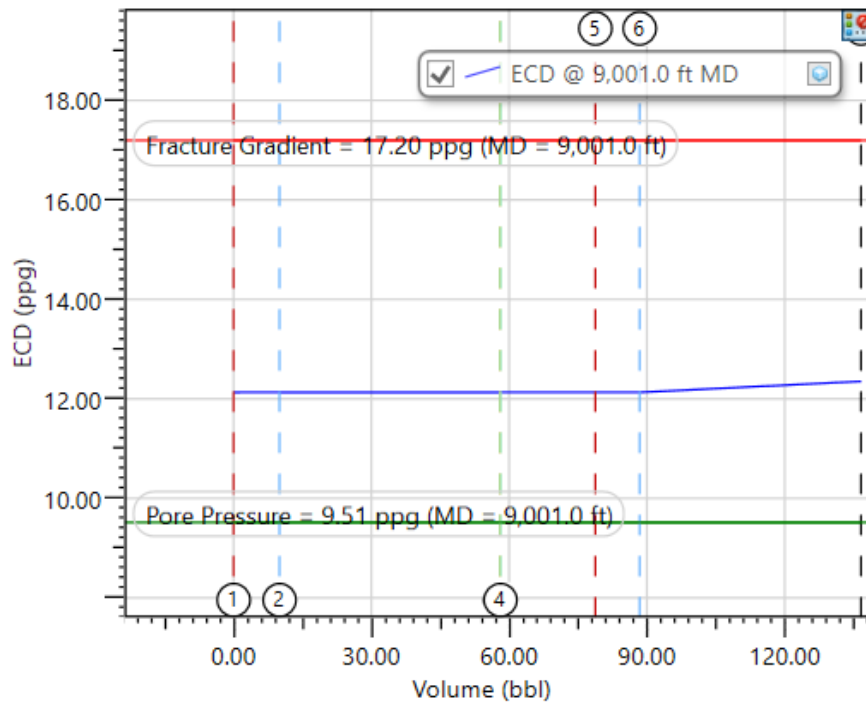
a) Conductor casing



b) Surface casing



c) Intermediate casing



d) Production casing

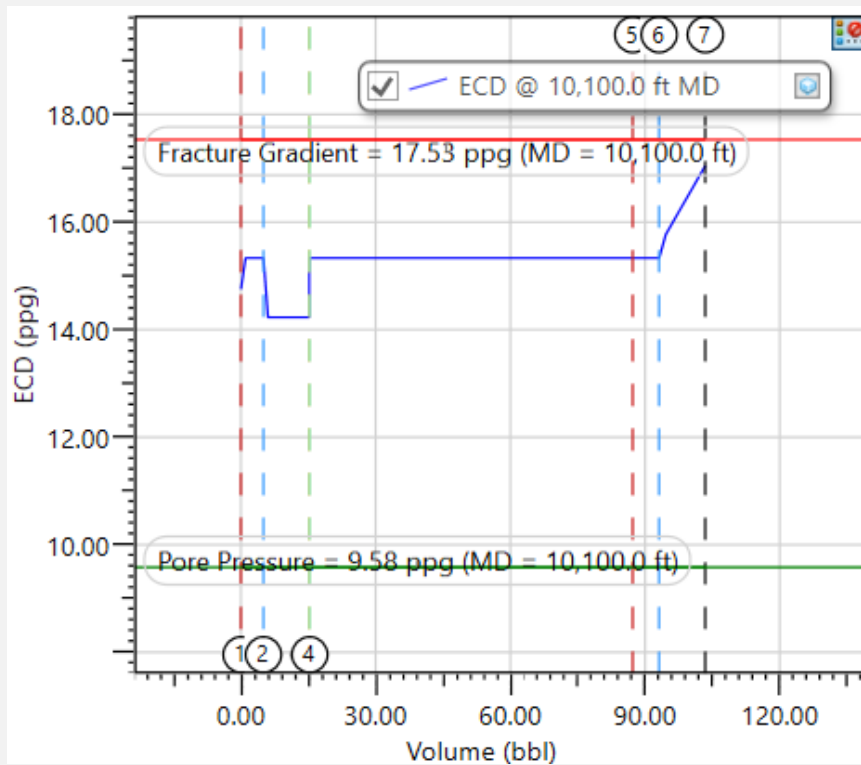


Figura 42. Densidad equivalente de circulación del pozo SACHA-489H. (Software de ingeniería, 2025).

La Figura 42 presenta los valores de densidad equivalente de circulación (ECD) registrados durante las etapas de bombeo y cementación en cada sección del revestimiento

del pozo SACHA-489H. En el casing conductor, la ECD osciló entre 9.1 y 9.7 ppg, lo que sugiere una circulación estable en esta fase inicial. En el casing superficial, se evidenció un aumento más marcado, con valores entre 11.1 y 14 ppg, atribuible al empleo de una lechada más densa para reforzar la estabilidad estructural en esa sección. En cuanto al casing intermedio, los valores se mantuvieron prácticamente constantes entre 12.1 y 12.4 ppg, indicando un adecuado control. Finalmente, en el casing de producción, la ECD varió desde 14.9 hasta 17.1 ppg, reflejando un comportamiento gradual y manejado conforme al tipo de fluido y a los requerimientos operativos.

## 4.2. ANÁLISIS ECONÓMICO

### 4.2.1 Consideraciones

- **Flujo de efectivo descontado**

El método de Flujo de Caja Descontado (DCF, por sus siglas en inglés) es una herramienta fundamental en la evaluación económica de proyectos, especialmente en el sector petrolero, donde permite estimar la rentabilidad futura de una inversión considerando el valor del dinero en el tiempo. Este enfoque se basa en calcular los flujos netos de efectivo, que resultan de restar los egresos (costos técnicos y participación gubernamental) de los ingresos generados por el proyecto en cada periodo (Abdulhameed y otros, 2023).

Uno de los principales indicadores derivados del DCF es el Valor Actual Neto (VAN o NPV, por sus siglas en inglés), el cual representa la suma de los flujos de caja netos descontados a lo largo de la vida útil del proyecto. Si el VAN es mayor a cero, la inversión se considera rentable, ya que indica que los ingresos actualizados superan los costos actualizados del proyecto. Y que se representa con la siguiente ecuación:

$$NPV(r, t) = \sum_{i=0}^N \frac{NCF(t)}{(1+r)^t} \quad (4)$$

Dónde:

- NPV: Valor Actual Neto, es la suma de los flujos de caja descontados al valor presente.

- r: Tasa de descuento, que puede ser el costo de capital, tasa mínima aceptable de rendimiento, etc.
- t: Período de tiempo.
- N: Número total de períodos del proyecto.
- NCF(t): Flujo Neto de Caja en el período t.

Por otro parte, la Tasa Interna de Retorno (TIR o IRR, en inglés) es la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero. Es decir, representa la rentabilidad porcentual esperada del proyecto. Si la TIR es mayor al costo de oportunidad del capital o a la tasa mínima requerida, entonces el proyecto es financieramente viable.

$$\sum_{n=0}^N \frac{C_n}{(1 + IRR)^n} = 0 \quad (5)$$

Dónde:

- IRR: Tasa Interna de Retorno, es la tasa de descuento que hace que el NPV sea igual a cero.
- n: Índice del período de tiempo.
- N: Número total de períodos del proyecto.
- Cn: Flujo de caja en el período n.

Según Komzolov y otros (2021), el Valor Actual Neto (VAN) depende de los flujos de caja estimados, la tasa de descuento, precios del petróleo y gas, producción total, gastos de desarrollo, operación, abandono, impuestos y otros factores. Si el VAN es mayor a cero, el proyecto es rentable; si es menor a cero, no lo es. La Tasa Interna de Retorno (TIR) es la tasa que hace que el VAN sea cero. El periodo de recuperación es cuando el flujo de caja acumulado descontado se vuelve positivo, lo que señala el punto de equilibrio.

- **Proyección del precio del crudo**

Para el presente análisis económico, se ha tomado como base la Figura 42 de la proyección de precios del petróleo en Estados Unidos año 2025, en la cual se establecen tres escenarios de precios fundamentales para la evaluación: un escenario de precio bajo

de \$40 por barril, un escenario de referencia de \$70 por barril y un escenario alto de \$120 por barril.

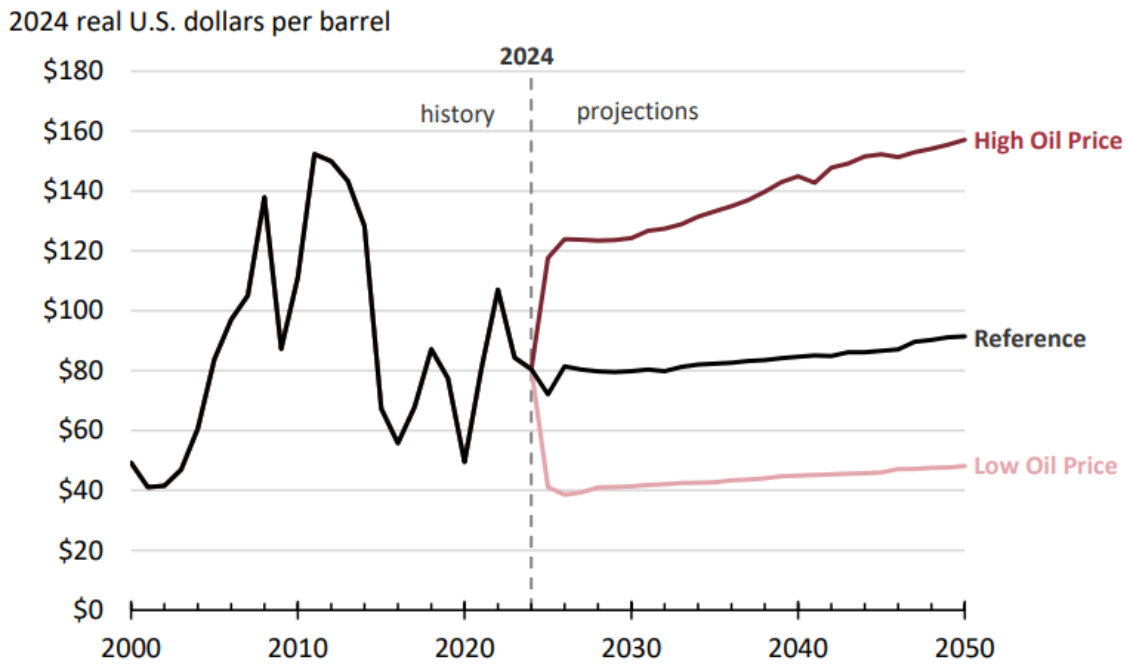


Figura 43. Proyección de precios del petróleo en Estados Unidos. (EIA, 2025).

Estas proyecciones permitirán analizar la viabilidad del proyecto bajo distintas condiciones del mercado energético, brindando un rango representativo que refleja posibles fluctuaciones futuras en el precio del crudo.

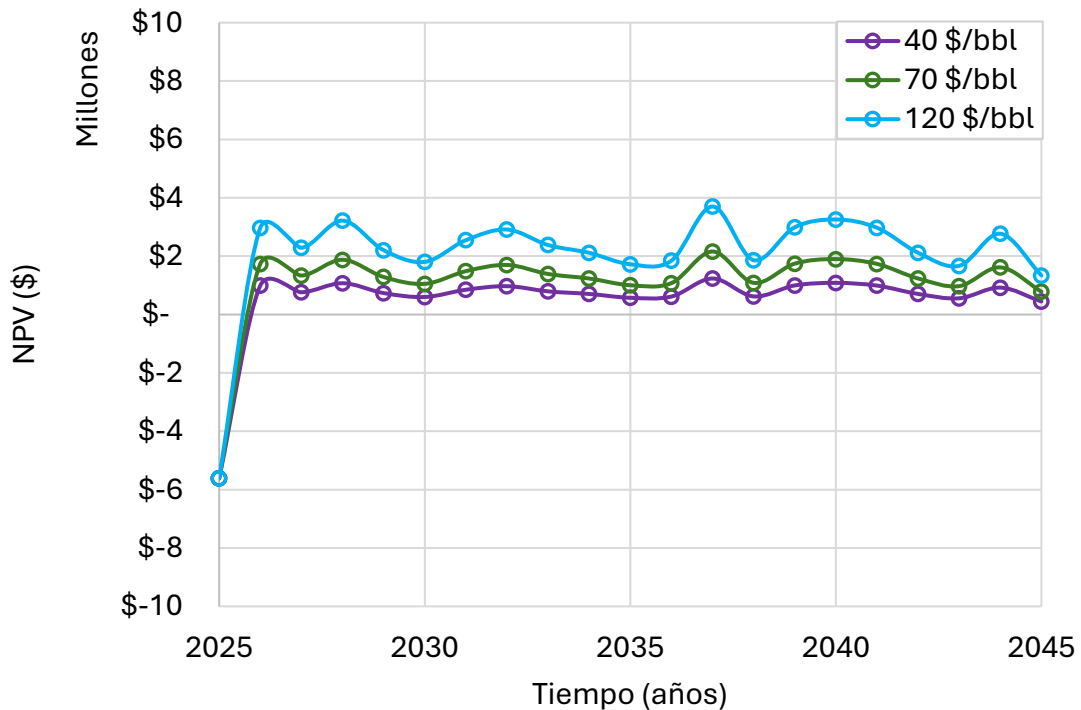
- **Precio de la cementación**

La Tabla 24 presenta un desglose detallado de los costos asociados a la cementación de pozos. Incluye rubros relacionados con la movilización y operación del taladro, servicios de perforación direccional, adquisición e instalación de tubería de revestimiento, cementación por secciones, fluidos de perforación, y otros servicios complementarios como el control de sólidos, corrida de casing, registros eléctricos, renta de equipos y servicios logísticos. Cada ítem se encuentra valorado en dólares. El costo total estimado para la ejecución completa de estas actividades asciende a \$5,613,206.10. Adicionalmente, para este caso se tomó como referencia la tasa de interés de inversión pública de 8.09% anual (Banco Central del Ecuador, 2025).

Tabla 24. Costos asociados a la cementación de pozos. Arcos & Suárez (2015) editado por Autores.

<b>Costos</b>	<b>Valor</b>
Movilización taladro	\$184,950.59
Servicio taladro perforación	\$754,658.44
Servicio de perforación direccional 20"	\$80,000.00
Servicio de perforación direccional 13 3/8"	\$320,000.00
Servicio de perforación direccional 9 5/8"	\$161,084.00
Servicio de perforación direccional 7"	\$100,000.00
Tubería de revestimiento	\$59,055.23
Tubería de revestimiento 20"	\$280,000.00
Tubería de revestimiento 13 3/8"	\$600,000.00
Tubería de revestimiento 9 5/8"	\$318,108.61
Tubería de revestimiento 7"	\$80,000.00
Cementación (Cemento clase G)	\$29,859.72
Cementación 20"	\$150,000.00
Cementación 13 3/8"	\$200,000.00
Cementación 9 5/8"	\$100,000.00
Cementación 7"	\$150,000.00
Fluidos de perforación	\$109,542.16
Fluidos de perforación 20"	\$300,000.00
Fluidos de perforación 13 3/8"	\$500,000.00
Fluidos de perforación 9 5/8"	\$250,000.00
Fluidos de perforación 7"	\$150,000.00
Cabezal secciones A y B (slip lock) / instalación	\$3,171.00
Accesorios corrida casing (zapata, anillos, collares)	\$30,348.90
Aceites / grasas	\$900.00
Colgador liner / top packer	\$102,480.00
Control de sólidos de perforación	\$200,352.28
Control litológico	\$40,609.00
Corrida casing	\$7,950.00
Corrida casing 20"	\$15,000.00
Corrida casing 13 3/8"	\$50,000.00
Corrida casing 9 5/8"	\$22,000.00
Corrida casing 7"	\$20,000.00
Equipo pesado (volqueta, excavadora, tanguero)	\$17,821.10
Gerenciamiento de proyecto	\$56,700.00
Inspección y reparación de tubería	\$8,442.69
Registros eléctricos	\$130,950.88
Renta de brocas	\$5,000.00
Renta de campers	\$3,825.00
Renta de martillos	\$15,105.00
Renta de tanques verticales	\$2,762.50
Servicio de ambulancia	\$1,500.00
Servicio de catering	\$1,029.00
<b>Total</b>	<b>\$5,613,206.10</b>

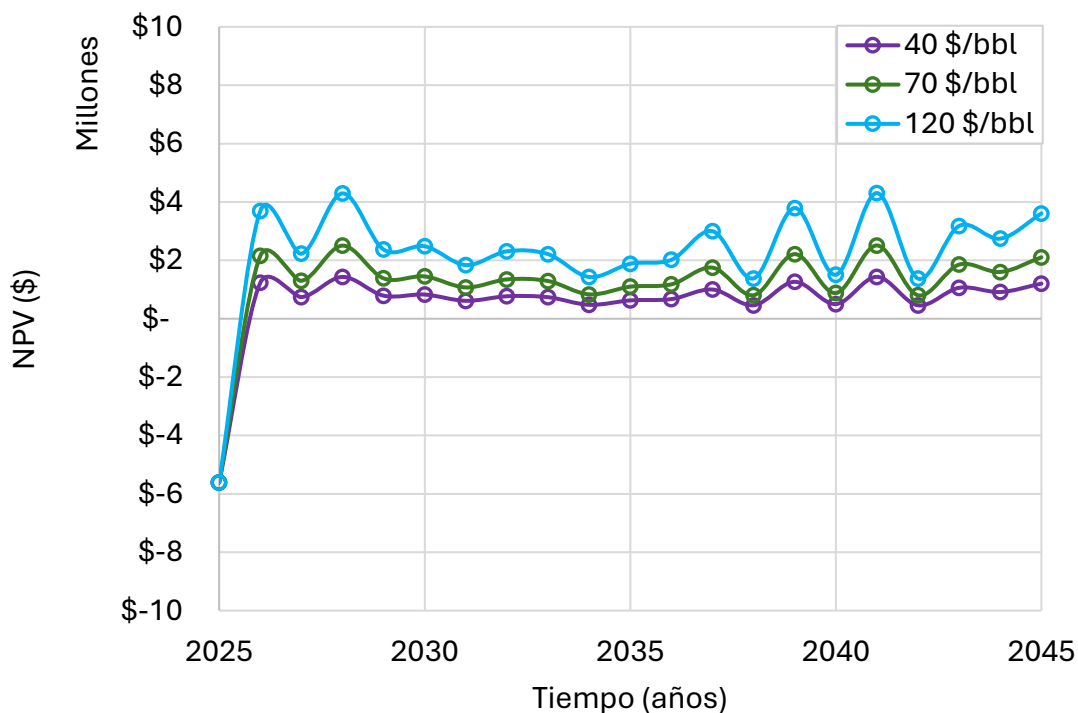
## 4.2.2 Valor Actual Neto y retorno



**Figura 44.** Valor Actual Neto del pozo SACHA-466D. (Elaboración propia, 2025).

La inversión inicial del pozo SACHA-466D asciende a \$5.6 millones, como se muestra en la Figura 44 para el año 2025. Bajo un escenario con un precio del crudo de \$40 por barril en 2026, los ingresos generados alcanzan \$1.7 millones, cerrando en 2045 con \$446 mil. En este caso, se calcula una tasa interna de retorno (TIR) del 14% y un valor actual neto (VAN) de \$2 millones. Si se estima un precio de \$70 por barril en 2026, los ingresos se mantienen en \$1.7 millones, pero aumentan a \$781 mil para el año 2045, con una TIR del 26% y un VAN de \$7.7 millones. Finalmente, al tomar como referencia un precio de \$120 por barril, se obtienen \$2.9 millones en 2026 y \$1.3 millones al cierre del periodo, alcanzando una TIR del 47% y un VAN de \$17.3 millones.

El análisis financiero muestra que el proyecto es rentable incluso en contextos de precios bajos del petróleo. Con un VAN positivo en todos los casos y las TIR por encima del costo de capital, la inversión inicial queda cubierta a lo largo del tiempo. Es particularmente importante el hecho de que, desde el primer año de producción, los ingresos permiten avanzar en la recuperación de la inversión, incluyendo los altos costos asociados a la cementación del pozo.



**Figura 45.** Valor Actual Neto del pozo SACHA-489H. (Elaboración propia, 2025).

Como se muestra en la Figura 45, se estima que la inversión inicial para el pozo SACHA-489H será de 5.6 millones de dólares en 2025. En un escenario con un precio del petróleo de \$40 por barril para 2026, los ingresos estimados son de \$1.2 millones, finalizando en 2045 con \$1.2 millones. Este panorama arroja una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 15% y un Valor Actual Neto (VAN) de \$2.4 millones. Si el precio del crudo se ubica en \$70 por barril, los ingresos de 2026 se mantienen en \$2.1 millones, pero al finalizar se alcanzan \$2.1 millones, mejorando la TIR al 29% y elevando el VAN a \$8.5 millones. En el escenario más favorable, con un precio de \$120 por barril, se registran ingresos de \$3.6 millones en 2026 y \$3.6 millones para 2045, logrando una TIR del 54% y un VAN de \$18.6 millones.

Estos resultados reflejan que la cementación del pozo SACHA-489H presenta una rentabilidad sólida, aún en condiciones de precios bajos. La producción que es generada a lo largo de su vida útil permite no solo recuperar la inversión inicial, sino también cubrir gastos significativos como los asociados a la cementación. Conforme aumenta los precios

del crudo se incrementan, los beneficios financieros se vuelven más atractivos, incrementando la rentabilidad del proyecto y reafirmando su viabilidad desde el punto de vista económico.

# CAPÍTULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

## 5.1. CONCLUSIONES

- En ambos pozos, el Factor Potencial de Flujo superó el umbral de 0.8 en las zonas críticas. En el SACHA-489H se alcanzó un FPF de 1.0 en la zona de casing de producción a 9,840 ft, lo que indica un aislamiento perfecto de la zona productora. En el SACHA-466D, el FPF osciló entre 0.85 y 0.98 en las secciones intermedia y de producción, asegurando una cementación aceptable para la integridad del pozo.
- La comparación de la ECD en los pozos SACHA-489H y SACHA-466D muestra un control eficaz durante cementación, con valores en el casing conductor de 9.1–9.7 ppg y 9.1–10.1 ppg, respectivamente. En el casing superficial, SACHA-489H tuvo un rango 11.1–14 ppg y SACHA-466D, un rango de 11.1–15.2 ppg. En la sección intermedia, ambos pozos mantuvieron ECD estables entre 12.1–12.4 ppg y 12.1–12.3 ppg. Finalmente, en el casing de producción, SACHA-489H presentó mayores densidades (14.9–17.1 ppg) frente a SACHA-466D (12.5–14.8 ppg), lo que refleja una mayor exigencia en esta etapa.
- La comparación entre los pozos SACHA-489H y SACHA-466D revela que las presiones hidrostáticas durante la cementación se mantuvieron dentro de la ventana operativa, con valores en el casing conductor de 142 a 150 Psi y 155 a 171 Psi, respectivamente; en el casing superficial, de 4,380 a 5,400 Psi y de 4,590 a 5,700 Psi; en el casing intermedio, de 5,200 a 5,250 Psi y de 4,980 a 5,000 Psi; y en el casing de producción, de 5,800 a 5,900 Psi y de 5,470 a 5,500 Psi, esto sugiere un control adecuado del proceso e integridad del pozo dentro de la ventana operativa.

- El análisis económico de los pozos SACHA-489H y SACHA-466D indica que ambos son rentables, aunque el pozo SACHA-489H resalta por su mayor rentabilidad y rendimiento. A un precio de \$40 por barril, su VAN es de \$2.4 millones y su TIR del 15%, y con precios de \$120 por barril, alcanza un VAN de \$18.6 millones y una TIR del 54%. En comparación, el SACHA-466D tiene un VAN de \$2 millones y una TIR del 14% a \$40 por barril, y a \$120 por barril, un VAN de \$17.3 millones y una TIR del 47%. En resumen, el SACHA-489H genera una rentabilidad más alta debido a la mayor producción de petróleo crudo.

## 5.2. RECOMENDACIONES

- Es recomendable seguir perfeccionando los parámetros de la cementación flexible para maximizar la efectividad del aislamiento zonal y garantizar la integridad estructural del pozo. En particular, ajustar los tiempos de cementación y los volúmenes de la lechada podría contribuir a una distribución mucho más uniforme de los fluidos, minimizando las variaciones en la presión hidrostática y las densidades equivalentes de circulación.
- Se sugiere implementar un sistema de monitoreo en tiempo real durante las fases de perforación y cementación para identificar posibles problemas de estabilidad de la formación con anticipación. Esto posibilita la realización de ajustes inmediatos en los parámetros operativos, evitando los fallos o pérdidas de circulación y mejorando el control de los fluidos.
- Realizar simulaciones geomecánicas de laboratorio que incluyan condiciones extremas, como cambios significativos en la presión de poro o la presión de fractura y esfuerzos de las formaciones geológicas, para evaluar el comportamiento del cemento flexible bajo estas circunstancias. Este análisis permitiría diseñar un sistema de cementación más robusto ante posibles eventos inesperados.
- Aunque los análisis económicos muestran resultados positivos, es importante actualizar los escenarios de precios del crudo y otros costos operativos regularmente para tomar decisiones sobre la viabilidad financiera de los proyectos y de esta manera tener un enfoque seguro del diseño financiero que permitirá optimizar la rentabilidad en función de las condiciones del mercado y precios cambiantes del crudo.

## REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

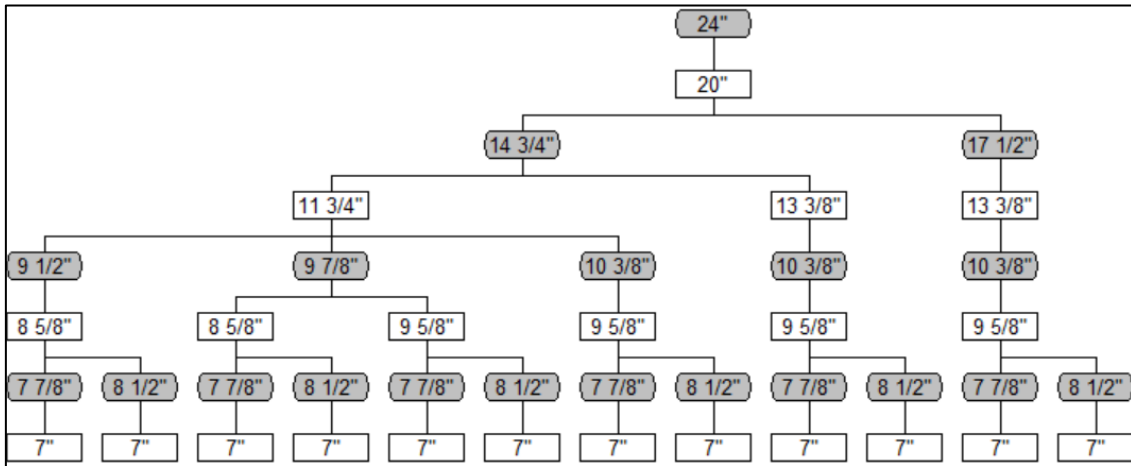
- Adamovitsj, M. (2020). Directional Drilling: Trajectory Design and Position Uncertainty Study for a Laboratory Drilling Rig.
- Al-Bazali, T., & Alkhalidi, M. (2023). Reliability of chemical osmosis as a practical method to extract water out of shale and promote shale's mechanical stability. *Journal of Oil and Gas Research Reviews*, 3(1). <https://doi.org/10.33140/JOGRR.03.01.04>
- Alkhamis, M., & Imqam, A. (2021). A Simple Classification of Wellbore Integrity Problems Related to Fluids Migration. *Arabian Journal for Science and Engineering*, 46(7), 6131–6141. <https://doi.org/10.1007/s13369-021-05359-3>
- Aslani, F., Zhang, Y., Manning, D., Valdez, L. C., & Manning, N. (2022). Additive and alternative materials to cement for well plugging and abandonment: A state-of-the-art review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 215, 110728. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2022.110728>
- Azar, J. J., & Samuel, G. R. (2007). *Drilling Engineering*. PennWell Corporation.
- Baby, P., Rivadeneira, M., & Barragán, R. (2014). *La-Cuenca-Oriente-Geologia-y-Petroleo-Nueva-edicion*.
- Badwan, J., & Chinome, J. (2020). Estimación de un Perfil Regional de Presión de Poro para un Segmento del Sector Central del Valle Medio del Magdalena a partir de Información Geológica y Geofísica, para la Identificación de Presiones Anormales.
- Cantos, J. (2017). Diseño de una Planta para el Tratamiento de Agua de Formación para su Reinyección en el Campo Sacha.
- Castillo, J. (2024). Desarrollo del Mapa de Presiones para las Arenas U y T del Campo SACHA mediante el Análisis de Pruebas de Presión.
- Castillo, M., & Jaramillo, L. (2019). Caracterización geomecánica de formaciones inestables en la región oriental del Ecuador. *Revista Petroenergía*, 15(2), 45–53.
- Davoodi, S., Al-Shargabi, M., Wood, D. A., & Mehrad, M. (2025). Advancement of artificial intelligence applications in hydrocarbon well drilling technology: A review. *Applied Soft Computing*, 176, 113129. <https://doi.org/10.1016/j.asoc.2025.113129>
- Dusseault, M. B., & Gray, M. N. (2018). Well integrity in high-deformation environments. *SPE Drilling & Completion*, 33(1), 4–16. <https://doi.org/10.2118/187093-PA>
- Escobar, F. H. (2012). *Fundamentos de Ingeniería de Yacimientos*.

- Escobar, K., Erazo, R., Armijo, D., & Oña, J. (2019). Generación de Curvas de Presión de Formación y Fractura para Optimizar la Perforación de Pozo en el Campo Gustavo Galindo Velasco.
- Fan, Z., Li, J., Yang, Y., Wang, J., Li, Q., Xue, S., Wang, H., Lou, J., & Zhang, X. (2017). “Ductile” Fracture of Metallic Glass Nanolaminates. *Advanced Materials Interfaces*, 4(21). <https://doi.org/10.1002/admi.201700510>
- Flores, D. (2011). Estudio de las Mediciones Suministradas por la Herramienta MWD (Measurement While Drilling) en Varios Pozos, para Mejorar su Posicionamiento dentro del Radio del Objetivo.
- González, M., Torres, A., & Paredes, V. (2022). Diseño optimizado de cementaciones flexibles mediante integración de modelos geomecánicos. *Ingeniería Petrolera Internacional*, 8(1), 14–23.
- Guzmán, R. (2021). Evaluación de las Prácticas Operativas Durante la Perforación de un Pozo Direccional con Trayectoria Tipo “J” con Alto Desplazamiento, Ubicado al Noroeste de la Cuenca Oriente del Ecuador.
- Haghighat-Nejad, F. (2019). Flexible Geopolymer for Oil and Gas Well Cementing: An Experimental Study.
- Herrera Herbert, J. (2020). Ingeniería de la perforación de pozos de petróleo y gas. Vol. III: Sistemas básicos y procesos de los equipos de perforación. In *Ingeniería de la perforación de pozos de petróleo y gas. Vol. III: Sistemas básicos y procesos de los equipos de perforación*. Universidad Politécnica de Madrid. Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas y Energía. <https://doi.org/10.20868/upm.book.62720>
- INECEL & Petroamazonas. (2023). Informe técnico sobre estabilidad de pozos y evaluación de cementaciones en el Campo Sacha. Quito: Instituto Nacional de Energía y Petroamazonas EP.
- Jiang, H., Zhang, T., Xi, Y., Li, Y., Liu, G., & Li, J. (2024). Transient temperature and pressure coupling model of cementing injection stage in ultra deep wells considering segmental rheological model, casing eccentricity and U-tube effect. *Geoenergy Science and Engineering*, 243, 213384. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2024.213384>
- Kiran, R., Teodoriu, C., Dadmohammadi, Y., Nygaard, R., Wood, D., Mokhtari, M., & Salehi, S. (2017). Identification and evaluation of well integrity and causes of failure of well integrity barriers (A review). *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 45, 511–526. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2017.05.009>
- Korochkin, A. V. (2020). Influence of Geosynthetic Reinforcing Materials on the Strength of Rigid Pavements with Asphalt Concrete Coating. *Stroitel'nye Materialy*, 778(1–2), 82–87. <https://doi.org/10.31659/0585-430X-2020-778-1-2-82-87>

- Kupresan, D., Heathman, J., & Radonjic, M. (2014). Casing Expansion as a Promising Solution for Microannular Gas Migration. *SPE Drilling & Completion*, 29(04), 366–371. <https://doi.org/10.2118/168056-PA>
- Kurz, M. (2018). Chair of Drilling and Completion Engineering Relief Well Profile Analysis and Evaluation of a Passive Seismic Method for Relief Well Placement in the Shallow Wisting Discovery.
- Liu, G. (2021). *Applied\_Well\_Cementing\_Engineering*.
- Ma, T., Chen, P., & Zhao, J. (2016). Overview on vertical and directional drilling technologies for the exploration and exploitation of deep petroleum resources. *Geomechanics and Geophysics for Geo-Energy and Geo-Resources*, 2(4), 365–395. <https://doi.org/10.1007/s40948-016-0038-y>
- Maricic, N., Mohaghegh, S. D., & Artun, E. (2008). A Parametric Study on the Benefits of Drilling Horizontal and Multilateral Wells in Coalbed Methane Reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 11(06), 976–983. <https://doi.org/10.2118/96018-PA>
- Mera, G., & Villacís, M. (2018). Optimización del Sistema de Producción mediante el Uso de Tanque Bota en el Campo SACHA.
- Moncayo, S. (2014). Estudio de Factibilidad para la Perforación de Pozos Direccionales con Trayectoria no Convencional en el Campo Shushufindi.
- Nelson, E. B., & Guillot, D. (2006). *Well Cementing* (2nd ed.). Schlumberger.
- Obando, L. (2015). Modelo Integrado de Análisis Nodal (Subsuelo-Superficie) Económico de los Pozos de la Estación Norte del Campo SACHA.
- Ramírez, J., Gómez, D., & Vega, L. (2020). Evaluación de desempeño de cementos convencionales en pozos direccionales de la Amazonía. *Boletín Técnico de Ingeniería Petrolera*, 12(1), 25–34.
- Ravi, K. M., & Bosma, M. (2017). Cementing solutions for challenging well environments. *Oilfield Review*, 29(4), 20–33.
- Sánchez, R., & Aguilar, P. (2021). Uso de cementación flexible en formaciones geológicamente activas. *Journal of Latin American Petroleum Technology*, 10(3), 78–87.
- Smith, J. T., & Calvert, R. E. (2019). *Fundamentals of Oil Well Cementing Operations*. SPE Publications.
- Shi, X., Huang, W., & Gao, D. (2023). Mechanical models of drillstrings with drag reduction oscillators and optimal design methods of vibration parameters in horizontal drilling. *Geoenergy Science and Engineering*, 224, 211585. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2023.211585>

- Thiercelin, M. J., Dargaud, B., Baret, J. F., & Rodriguez, W. J. (1998). Cement Design Based on Cement Mechanical Response. *SPE Drilling & Completion*, 13(04), 266–273. <https://doi.org/10.2118/52890-PA>
- Villarreal, K. (2018). Análisis Técnico Económico de la Implementación de Bombas Electrosumergibles con Tecnología Power Save en Pozos del Campo SACHA.
- Youssef, A. S., Mahmoud, A. A., Elkatatny, S., & Al Shafloot, T. (2025). A review of the critical conditions required for effective hole cleaning while horizontal drilling. *Petroleum*, 11(2), 143–157. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2025.02.002>
- Yuan, Z., Schubert, J., Esteban, U. C., Chantose, P., & Teodoriu, C. (2013, March 26). Casing Failure Mechanism and Characterization under HPHT Conditions in South Texas. *All Days*. <https://doi.org/10.2523/IPTC-16704-MS>
- Zhang, Z., Lv, J., Zhu, X., & Zhu, J. (2024). Drilling technology of long horizontal section of shale oil. *Journal of Physics: Conference Series*, 2683(1), 012047. <https://doi.org/10.1088/1742-6596/2683/1/012047>
- Zhang, Y., Liu, Q., & Chen, X. (2021). Mechanical behavior of flexible cement systems under simulated downhole conditions. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 197, 107900. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2020.107900>





**Figura 48.** Configuraciones de casing para hoyos de 22in. (Software de ingeniería, 2025).

## Anexo B.

### Litología

Tabla 25. Columna estratigráfica campo SACHA. (EP PETROECUADOR, 2024).

Layer	TVD (ft)	Layer Name	Layer Type	Competent Layer
1	0	Ground	-	Yes
2	7005	Conglomerado sup	Conglomerate	Yes
3	7182	Base Conglomerado	Conglomerate	Yes
4	7548	Conglomerado Infe	Conglomerate	Yes
5	7734	Conglomerado Infe	Sandstone, Fine	Yes
6	8003	Conglomerado Infe	Claystone	Yes
7	8226	Tena	Claystone	Yes
8	8445	Tena	Siltstone	Yes
9	8723	Basal Tena	Sandstone, Medium	Yes
10	8867	Basal Tena	Claystone	Yes
11	9168	Basal Tena	Limestone, Micritic	Yes
12	9177	Napo	Shale	Yes
13	9182	Napo	Limestone, Fossilif	Yes
14	9187	Napo	Sandstone, Fine	Yes
15	9301	Caliza M1	Shale, Calcareous	Yes
16	9414	Caliza M1	Limestone, Fossilif	Yes
17	9523	Caliza M2	Limestone, Micritic	Yes
18	9605	Caliza M2	Shale	Yes
19	9622	Base Caliza M2	Shale, Calcareous	Yes
20	9646	Base Caliza M2	Limestone, Fossilif	Yes
21	9698	Caliza A	Limestone, Fossilif	Yes
22	9733	Caliza A	Shale, Calcareous	Yes

---

23	9750	Base Caliza A	Shale, Calcareous	Yes
24	9806	Base Caliza A	Sandstone, Fine	Yes
25	9820	Base Caliza A	Limestone, Fossilif	Yes
26	9833	Arenisca U Superio	Sandstone, Shaly	Yes
27	9842	Arenisca U Superio	Shale	Yes
28	9851	Arenisca U Superio	Limestone, Micritic	Yes
29	9890	Arenisca U Inferior	Sandstone, Shaly	Yes
30	9896	Arenisca U Inferior	Shale	Yes
31	9927	Base Arenisca U In	Shale	Yes
32	9932	Base Arenisca U In	Limestone, Micritic	Yes
33	9970	Caliza B	Limestone, Fossilif	Yes
34	10003	Caliza B	Shale, Calcareous	Yes
35	10022	Arenisca T Superior	Sandstone, Medium	Yes
36	10025	Arenisca T Superior	Shale	Yes
37	10029	Arenisca T Superior	Limestone, Fossilif	Yes
38	10070	Arenisca T Inferior	Sandstone, Fine	Yes
39	10073	Arenisca T Inferior	Shale	Yes
40	10090	Arenisca T Inferior	Clay	Yes
41	10101	Base Arenisca T In	Shale	Yes
42	10180	Base Arenisca T In	Limestone, Micritic	Yes
43	10220	Caliza C	Limestone, Micritic	Yes
44	10266	Caliza C	Shale	Yes
45	10270	Hollín Superior	Sandstone, Medium	Yes
46	10280	Hollín Superior	Shale	Yes
47	10336	Hollín Inferior	Sandstone, Medium	Yes
48	10350	Hollín Inferior	Shale	Yes

---

### Anexo C.

#### Presiones de formación.

Tabla 26. Presiones de formación del campo SACHA. (EP PETROECUADOR, 2024).

Vertical Depth (ft)	Pore Pressure (psi)	Pore Pressure EMW (ppg)	Fracture Pressure (psi)	Fracture Pressure EMW (ppg)
0	0	0	0	0
60	25.96	8.33	28.05	9
130	57.41	8.5	72.61	10.75
220	97.15	8.5	126.2	11.04
320	141.31	8.5	187.56	11.28
737	329.29	8.6	458.03	11.96
926	413.74	8.6	586.08	12.18
1019	460.59	8.7	652.89	12.33
1508	689.46	8.8	1006.2	12.84
2000	966.4	9.3	1398.96	13.47
3233	1562.19	9.3	2402.64	14.31
3510	1689.01	9.26	2637.69	14.47
4510	2141.35	9.14	3511.13	14.99
4810	2274.17	9.1	3782.2	15.14
5136	2428.3	9.1	4083.94	15.31
5490	2624.22	9.2	4422.52	15.51
6000	2961.6	9.5	4930.08	15.82
6273	3096.35	9.5	5193.54	15.94
6570	3242.95	9.5	5480.43	16.06
6940	3425.58	9.5	5846.81	16.22
7210	3558.86	9.5	6111.77	16.32
7310	3608.22	9.5	6211.75	16.36
7408	3656.59	9.5	6310.43	16.4
7424	3664.49	9.5	6324.06	16.4
7610	3756.3	9.5	6510.2	16.47
7790	3845.14	9.5	6988.25	17.27
7871	3926.05	9.6	7081.38	17.32
8050	4099.06	9.8	7288.79	17.43
8470	4268.88	9.7	7730.4	17.57
8877	4520.17	9.8	8175.72	17.73
8912	4537.99	9.8	8212.59	17.74
9346	4758.98	9.8	8685.42	17.89
9510	4842.49	9.8	8862.56	17.94
9640	4958.82	9.9	9008.77	17.99
9850	5066.84	9.9	9246	18.07
9886	5136.77	10	9284.93	18.08
9922	5155.47	10	9334.22	18.11
10080	5237.57	10	9503.83	18.15

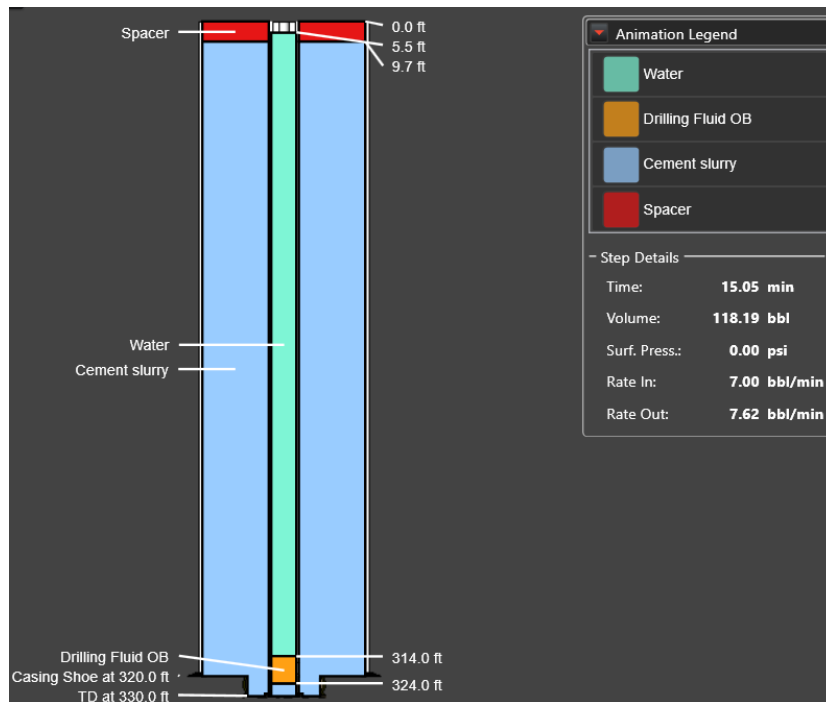
---

10156.7	5316.13	10.08	9586.67	18.17
10253.7	5388.23	10.12	9692.63	18.2
10350	5460.38	10.16	9798.22	18.22

---

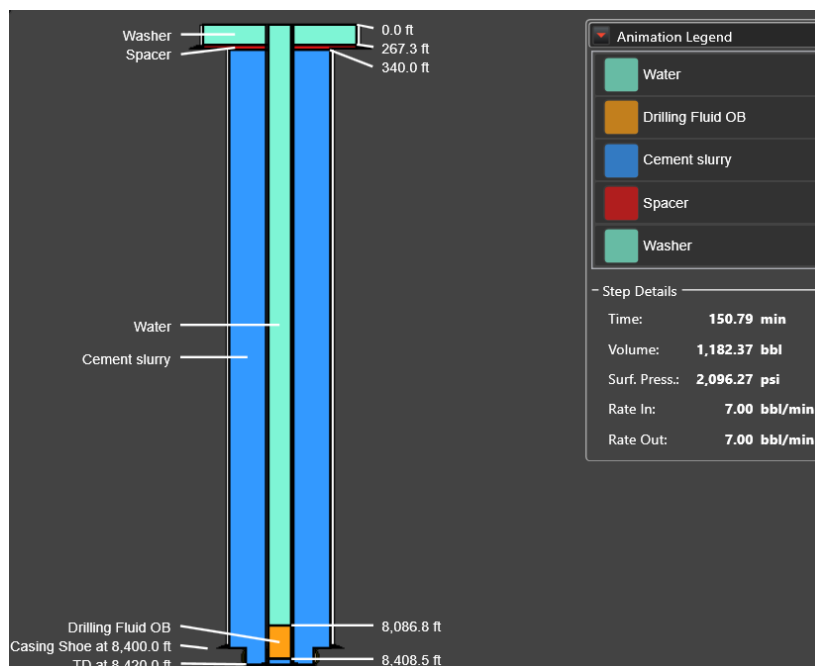
## ANEXO D.

### Posición de los fluidos para diferentes tuberías de revestimiento del pozo SACHA-466D.



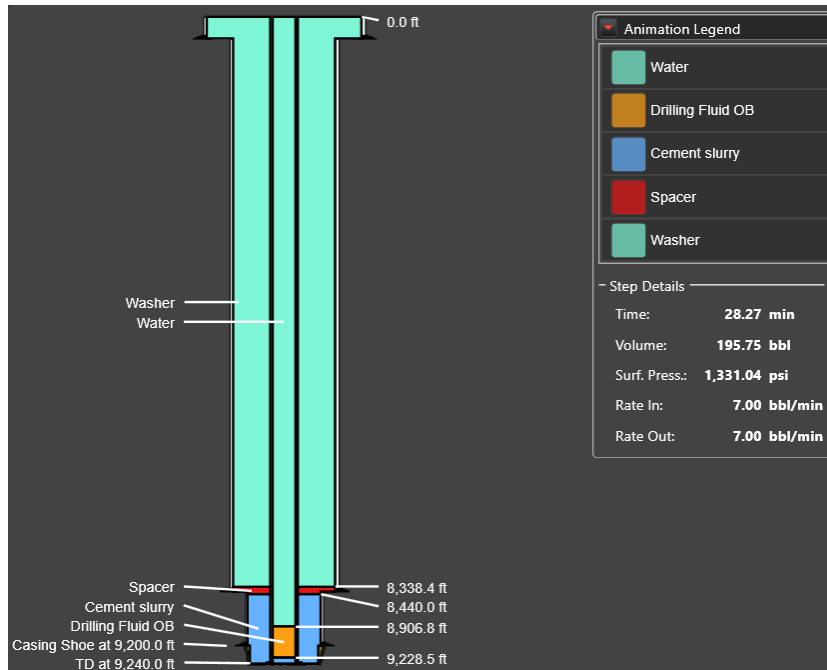
**Figura 49.** Posición de los fluidos del casing conductor en la cementación del pozo SACHA-466D.

(Software de ingeniería, 2025).



**Figura 50.** Posición de los fluidos del casing superficial en la cementación del pozo SACHA-466D.

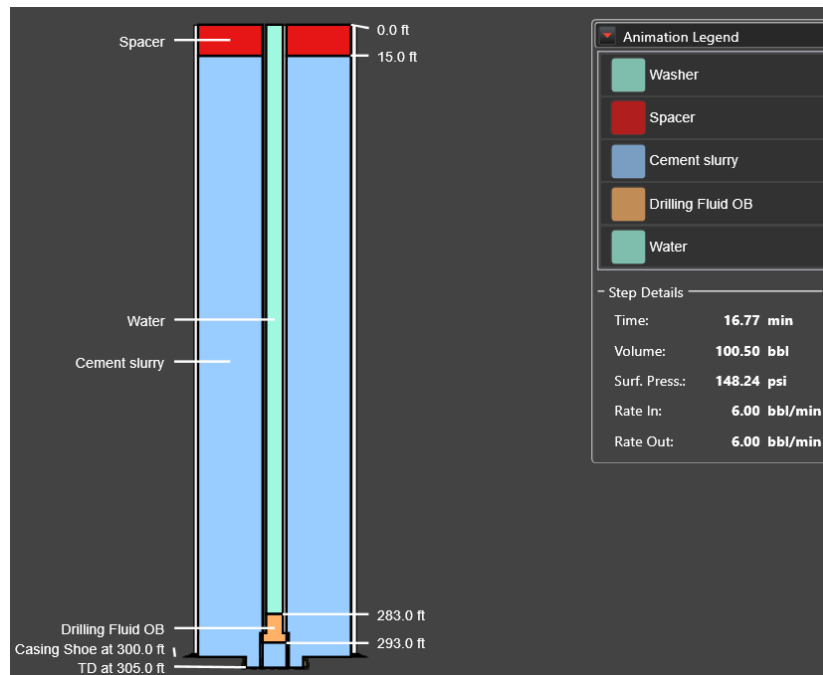
(Software de ingeniería, 2025).



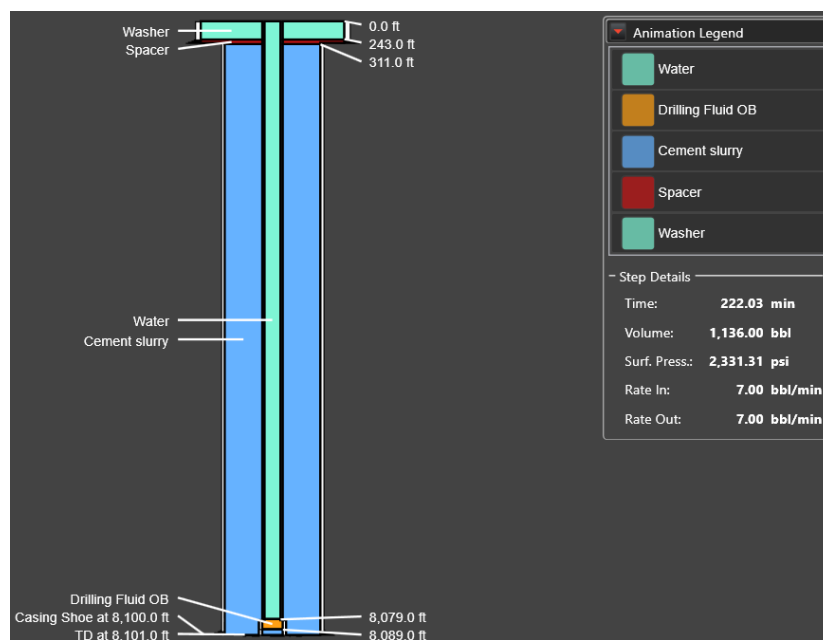
**Figura 51.** Posición de los fluidos del casing intermedio en la cementación del pozo SACHA-466D.  
(Software de ingeniería, 2025).

## ANEXO E.

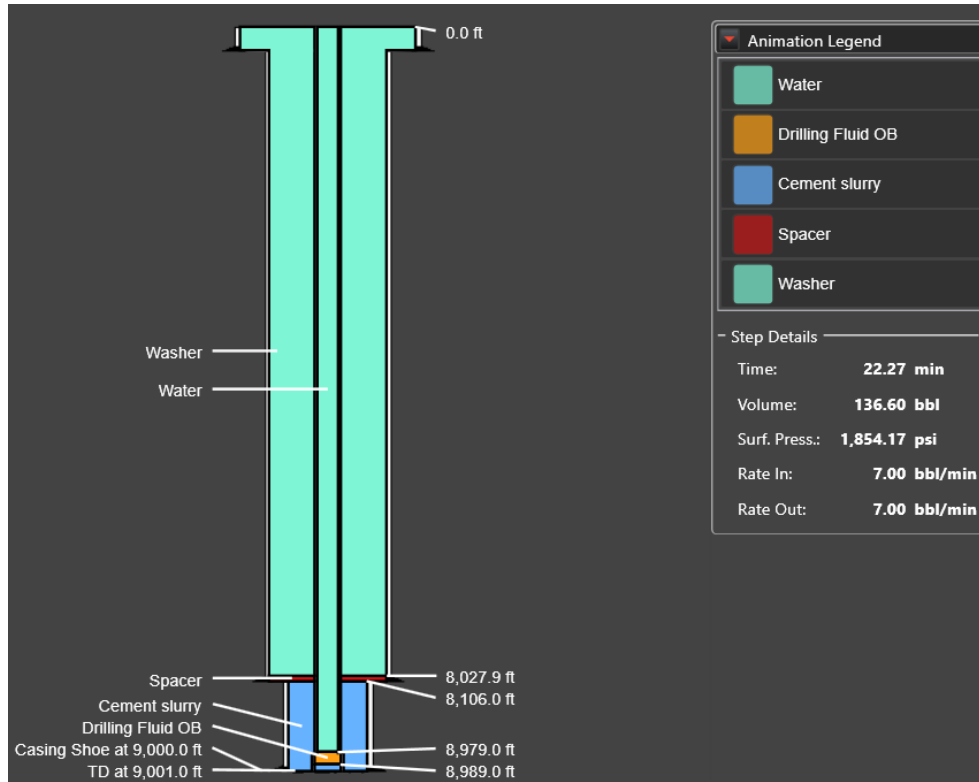
### Posición de los fluidos para diferentes tuberías de revestimiento del pozo SACHA-489H.



**Figura 52.** Posición de los fluidos del casing conductor en la cementación del pozo SACHA-489H.  
(Software de ingeniería, 2025).



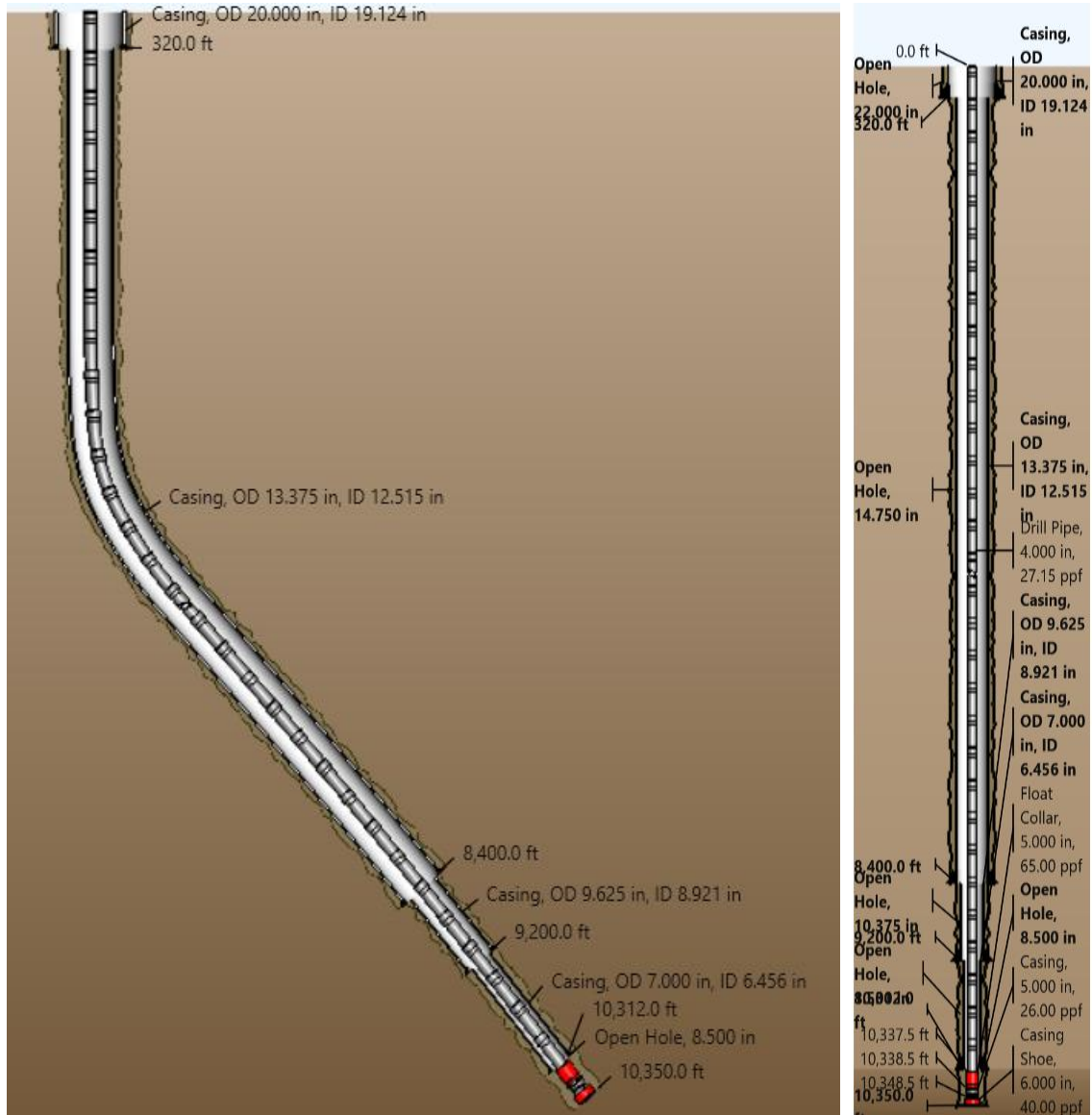
**Figura 53.** Posición de los fluidos del casing superficial en la cementación del pozo SACHA-489H.  
(Software de ingeniería, 2025).



**Figura 54.** Posición de los fluidos del casing intermedio en la cementación del pozo SACHA-489H.  
(Software de ingeniería, 2025).

## ANEXO F.

### Trayectoria final



**Figura 55.** Representación final de la **cementación** del pozo SACHA-466D. (Software de ingeniería, 2025).

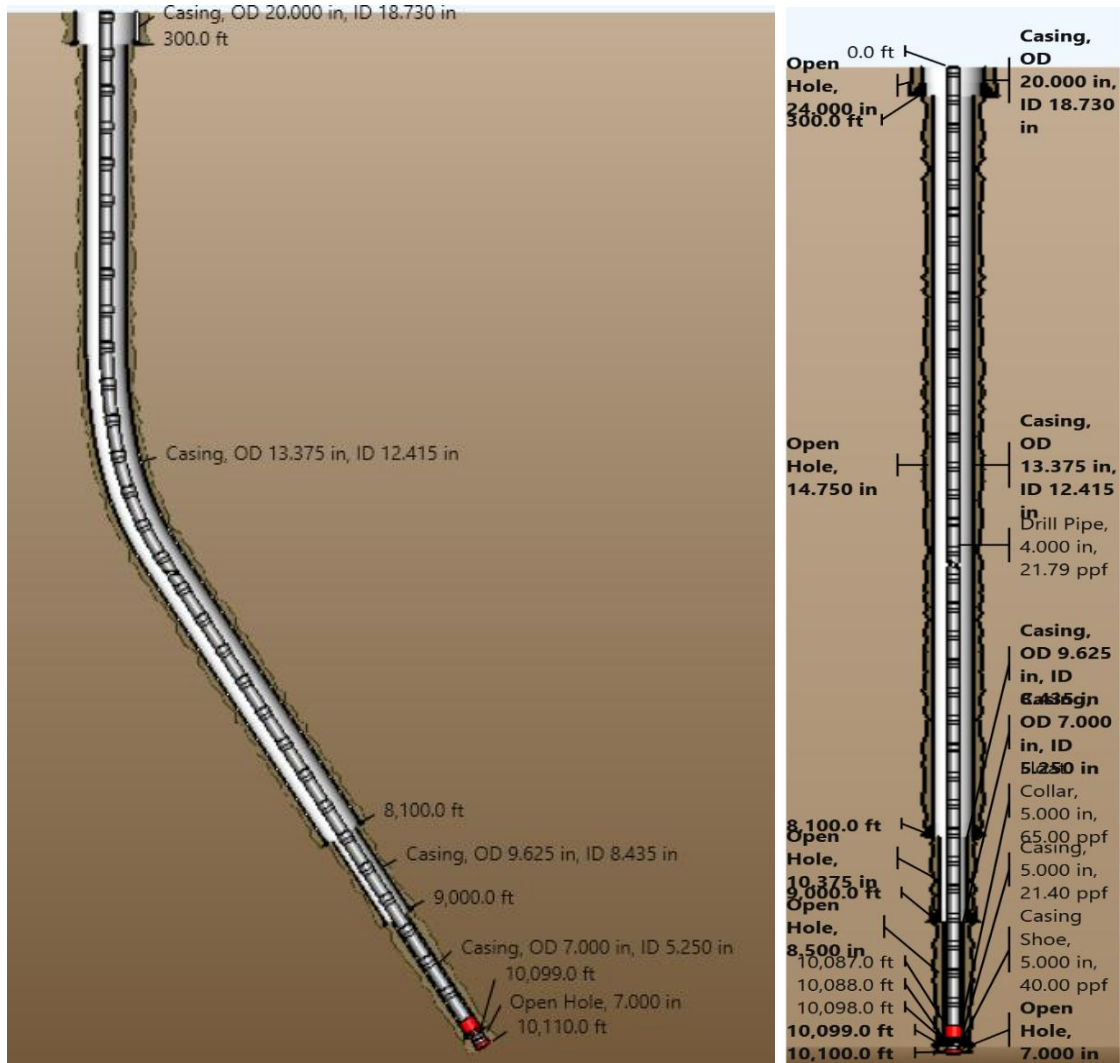


Figura 56. Representación final de la cementación del pozo SACHA-489H. (Software de ingeniería, 2025).