



Pregrado

Carrera: Petróleo

Asignatura (UIC): Seminario fin de carrera

Trabajo de titulación previo a la obtención del

Título en: Tecnólogo Superior en Petróleo

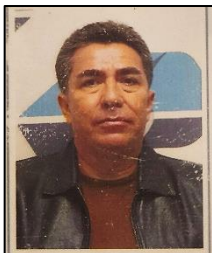
Tema: Optimizar la producción de petróleo en el pozo AMO C-13 del bloque 16 aislando la arena M1C con CIBP y Dump Bailer para reducir el agua de formación y producir por Basal Tena 2025

Autor/s: Añazco García Jorge Bolívar, Añazco Bedón Kevin David

Tutor: Ing. Luis Álvarez

Fecha: 14, 03, 2025

Autor: Añezco García Jorge Bolívar

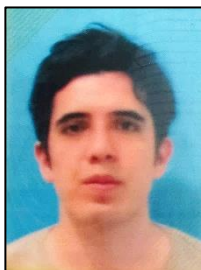


Título a obtener: Tecnólogo Superior en Petróleo

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: jorge.anazco@ister.edu.ec

Autor: Añezco Bedón Kevin David

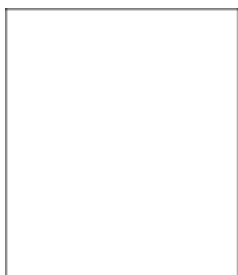


Título a obtener: Tecnólogo Superior en Petróleo

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: kevin.anazco@ister.edu.ec

Dirigido por: Luis Alfredo Alvarez Lazo



Título:

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico:

Todos los derechos reservados.

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la Ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

©2024 Tecnológico Universitario Rumiñahui SANGOLQUÍ – ECUADOR

Añazco García Jorge Bolívar

Añazco Bedón Kevin David

Optimizar la producción de petróleo en el pozo AMO C-13 del bloque 16 aislando la arena M1C con CIBP y Dump Bailer para reducir el agua de formación y producir por Basal Tena 2025



CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, 14 de Marzo del 2025

**MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA**

**MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN**

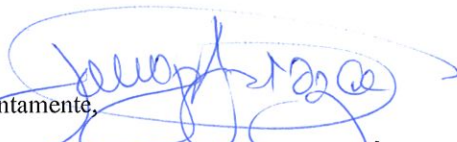
**INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE
UNIVERSITARIO**

Presente

Por medio de la presente, yo, AÑAZCO GARCÍA JORGE BOLIVAR declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado Optimizar la producción de petróleo en el pozo AMO C-13 del bloque 16 aislando la arena M1C con CIBP y Dump Bailer para reducir el agua de formación y producir por Basal Tena 2025, de la Tecnología Superior en Petróleos; y a su vez manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui con condición de Universitario los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

Esta cesión se otorga de manera no exclusiva y por un periodo indeterminado. Sin embargo, conservo los derechos morales sobre mi obra.

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,

JORGE BOLIVAR AÑAZCO GARCÍA

C.I.: 0702082165

MATRIZ SANGOLQUÍ: Av. Atahualpa 1701 y 8 de Febrero
Telf: 0960052734 / 023524576 / 022331628
www.ister.edu.ec / info@ister.edu.ec



CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, 14 de Marzo del 2025

**MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA**

**MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN**

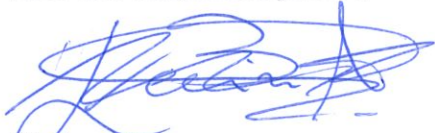
**INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE
UNIVERSITARIO**

Presente

Por medio de la presente, yo, AÑAZCO BEDÓN KEVIN DAVID declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado Optimizar la producción de petróleo en el pozo AMO C-13 del bloque 16 aislando la arena M1C con CIBP y Dump Bailer para reducir el agua de formación y producir por Basal Tena 2025, de la Tecnología Superior en Petróleos; y a su vez manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui con condición de Universitario los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

Esta cesión se otorga de manera no exclusiva y por un periodo indeterminado. Sin embargo, conservo los derechos morales sobre mi obra.

En fe de lo cual, firmo la presente.



Atentamente,

KEVIN DAVID AÑAZCO BEDÓN

C.I.: 1726235367

MATRIZ SANGOLQUÍ: Av. Atahualpa 1701 y 8 de Febrero
Telf: 0960052734 / 023524576 / 022331628
📞📧🌐 www.ister.edu.ec / info@ister.edu.ec



**FORMULARIO PARA ENTREGA DE PROYECTOS EN BIBLIOTECA INSTITUTO SUPERIOR
TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO**

CT-ANX-2025-ISTER-3

CARRERA: TECNOLOGÍA SUPERIOR EN PETRÓLEO

AUTOR /ES: JORGE BOLIVAR AÑAZCO GARCÍA – KEVIN DAVID AÑAZCO BEDÓN

TUTOR: LUIS ALVAREZ

CONTACTO ESTUDIANTE: 0984758374 - 0998731401

CORREO ELECTRÓNICO: kevinanazco54@gmail.com

**TEMA: OPTIMIZAR LA PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO EN EL POZO AMO C-13 DEL BLOQUE
16 AISLANDO LA ARENA M1C CON CIBP Y DUMP BAILER PARA REDUCIR EL AGUA DE
FORMACIÓN Y PRODUCIR POR BASAL TENA 2025**

OPCIÓN DE TITULACIÓN: UNIDAD DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

RESUMEN EN ESPAÑOL: El presente proyecto busca optimizar la producción de petróleo del pozo AMO C-13, ubicado en el bloque 16 (Orellana, Ecuador), mediante la implementación de un tapón puente de hierro fundido (CIBP) complementado con cementación tipo Dump Bailer. Se identificó que la arena M1C genera una alta proporción de agua de formación (98% BSW), limitando la producción efectiva del pozo. Tras aislar exitosamente esta arena, se logró reducir significativamente el agua producida y optimizar la producción desde la formación superior (Basal Tena). Aunque la producción final en Basal Tena alcanzó aproximadamente 50 BPD, inferior al objetivo original de 120 BPD, se consiguió una notable reducción del BSW, mejorando la eficiencia operativa y reduciendo costos relacionados con el manejo del agua producida.

PALABRAS CLAVE: Optimización, CIBP, Dump Bailer.

ABSTRACT: This project aims to optimize oil production in well AMO C-13, located in Block 16 (Orellana, Ecuador), by installing a Cast Iron Bridge Plug (CIBP) reinforced by Dump Bailer cementation. The formation M1C was identified as the source of high-water production (98% BSW), severely impacting well efficiency. The successful isolation of M1C significantly reduced water output and allowed enhanced production from the upper Basal Tena formation. Despite Basal Tena production reaching only approximately 50 BPD, below the original target of 120 BPD, substantial improvements in water reduction were achieved, enhancing operational efficiency and decreasing costs associated with water handling.

PALABRAS CLAVE: Optimization, CIBP, Dump Bailer.



Firma del Estudiante (AUTOR)

JORGEN BOLIVAR AÑAZCO GARCÍA

C.I.: 0702082165

Firma del Estudiante (AUTOR)

KEVIN DAVID AÑAZCO VEDÓN

C.I.: 1726235367



SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, 14 de Marzo del 2025

Sres.-

**INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE
UNIVERSITARIO**

Presente

**Yo, JORGE BOLIVAR AÑAZCO GARCÍA, con C.I.: 0702082165 alumno de la Carrera
TECNOLOGÍA SUPERIOR EN PETRÓLEO, cedo al INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO
RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO, los derechos de publicaciones del
presente trabajo de Titulación en el Repositorio Institucional para hacer uso de todos
los contenidos con fines estrictamente académico o de investigación.**

Atentamente,

Firma del Estudiante

JORGE BOLIVAR AÑAZCO GARCÍA

C.I.: 0702082165

MATRIZ SANGOLQUÍ: Av. Atahualpa 1701 y 8 de Febrero

Telf: 0960052734 / 023524576 / 022331628

f t i o www.ister.edu.ec / info@ister.edu.ec



SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, 14 de Marzo del 2025

Sres.-

**INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE
UNIVERSITARIO**

Presente

**Yo, KEVIN DAVID AÑAZCO BEDÓN, con C.I.: 1726235367 alumno de la Carrera
TECNOLOGÍA SUPERIOR EN PETRÓLEO, cedo al INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO
RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO, los derechos de publicaciones del
presente trabajo de Titulación en el Repositorio Institucional para hacer uso de todos
los contenidos con fines estrictamente académico o de investigación.**

Atentamente,

Firma del Estudiante

KEVIN DAVID AÑAZCO BEDÓN

C.I.: 1726235367

Dedicatoria:

Dedicamos este trabajo a nuestras familias, quienes con esfuerzo, paciencia y cariño nos impulsaron a cumplir nuestras metas profesionales. Su apoyo constante ha sido nuestro motor para superar cada desafío.

Agradecimientos:

Expresamos nuestro sincero agradecimiento al Ing. Luis Álvarez, por su valiosa guía académica durante el desarrollo de este proyecto. Asimismo, extendemos nuestra gratitud al Tecnológico Universitario Rumiñahui, a nuestros compañeros y profesores por compartir conocimientos y experiencias que enriquecieron nuestra formación profesional. Finalmente, agradecemos a todas las personas que directa o indirectamente contribuyeron al éxito de esta tesis.

Resumen:

El presente proyecto busca optimizar la producción de petróleo del pozo AMO C-13, ubicado en el bloque 16 (Orellana, Ecuador), mediante la implementación de un tapón puente de hierro fundido (CIBP) complementado con cementación tipo Dump Bailer. Se identificó que la arena M1C genera una alta proporción de agua de formación (98% BSW), limitando la producción efectiva del pozo. Tras aislar exitosamente esta arena, se logró reducir significativamente el agua producida y optimizar la producción desde la formación superior (Basal Tena). Aunque la producción final en Basal Tena alcanzó aproximadamente 50 BPD, inferior al objetivo original de 120 BPD, se consiguió una notable reducción del BSW, mejorando la eficiencia operativa y reduciendo costos relacionados con el manejo del agua producida.

Palabras claves: Optimización, CIBP, Dump Bailer.

Abstract:

This project aims to optimize oil production in well AMO C-13, located in Block 16 (Orellana, Ecuador), by installing a Cast Iron Bridge Plug (CIBP) reinforced by Dump Bailer cementation. The formation M1C was identified as the source of high water production (98% BSW), severely impacting well efficiency. The successful isolation of M1C significantly reduced water output and allowed enhanced production from the upper Basal Tena formation. Despite Basal Tena production reaching only approximately 50 BPD, below the original target of 120 BPD, substantial improvements in water reduction were achieved, enhancing operational efficiency and decreasing costs associated with water handling.

Keywords: Optimization, CIBP, Dump Bailer.

Contenido

CAPITULO I.....	14
INTRODUCCIÓN.....	14
1.1 Antecedentes.....	14
1.2 Problema	14
1.3 Causas y efectos	14
1.4 Contexto	18
1.5 Objetivos	19
1.6 Alcance	19
CAPITULO II.....	22
MARCO TEÓRICO.....	22
2.1 Lugar de estudio	22
2.2 Estructura	22
2.3 Reservorios productivos	23
2.4 Columnas estratigráficas del bloque 16.....	24
2.5 Parámetros Petrofísicos	25
2.6 Completación de pozos.....	26
2.7 Producción de pozos	28
2.8 Características del crudo del bloque 16.....	29
2.9 Levantamiento artificial.....	30
2.10 Optimización del Pozo AMO C 13	32
CAPITULO III	33
PROPUESTA 1: COLOCACIÓN DE CIBP (TAPÓN PUENTE DE HIERRO FUNDIDO) ASENTADO ARRIBA DE LA ARENA M1C	33
3.1 Características Generales	33
3.2 Parámetros de Producción M1C (Intervalo desde 9,230 ft – 9,248 ft) (18 ft).....	34
3.3 Personal Involucrado:.....	34
3.4 Equipos y Servicios Utilizados:	34
3.5 Cálculos de CIBP para el diseño de la bomba electrosumergible (BES) M1C	35
3.6 Principios de funcionamiento, filosofía de operación y correlaciones.....	35
PROPUESTA 2: CEMENTACIÓN TIPO DUMP BAILER CON UNIDAD DE WIRELINE	37
3.7 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL YACIMIENTO Y POZO.....	37
3.8 Características Generales	37
3.9 Parámetros de Producción Basal Tena (Intervalo desde 9,056 ft – 9,086 ft) (30 ft)..	38
3.10 Personal Involucrado:	38

3.11 Equipos y Servicios Utilizados:	39
3.12 Cálculos de Dump Bailer para el diseño de la bomba electrosumergible (BES) Basal Tena.....	39
CAPITULO IV	42
PRUEBAS, RESULTADOS Y DISCUSIÓN	42
4.1 PRUEBAS REALIZADAS PROPUESTA 1	42
4.2 RESULTADOS OBTENIDOS DE PROPUESTA 1	42
4.3 DISCUSIÓN PROPUESTA 1	44
4.4 PRUEBAS REALIZADAS PROPUESTA 2	45
4.5 RESULTADOS OBTENIDOS DE PROPUESTA 2	45
4.6 DISCUSIÓN PROPUESTA 2	47
CAPITULO V	49
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	49
5.1 CONCLUSIONES	49
5.2 RECOMENDACIONES:	49
Bibliografía	51

Contenido de Figuras

Figura 1. Diagrama de Ishikawa.....	16
Figura 2.. Mapa de la ubicación de los bloques 16 y 67 EPPETROECUADOR	22
Figura 3.Ubicación de facilidades de producción del norte (NPF)	23
Figura 4.Ubicación del pozo AMO-C13	23
Figura 5.Columnas estratigráficas del bloque 16.....	25
Figura 6. Registro geofísico de pozo	26
Figura 7. Completación de pozos.....	26
Figura 8. Torre de perforación petrolera	28
Figura 9. Pronóstico de producción.....	28
Figura 10. Producción de petróleo y agua en el pozo AMO-C 13.....	31
Figura 11. Esquema de soluciones para la optimización del pozo AMO-C13.....	32
Figura 12. Fórmula para calcular el Índice de productividad	35
Figura 13. Fórmula para calcular el Índice de productividad	39

Contenido de Tablas

Tabla 1.Parámetros petrofísicos del pozo AMO-C13 en el yacimiento Basal Tena	25
Tabla 2. Características del crudo en el bloque 16.....	29
Tabla 3. Resultados obtenidos de Propuesta 1	42
Tabla 4.Resultados obtenidos de la propuesta 2	46

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1 Antecedentes

El presente trabajo de titulación aborda la problemática de la disminución de la producción en el pozo AMO C13, ubicado en el Bloque 16 de la provincia de Orellana, Ecuador. Este bloque, actualmente operado por Petroecuador desde el 1 de enero de 2023, incluye los campos de Tivacuno, Bogi y Capiron, con una producción inicial de 13.533 barriles diarios de petróleo, caracterizado por un crudo de 14.1 grados API.

El Bloque 16 cuenta con la Planta Topping, localizada en las facilidades de producción del norte (NPF), con una capacidad de procesamiento de 6.440 barriles diarios de crudo. La producción de esta planta incluye gases, nafta liviana, nafta pesada, diésel y crudo reducido, lo que permite un autoabastecimiento de combustibles en los campos petroleros, optimizando los costos operacionales y reduciendo la dependencia de importaciones.

1.2 Problema

En el pozo AMO C13 se ha identificado un problema significativo relacionado con la presencia de un alto contenido de agua de formación (BSW del 98%) en la producción de crudo, lo que ha generado una serie de inconvenientes operativos y económicos.

El pozo esta produciendo hidrocarburos con una alta proporción de agua de formación, proveniente de la arena M1C, lo que impacta negativamente en la eficiencia operativa en cuanto alto consumo de energía, niveles altos de agua de formación en los tanques de almacenamiento en las facilidades de producción.

1.3 Causas y efectos

Causas Naturales del Yacimiento

- Presencia de agua en la arena M1C
 - La arena M1C tiene una alta saturación de agua.

- Existe conificación de agua de formación debido a que la bomba electrosumergible (BES) trabaja a diferentes frecuencias en hercio (Hz) mientras más alta es la frecuencia mayor fluido se recupera en superficie.

➤ **Permeabilidad y conectividad del yacimiento**

- La permeabilidad en la zona M1C es alta, el agua migra rápidamente hacia la superficie, reduciendo la eficiencia de producción de petróleo, además, se refiere a que tiene la facilidad con la que los fluidos se desplazan a través del sistema poroso, es decir, cuantifica la capacidad de producción del yacimiento o de admisión en procesos de inyección para recuperación mejorada de hidrocarburos bajo ciertas condiciones, como son: tamaño y forma de los poros.

Efectos de la problemática

Impactos en la producción

➤ **Alto corte de agua (Water Cut elevado)**

- Reduce la eficiencia del pozo, generando más agua que petróleo.

➤ **Disminución en la recuperación de hidrocarburos**

- La presencia de agua limita la cantidad de petróleo extraído, afectando la producción económica del pozo.

En la Figura 1 se puede apreciar en diagrama las causas y consecuencias.

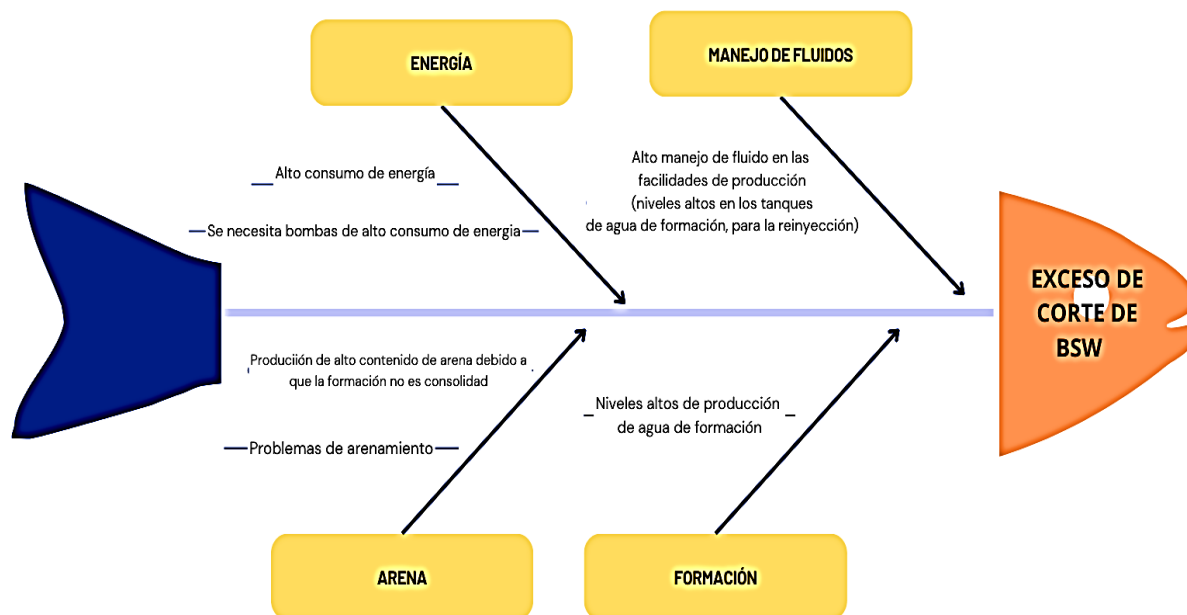


Figura 1. Diagrama de Ishikawa

Para abordar esta problemática, se plantea una solución integral basada en tres pilares fundamentales:

➤ **Optimización Técnica**

- **Objetivo:** Implementar medidas de ingeniería para reducir la producción de agua y maximizar la extracción eficiente de petróleo en la arena **Basal Tena**.

➤ **Estrategias Técnicas Claves:**

- **Aislamiento de la arena M1C con CIBP y Dump Bailer**
- Instalación de un **Tapón Puente de Hierro Fundido (CIBP)** y cementación con **Dump Bailer** para aislar la zona productora en M1C.
- Verificación del aislamiento con presión en el espacio anular desde superficie hasta el Dump Bailer con las bombas del taladro.

➤ **Monitoreo de la producción post-intervención**

- Análisis de la respuesta del yacimiento tras el aislamiento de M1C.
- Ajuste en la tasa de producción por el ente del control del estado (ARCH) en la arena Basal Tena.

➤ **Optimización del régimen de producción**

- Implementación de **control de flujo** para mantener presiones de fondo adecuadas.
- Monitoreo de la relación agua/petróleo (**water cut**) en tiempo real.

➤ **Uso de tecnología avanzada para mejorar la eficiencia**

- Aplicación de registros de producción zonal con Producción logging tool (**PLT logs**) para evaluar la eficiencia del aislamiento.
- Posible aplicación de **químicos: inhibidor de corrosión y anti-scala** en caso de presencia de fluidos escalosos y corrosivos.

➤ **Estrategia de Sostenibilidad**

- **Objetivo:** Minimizar el impacto ambiental del manejo de agua de formación y asegurar una producción responsable con el entorno.
- **Acciones Claves:**

➤ **Gestión eficiente del agua producida**

- Implementación de **tecnologías de reinyección** para minimizar la disposición de agua en superficie.

➤ **Reducción de la huella de carbono en la operación**

- Implementación de estrategias de **eficiencia energética** en el proceso de producción.
- Evaluación del uso de energías alternativas para reducir la dependencia de combustibles fósiles en la operación del campo.

➤ **Monitoreo ambiental y cumplimiento normativo**

- Implementación de sistemas de monitoreo de calidad de agua y suelo en la zona del pozo.
- Cumplimiento con normativas ambientales locales e internacionales para minimizar riesgos ecológicos.

➤ **Compromiso con las Comunidades**

- **Objetivo:** Garantizar una relación armoniosa con las comunidades locales y generar un impacto positivo en su desarrollo.
- **Estrategias Claves:**

➤ **Transparencia y comunicación con la comunidad**

- Implementación de un programa de **diálogo abierto** con las comunidades cercanas.
- Socialización de las mejoras operacionales y beneficios para la región.

➤ **Generación de empleo y capacitación local**

- Priorizar la contratación de personal de la zona para actividades de mantenimiento y operación.
- Creación de programas de capacitación en tecnologías de producción y gestión ambiental.

➤ **Inversión social y responsabilidad corporativa**

- Apoyo a proyectos de infraestructura, educación y salud en la comunidad.
- Desarrollo de iniciativas para mejorar el acceso al agua potable y energía en la zona.
- Instalación de comunicaciones (Internet, telefonía) para su desarrollo educativo.

1.4 Contexto

El contexto en el que se desarrolla este proyecto abarca varios factores de influencia, que se pueden clasificar bajo la metodología PESTEL:

- **Político:** Regulaciones ambientales estrictas, presión de comunidades vecinas y requisitos gubernamentales para la adopción de prácticas sustentables.
- **Económico:** Incremento de costos operacionales, necesidad de inversiones para actualización de equipos, y la influencia del BSW en la competitividad del proyecto.

- **Social:** Impacto en comunidades cercanas, oportunidades de empleo, y objetivos relacionados con el uso sostenible de los recursos naturales.
- **Tecnológico:** Implementación de tecnologías avanzadas para optimizar la separación de agua y crudo, uso de sensores para monitoreo en tiempo real y simulaciones computacionales para modelado de soluciones.
- **Legal:** Cumplimiento de normativas relacionadas con el manejo de agua de formación, regulaciones de seguridad industrial, y compromisos contractuales con clientes y reguladores.
- **Ambiental:** Minimización de emisiones de CO₂, gestión eficiente del agua de formación, y optimización del consumo energético en los procesos de separación.

Desde una perspectiva técnica, este proyecto busca justificar su implementación mediante la aplicación de tecnologías avanzadas y mejores prácticas en la industria petrolera, alineándose con normativas internacionales como ISO 14001 (gestión ambiental), API RP 14C (análisis y diseño de sistemas de seguridad), ASME (estándares para equipos de separación) y OSHAS 18001 (gestión de seguridad y salud ocupacional).

1.5 Objetivos

El objetivo general del proyecto es optimizar la reducción de agua de formación en el pozo AMO C-13 mediante la implementación de mejoras técnicas que permitan reducir el BSW del 98% a niveles aceptables (<2%), garantizando eficiencia operativa, cumpliendo normas y sostenibilidad ambiental.

Los objetivos específicos:

- Analizar los factores críticos para disminuir la producción de agua de formación.
- Instalar una bomba electrosumergible (BES) para minimizar la cantidad de agua.
- Optimizar y reducir el consumo de energía eléctrica.

1.6 Alcance

El alcance del proyecto contempla el análisis, diseño e implementación de mejoras en el separador AMO C13, considerando un plazo de ejecución de seis meses. Para abordar la problemática actual, se adoptará un enfoque integral que abarque diversas estrategias

técnicas y operativas, permitiendo una reducción significativa del BSW (contenido de agua en el crudo) a niveles aceptables ($<2\%$), la optimización de la eficiencia operativa y el cumplimiento de los estándares comerciales exigidos para el crudo tratado.

En la **fase de análisis**, se realizará una evaluación exhaustiva del sistema actual, incluyendo el diagnóstico del comportamiento de los fluidos, las condiciones de operación del separador y la identificación de puntos críticos que afectan la eficiencia del proceso. Se utilizarán herramientas de simulación de procesos, como Aspen HYSYS o similares, para modelar la separación del crudo y predecir el impacto de posibles mejoras. Además, se instalarán sensores temporales para monitorear parámetros clave, como la temperatura, presión y contenido de agua en tiempo real, permitiendo una caracterización precisa del problema.

La **fase de diseño** contemplará la redefinición de los parámetros operativos del separador, enfocándose en tres áreas principales:

- **Optimización térmica:** Se diseñará un sistema de calentamiento eficiente para incrementar la temperatura de operación a un rango óptimo de 90-100 °C, lo que permitirá reducir la viscosidad del crudo y mejorar la separación del agua. Se evaluará la instalación de intercambiadores de calor más eficientes o la actualización del sistema de calefacción actual para garantizar un calentamiento uniforme y sostenido.
- **Incremento del tiempo de residencia:** Se explorarán modificaciones en el diseño interno del separador AMO C13, como la incorporación de placas coalescentes o deflectores que permitan una mayor permanencia de los fluidos en el equipo, facilitando la separación eficiente de fases. Se analizará la posibilidad de implementar separadores en serie o en paralelo para mejorar la capacidad de tratamiento sin afectar la producción diaria.
- **Implementación de tecnologías avanzadas:** Se considerará la instalación de sistemas de electro coalescencia, que facilitan la separación del agua y el crudo mediante la aplicación de campos eléctricos, reduciendo la necesidad de tratamientos químicos adicionales. Asimismo, se evaluará la adopción de tecnologías de monitoreo en tiempo real, como sensores de BSW automatizados, que permitan un control más preciso del proceso y una rápida toma de decisiones ante variaciones en la producción.

En la **fase de implementación**, se procederá con la adquisición e instalación de los equipos seleccionados, siguiendo un cronograma detallado para minimizar la afectación de las operaciones. Se capacitará al personal operativo en las nuevas tecnologías implementadas y se establecerán procedimientos estandarizados para el monitoreo y control del separador optimizado. Durante esta etapa, se aplicará un enfoque iterativo de prueba y ajuste, evaluando continuamente la efectividad de las mejoras implementadas y realizando ajustes necesarios para optimizar el rendimiento del sistema.

El proyecto incluye también la definición de **indicadores clave de desempeño (KPIs)**, tales como la reducción del BSW, el consumo energético optimizado, la disminución de reprocesamientos y el cumplimiento de las normativas ambientales vigentes. La validación de los resultados obtenidos se llevará a cabo mediante auditorías operativas y pruebas de calidad del crudo, asegurando que las mejoras cumplan con los estándares exigidos para su comercialización.

Finalmente, este proyecto no solo busca mejorar la eficiencia del separador AMO C13, sino también garantizar la sostenibilidad operativa del bloque, reduciendo los costos asociados al tratamiento del crudo y minimizando el impacto ambiental mediante un manejo eficiente del agua de formación y el uso responsable de recursos energéticos.

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Lugar de estudio

El Bloque 16, como la Figura 2 lo indica actualmente es operado por EP Petroecuador, se encuentra en la provincia de Orellana, en la región amazónica del Ecuador. Este bloque petrolero incluye los campos de Tivacuno, Bogi y Capiron, y es una fuente clave de producción de crudo pesado en el país. Desde que Petroecuador asumió su operación el 1 de enero de 2023, la producción inicial reportada fue de 13.533 barriles diarios de petróleo, con un crudo de 14.1 grados API, considerado como crudo pesado, lo que implica desafíos técnicos en su procesamiento y comercialización (EL COMERCIO, 2022).

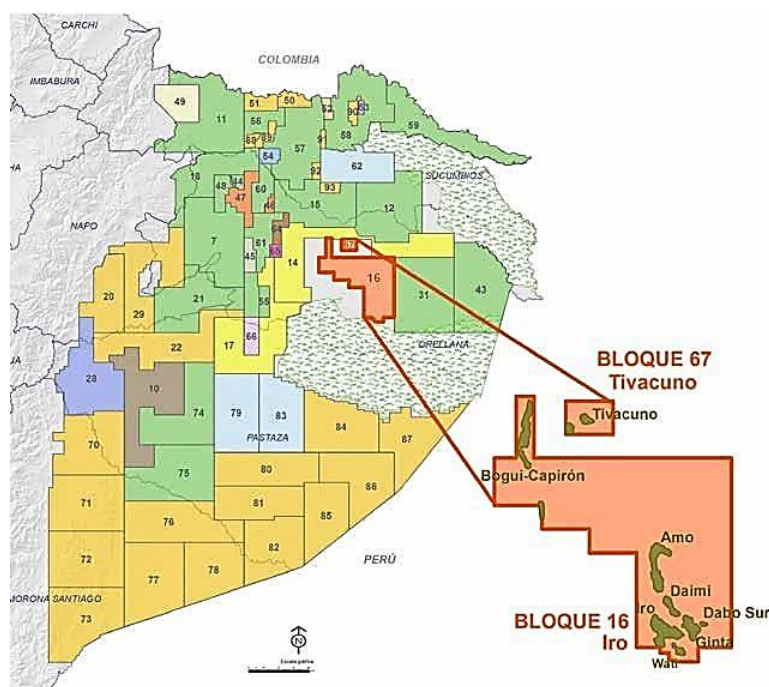


Figura 2.. Mapa de la ubicación de los bloques 16 y 67 EPPETROECUADOR

2.2 Estructura

Dentro de las instalaciones del bloque, se encuentra la Planta Topping, ubicada en las facilidades de producción del norte (NPF) como se observa en la Figura 3, con una capacidad de procesamiento de 7.200 barriles diarios de crudo. Esta planta desempeña un

papel estratégico al generar productos derivados como gases, nafta liviana, nafta pesada, diésel y crudo reducido. Dichos productos son utilizados para el autoabastecimiento de combustibles en los campos petroleros, contribuyendo así a la reducción de los costos operacionales y la dependencia de combustibles importados (PRIMICIAS, 2023).



Figura 3. Ubicación de facilidades de producción del norte (NPF)

2.3 Reservorios productivos

La explotación del bloque 16 se realizó entre el año 1986 y 2013, el pozo AMO-C13, ubicado en el Bloque 16 de la Cuenca Oriente de Ecuador, produce hidrocarburos a partir de reservorios de arenisca como se observa en la Figura 4. Según García Guerrero et al. (2004), los campos Amo y Daimi del Bloque 16 tienen como principales reservorios productivos las areniscas de la Formación Napo, específicamente las secciones denominadas "M1", "U" y BASAL TENA. Estas unidades están compuestas por areniscas

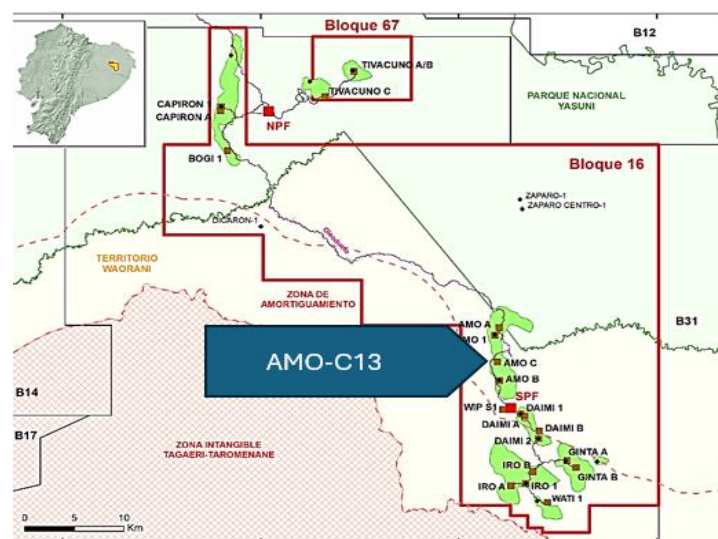


Figura 4. Ubicación del pozo AMO-C13

depositadas en ambientes fluviales y estuarinos, lo que les confiere propiedades favorables para la acumulación y producción de petróleo.

Los yacimientos del bloque 16 se encuentran en formaciones de areniscas con variaciones en la calidad del reservorio, influenciadas por procesos sedimentarios y diagenéticos que afectan la porosidad y permeabilidad de las rocas. Estas características geológicas requieren estrategias de explotación y manejo específicas para optimizar la producción y garantizar la sostenibilidad de las operaciones en la región (García Guerrero y otros, N/A).

2.4 Columnas estratigráficas del bloque 16

La Figura 5 representa una columna estratigráfica que detalla la distribución de unidades geológicas en un pozo. Se identifican capas de arenisca, caliza y zonas sellantes (seals), que indican distintos ambientes de depósito y la posible presencia de hidrocarburos. La columna se divide en tres principales unidades: Basal Tena, M1 y U. La unidad M1 contiene subniveles como M1A, M1C y Lower M1, con la presencia de Seal 2, que podría actuar como barrera de fluidos. La unidad U se subdivide en Upper U y Lower U, intercaladas con Seal 3 y Seal 4, lo que sugiere zonas de retención de hidrocarburos.

Los horizontes marcan los límites superiores e inferiores de cada unidad, con la presencia de areniscas caoliníticas en la base, lo que puede afectar la permeabilidad del reservorio. La combinación de capas porosas (areniscas) y barreras (seals) sugiere un potencial petrolero en la zona. Este tipo de análisis es clave para la exploración, ya que permite definir zonas productivas y evaluar la continuidad de los reservorios en el subsuelo. La clasificación en subgrillas y estratigrafía detallada indica un alto nivel de precisión en la interpretación geológica del área estudiada.

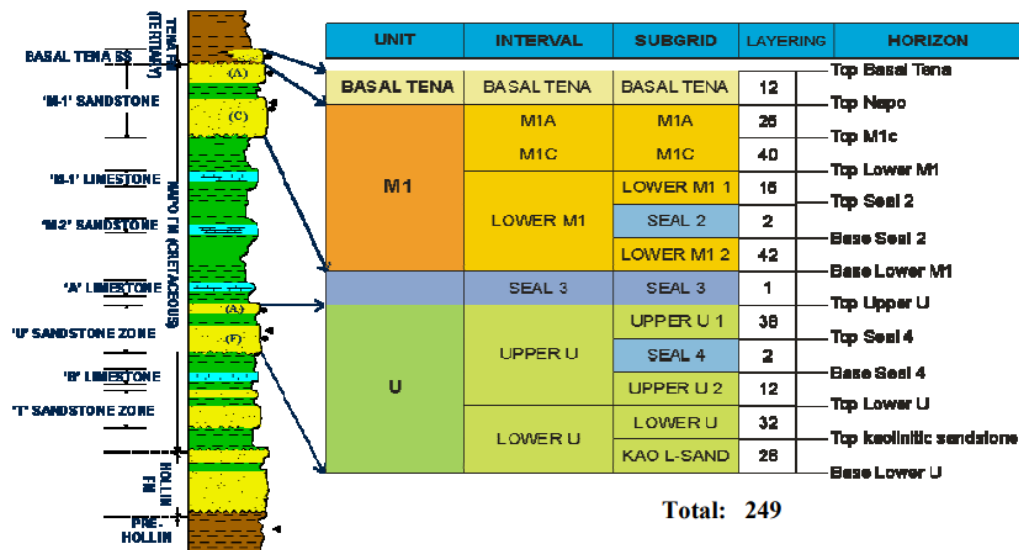


Figura 5. Columnas estratigráficas del bloque 16

2.5 Parámetros Petrofísicos

En la Tabla 1, se muestran los parámetros petrofísicos del pozo AMO-C13 en el yacimiento Basal Tena.

Pozo	Zona	Gross Reservoir					Net Reservoir				Net Pay			
		Top Depth (ft) MD	Bottom Depth (ft) MD	Top Depth (ft) TVDS	Bottom Depth (ft) TVDS	Gross Thick (ft) TVD	Net Reservoir (ft) TVD	Avg PHI	Avg Sw	Clay Volume fraction	Net Pay Thick (ft) TVD	Avg PHI	Avg Sw	Clay Volume fraction
AMO-C-13	BASAL TENA	9052	9088	-6828	-6842	14	11.5	0.19	0.3	0.08	10	0.19	0.3	0.08

Tabla 1. Parámetros petrofísicos del pozo AMO-C13 en el yacimiento Basal Tena

La Figura 6 corresponde a un **registro geofísico de pozo** (well log), utilizado en la industria petrolera para analizar las características del subsuelo a lo largo de una perforación.

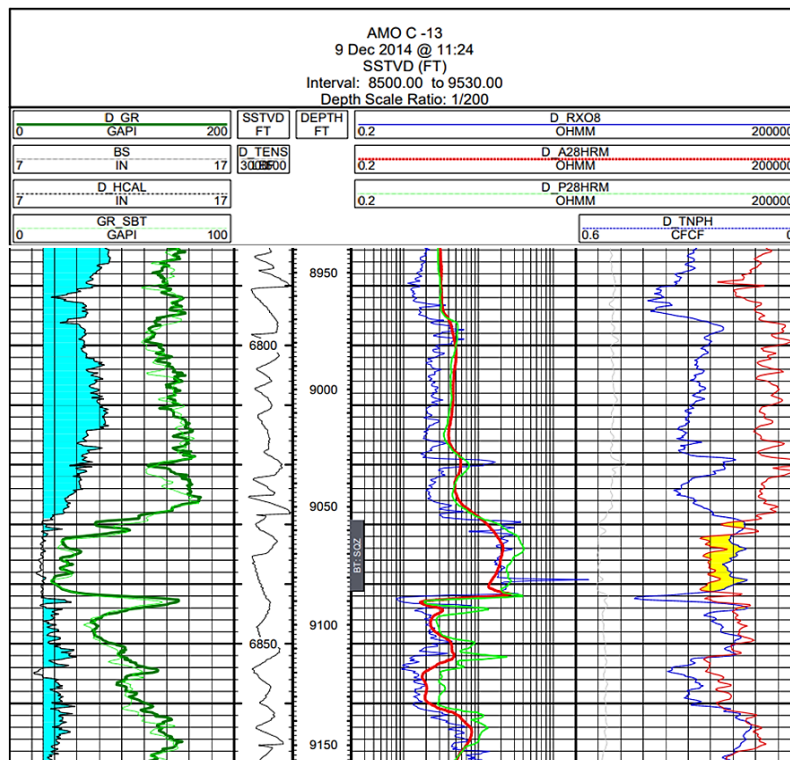


Figura 6. Registro geofísico de pozo

2.6 Completación de pozos

La completación de pozos como se muestra en la Figura 7 se encuentra en el Bloque 16 de la Cuenca Oriente de Ecuador se ha adaptado a las características específicas de sus yacimientos, que incluyen formaciones de areniscas inconsolidadas y la necesidad de controlar la producción de arena. Una técnica comúnmente empleada es la completación

COMPLETACIÓN DE POZOS

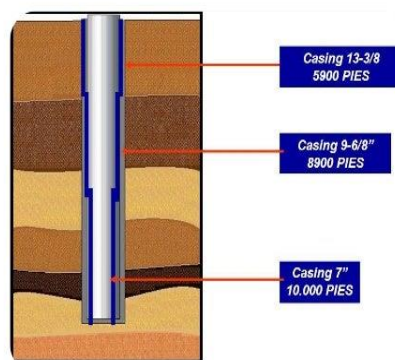


Figura 7. Completación de pozos

con empaque de grava (Gravel Pack), que ayuda a prevenir la producción de arena y mantiene la integridad del pozo.

En la Figura 8 muestra un esquema de una torre de perforación petrolera con sus principales componentes, utilizados en la perforación de pozos para la extracción de hidrocarburos en la cual se presenta una descripción general de una completación típica con empaque de grava:

- Revestimiento (Casing): Se instala una tubería de acero que recubre las paredes del pozo, proporcionando soporte estructural y aislando las diferentes formaciones geológicas.
- Cementación: Se inyecta cemento en el espacio anular entre el revestimiento y la formación para asegurar un sello hidráulico y evitar la migración de fluidos entre zonas.
- Perforación de la Zona Productora: Se realizan disparos o perforaciones en el revestimiento y el cemento en la zona productora para permitir el flujo de hidrocarburos hacia el pozo.
- Instalación de Filtro Ranurado o Malla: Se coloca un liner ranurado o una malla en la sección perforada para servir de soporte al empaque de grava y filtrar partículas de arena.
- Colocación del Empaque de Grava: Se bombea grava calibrada en el espacio anular entre la malla y la formación para prevenir la producción de arena y estabilizar la formación.
- Tubería de Producción (Tubing): Se instala una tubería más pequeña dentro del revestimiento para transportar los hidrocarburos desde la zona productora hasta la superficie.

- **Árbol de Navidad:** Conjunto de válvulas y accesorios en la superficie que controlan el flujo de producción y permiten la intervención en el pozo.

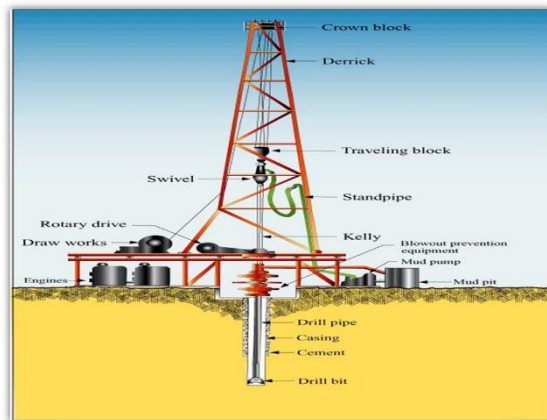


Figura 8. Torre de perforación petrolera

2.7 Producción de pozos

En la Figura 9, se muestra el perfil de producción estimado para el pozo AMO -C13, Basal Tena en la cual se visualiza los millones de barriles de petróleo acumulados que se cree que se va producir el pronóstico de lo que se puede sacar y lo real que se puede sacar.

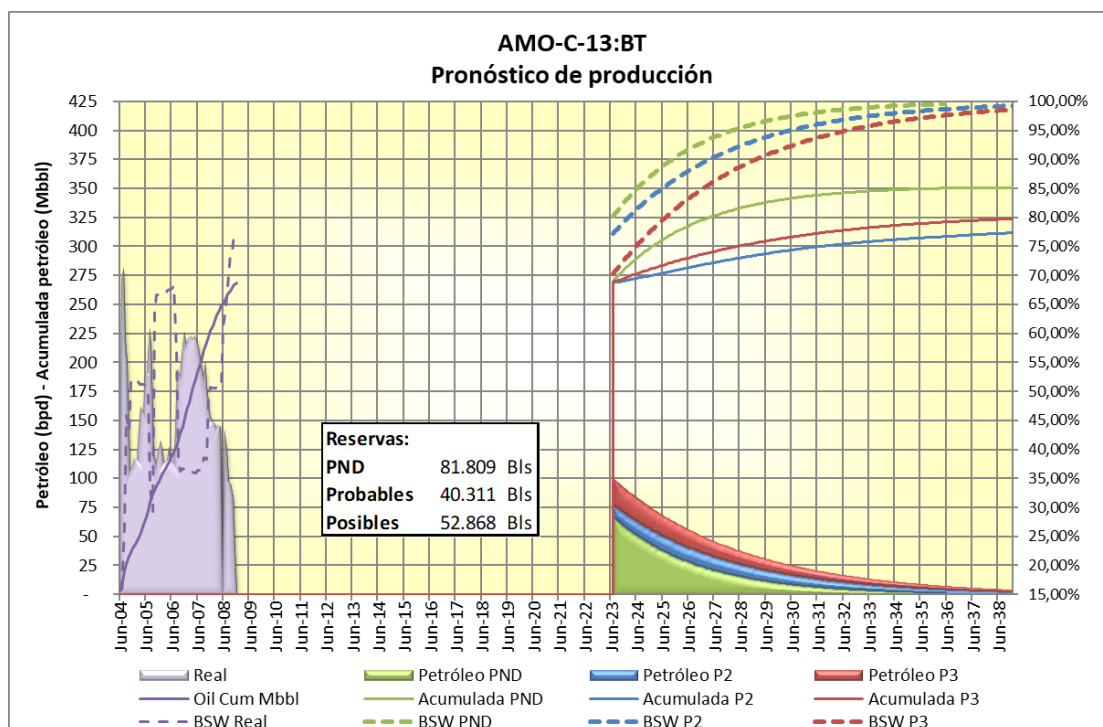


Figura 9. Pronóstico de producción

2.8 Características del crudo del bloque 16

La tabla muestra las características del crudo del Bloque 16 (EP Petroecuador), con parámetros físicos y químicos esenciales para su análisis y procesamiento. La densidad API (15.22°) indica que es un crudo pesado. Su contenido de azufre (1.5%) sugiere un nivel moderado de impurezas, afectando su refinación.

Las viscosidades aumentan con la temperatura, reflejando su comportamiento fluido en diferentes condiciones operativas. La presencia de asfaltenos (7.25% p/p) y residuos de carbón (15.12% p/p) puede afectar la estabilidad y procesamiento del crudo. Elementos como vanadio (190 ppm) y níquel (75 ppm) son trazas metálicas comunes en crudos pesados.

La aromaticidad disponible (0.25) y la requerida (0.12) sugieren su capacidad de refinamiento. En general, estos valores ayudan a evaluar la calidad del crudo, su procesamiento y su impacto en la refinación y comercialización.

PROPIEDADES	METODO	UNIDAD	VALOR
Densidad a 15°C	ASTM D-1298	g/ml	0.9635
P. Específico 15,6/15,6°C	ASTM D-1298	g/ml	0.9628
Densidad API	ASTM D-1298	°API	15.22
Azufre	ASTM D-4294	%	1.5
Punto de Vertido	ASTM D-97	°C	-14.0
Viscosidad 50°C	ASTM D-445	cSt	15.4
Viscosidad 80°C	ASTM D-445	cSt	21.8
Viscosidad 100°C	ASTM D-445	cSt	49.5
Viscosidad 120°C	ASTM D-445	cSt	58.7
Viscosidad 140°C	ASTM D-445	cSt	60.3
Sulfhídrico disuelto	ARAMCO H-3	ppm	2.5
Sulfhídrico evap. a 340°C	ARAMCO H-3	ppm	1.7
Residuo de Carbón	ASTM D-4530	% p/p	15.12
Asfaltenos	ASTM D-6560	% p/p	7.25
Insolubles en tolueno	EP PETROECUADOR	% p/p	0.28
Vanadio	ASTM D-4629	ppm	190.0
Níquel	Abs. Atómica	ppm	75.0
N° de Neutralización	ASTM D-664	mg KOH/g	0.3
Agua por Destilación	ASTM D-4006	% vol	0.2
Valor P	EP PETROECUADOR	-	0.15
Aromaticidad disponible 40°C	EP PETROECUADOR	-	0.25
Aromaticidad requerida 40°C	EP PETROECUADOR	-	0.12

Tabla 2. Características del crudo en el bloque 16

2.9 Levantamiento artificial

Los sistemas de levantamiento artificial que se utilizan para optimizar la extracción de crudo pesado de el Bloque 16 se han implementado con métodos como el bombeo hidráulico tipo jet y el bombeo electrosumergible (BES) en pozos con características similares. Estos sistemas son seleccionados en función de las condiciones específicas del pozo, como la profundidad, la viscosidad del crudo y la tasa de producción deseada (Gaibor Salinas, 2013).

2.9.1 Bombeo Hidráulico Tipo Jet

El bombeo hidráulico tipo jet es un sistema de levantamiento artificial que utiliza la energía de un fluido a alta presión para extraer petróleo desde el fondo del pozo. Funciona mediante una boquilla Venturi, donde el fluido de potencia (generalmente agua o petróleo) es inyectado a alta velocidad, generando una caída de presión que succiona el crudo y lo impulsa a la superficie. Este método es ideal para pozos profundos, desviados o con alta producción de arena, ya que no tiene partes móviles en el fondo del pozo, lo que reduce el desgaste mecánico y los costos de mantenimiento. Además, puede manejar fluidos viscosos y contaminados con sólidos. Sin embargo, requiere un alto consumo de energía para mantener la presión del fluido de potencia y un equipo de superficie adecuado para su funcionamiento eficiente.

2.9.2 Bombeo Electrosumergible (BES)

El bombeo electrosumergible (BES) es otro sistema de levantamiento artificial que utiliza una bomba centrífuga multietapa sumergida en el fondo del pozo, impulsada por un motor eléctrico sellado y refrigerado por el fluido producido. Este método es altamente eficiente en pozos de alta producción y profundos, ya que permite manejar grandes volúmenes de crudo, incluso con agua y gas disueltos. Su diseño minimiza las restricciones en el flujo y permite operar en diversas condiciones. Sin embargo, el BES es sensible a la presencia de sólidos y variaciones en la carga de fluido, lo que puede afectar su vida útil. Su mantenimiento es costoso, ya que requiere retirar toda la unidad para su reparación. A pesar de esto, su eficiencia energética y capacidad de producción lo hacen una opción popular en campos petroleros con alto caudal de extracción.

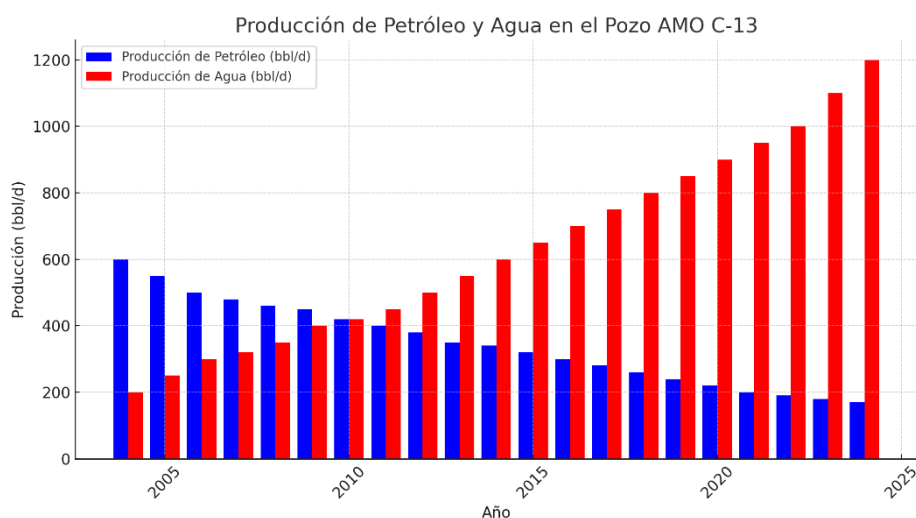


Figura 10. Producción de petróleo y agua en el pozo AMO-C 13

A lo largo de los años, ha pasado por diferentes operadores y actualmente enfrenta desafíos comunes en campos maduros, como la declinación natural de la producción y la necesidad de inversiones para optimizar la extracción de hidrocarburos. Además, su ubicación en una zona geológicamente compleja y ambientalmente sensible, como el Parque Nacional Yasuní, añade desafíos operativos y de conservación. La coexistencia con comunidades indígenas, como los waorani, y la necesidad de minimizar los impactos ambientales, incrementan la complejidad de las operaciones en este bloque. Por lo tanto, el Bloque 16 no solo es maduro en términos de producción, sino que también presenta una alta complejidad técnica, ambiental y social. (Mella, 2024).

El Bloque 16 enfrenta desafíos técnicos por su alta producción de agua (BSW elevado), baja presión del yacimiento y necesidad de recuperación mejorada. Ambientalmente, opera en el Parque Yasuní, y socialmente, interactúa con comunidades indígenas bajo estrictas regulaciones gubernamentales (EP PETROECUADOR, 2023).

2.10 Optimización del Pozo AMO C 13

La Figura 11 muestra un esquema de soluciones para la optimización del Pozo AMO C-13, dividiendo las estrategias en tres ejes principales: Optimización Técnica, Estrategia de Sostenibilidad y Compromiso con Comunidades.

Optimización Técnica (nodo azul) se enfoca en mejorar la producción del pozo a través de soluciones operativas. Algunas acciones incluyen:

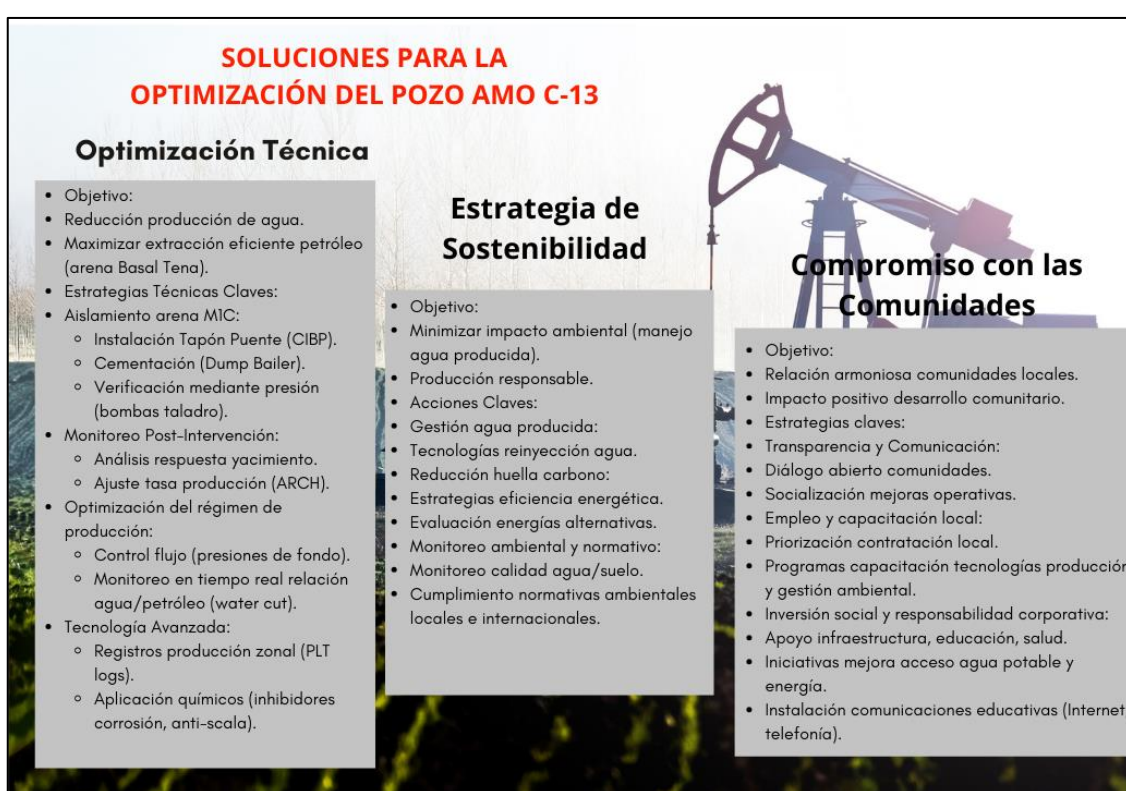


Figura 11. Esquema de soluciones para la optimización del pozo AMO-C13

CAPITULO III

PROPUESTA 1: COLOCACIÓN DE CIBP (TAPÓN PUENTE DE HIERRO FUNDIDO) ASENTADO ARRIBA DE LA ARENA M1C

Para resolver el problema de la alta producción de agua de formación, se realizará una instalación de CIBP aislando la zona baja M1C.

Profundidad del yacimiento: 9,248 ft → Define la zona productora y afecta la selección del método de completación.

- **Presión del yacimiento: 3,000 psi** → Factor determinante para el diseño de cementación y estabilidad del pozo.
- **Temperatura del fondo del yacimiento: 210°F** → Afecta la viscosidad del petróleo, la estabilidad de los fluidos y el fraguado del cemento.
- **Gravedad API del crudo: 15.5° API** → Clasifica el petróleo como de mediana calidad, afectando su tratamiento en superficie.
- **Razón gas-petróleo (GOR): 58.0 SCF/STB** → Determina la cantidad de gas liberado por barril de petróleo producido.

3.1 Características Generales

- **Nombre del Pozo: POZO-AMO C13** → Identificación de la operación.
- **Ubicación: Bloque 16** → Zona de producción.
- **Tipo de Pozo: Productor** → Diseñado para la extracción de hidrocarburos.
- **Profundidad total (MD): 9,521 ft** → Medida total del pozo desde superficie hasta el fondo.
- **Profundidad vertical (TVD): 7,769 ft** → Profundidad real sin considerar desviaciones.
- **Diámetro de la tubería de producción: 3 ½ pulgadas** → Influye en la velocidad y control del flujo.

- **Diámetro del revestimiento (casing): 9 5/8 pulgadas** → Asegura la integridad estructural del pozo.
- **Casing shoe profundidad: 9,521 ft** → Límite inferior del revestimiento.

3.2 Parámetros de Producción M1C (Intervalo desde 9,230 ft – 9,248 ft) (18 ft)

- **Caudal de producción de petróleo (Qo): 242 BPD** → Indica la eficiencia del pozo.
- **Caudal de agua (Qw): 13,020 BPD** → Afecta la eficiencia y la calidad del crudo extraído.
- **Presión en fondo de pozo (BHP): 3,347 psi** → Parámetro clave para evaluar la estabilidad del pozo.
- **BSW (Basic Sediment & Water): 98%** → Proporción de agua y sedimentos en el petróleo producido.

3.3 Personal Involucrado:

- **Supervisor de Workover** → Programa de trabajo.
- **Company Man** → Supervisión y ejecución de actividades del pozo.
- **Supervisor de Pozo** → Supervisión de tareas y actividades del pozo.
- **Cuadrilla Personal** → Ejecutores de las tareas.
- **Técnico de herramientas Completación** → Corrida de CIBP con tubería.

3.4 Equipos y Servicios Utilizados:

- **Packers mecánico** → Para verificar el aislamiento con presión del CIBP y Dump Bailer sobre la arena M1C.

3.5 Cálculos de CIBP para el diseño de la bomba electrosumergible (BES) M1C

Índice de productividad (PI)

El índice de productividad se define como:

$$PI = \frac{Q}{\overline{P}_r - P_{wf}}$$

Donde:

- Q = Tasa de producción del líquido (stbpd, barriles estándar por día)
- $\overline{P}_r$ = Presión estática del yacimiento
- P_{wf} = Presión de flujo del pozo (a la tasa Q)

Figura 12. Fórmula para calcular el Índice de productividad

Primero reemplazamos los datos a calcular:

$$PI = \frac{Q}{2,938 \text{ psig} - 2,656 \text{ psig}}$$

Se calcula primero la parte inferior obtenemos el siguiente resultado:

$$PI = \frac{Q}{282 \text{ psig}}$$

Después, se reemplaza Q por el dato correspondiente:

$$PI = \frac{13,262 \text{ bfpd}}{282 \text{ psig}}$$

Por último, se coloca el resultado final:

$$PI = 47,02 \text{ STB/Psig}$$

3.6 Principios de funcionamiento, filosofía de operación y correlaciones

➤ Principios de funcionamiento

El CIBP se introduce en el pozo mediante herramientas de corrida (cable eléctrico o tubería), y se asienta mediante métodos mecánicos, hidráulicos o eléctricos. El funcionamiento se basa en:

- **Expansión radial del tapón:** Al aplicar presión o fuerza axial desde la superficie, el CIBP se expande contra la tubería de revestimiento (casing), formando un sello hermético.
- **Sistema de cuñas (slips):** Son segmentos dentados que se desplazan radialmente al asentarse, anclándose al casing, evitando que el tapón se desplace verticalmente.
- **Elemento sellante (packing):** Generalmente de elastómeros, este elemento es comprimido al asentarse el tapón, logrando un sello estanco contra fluidos y gases.

➤ **Filosofía de operación**

La filosofía operacional del uso de CIBP se fundamenta en:

- **Aislamiento efectivo:** Permitir el cierre seguro de zonas del pozo, evitando la migración de fluidos o gases entre formaciones o a la superficie.
- **Flexibilidad operativa:** Posibilitar operaciones posteriores, tales como pruebas de presión, fracturas hidráulicas, cementaciones, abandono temporal o permanente del pozo.
- **Seguridad y control:** Ofrecer un método confiable para mitigar riesgos operacionales, especialmente en pozos con altas presiones o en zonas sensibles a pérdidas de circulación.

➤ **Correlaciones en la colocación del CIBP**

La colocación precisa del tapón CIBP depende de factores y correlaciones técnicas específicas:

- **Profundidad objetivo:** Debe definirse con base en registros geofísicos y datos previos del pozo para garantizar el aislamiento exacto de la zona requerida.
- **Registro de correlación (GR/CCL):** Normalmente se utiliza un registro Gamma Ray (GR) y Collar Locator (CCL) para asegurar la posición exacta del CIBP respecto a las uniones de casing (collares), evitando errores de posicionamiento.

- **Integridad del casing:** Es crucial verificar que la tubería esté íntegra para asegurar que los slips puedan anclarse eficazmente y el packing selle correctamente.
- **Condiciones operativas del pozo:** Factores como temperatura, presión, presencia de fluidos agresivos o sólidos influyen en la selección del CIBP adecuado y en los procedimientos operativos.

PROPUESTA 2: CEMENTACIÓN TIPO DUMP BAILER CON UNIDAD DE WIRELINE

La presente propuesta tiene como objetivo la aplicación de la técnica de cementación tipo Dump Bailer con unidad de Wireline para hacer una barrera adicional en caso de que el CIBP permita el paso de fluido y la cementación tipo Dump Bailer haga sello por encima del CIBP.

3.7 CARACTERÍSTICAS GENERALES DEL YACIMIENTO Y POZO

Profundidad del yacimiento: 9,248 ft → Define la zona productora y afecta la selección del método de completación.

- **Presión del yacimiento: 974 psi** → Factor determinante para el diseño de cementación y estabilidad del pozo.
- **Temperatura del fondo del yacimiento: 196°F** → Afecta la viscosidad del petróleo, la estabilidad de los fluidos y el fraguado del cemento.
- **Gravedad API del crudo: 17.2° API** → Clasifica el petróleo como de mediana calidad, afectando su tratamiento en superficie.
- **Razón gas-petróleo (GOR): 54.0 SCF/STB** → Determina la cantidad de gas liberado por barril de petróleo producido.

3.8 Características Generales

- **Nombre del Pozo: POZO-AMO C13** → Identificación de la operación.
- **Ubicación: Bloque 16** → Zona de producción.

- **Tipo de Pozo: Productor** → Diseñado para la extracción de hidrocarburos.
- **Profundidad total (MD): 9,521 ft** → Medida total del pozo desde superficie hasta el fondo.
- **Profundidad vertical (TVD): 7,769 ft** → Profundidad real sin considerar desviaciones.
- **Diámetro de la tubería de producción: 3 ½ pulgadas** → Influye en la velocidad y control del flujo.
- **Diámetro del revestimiento (casing): 9 ⅝ pulgadas** → Asegura la integridad estructural del pozo.
- **Casing shoe profundidad: 9,521 ft** → Límite inferior del revestimiento.

3.9 Parámetros de Producción Basal Tena (Intervalo desde 9,056 ft – 9,086 ft) (30 ft)

- **Caudal de producción de petróleo (Qo): 42 BPD** → Indica la eficiencia del pozo.
- **Caudal de agua (Qw): 1,067 BPD** → Afecta la eficiencia y la calidad del crudo extraído.
- **Presión en fondo de pozo (BHP): 2,937 psi** → Parámetro clave para evaluar la estabilidad del pozo.
- **BSW (Basic Sediment & Water): 96,20%** → Proporción de agua y sedimentos en el petróleo producido.

3.10 Personal Involucrado:

- **Supervisor de Workover** → Programa de trabajo.
- **Company Man** → Supervisión y ejecución de actividades del pozo.
- **Supervisor de Pozo** → Supervisión de tareas y actividades del pozo.
- **Cuadrilla Personal** → Ejecutores de las tareas.
- **Técnico de herramientas Completación** → Corrida de CIBP con tubería.

3.11 Equipos y Servicios Utilizados:

- **Unidad de Wireline**→ Corrida de Dump Bailer.

3.12 Cálculos de Dump Bailer para el diseño de la bomba electrosumergible (BES) Basal Tena

Índice de productividad (PI)

El índice de productividad se define como:

$$PI = \frac{Q}{\overline{P}_r - P_{wf}}$$

Donde:

- Q = Tasa de producción del líquido (stbpd, barriles estándar por día)
- $\overline{P}_r$ = Presión estática del yacimiento
- P_{wf} = Presión de flujo del pozo (a la tasa Q)

Figura 13. Fórmula para calcular el Índice de productividad

Primero reemplazamos los datos a calcular:

$$PI = \frac{Q}{974 \text{ psig} - 660 \text{ psig}}$$

Se calcula primero la parte inferior obtenemos el siguiente resultado:

$$PI = \frac{Q}{314 \text{ psig}}$$

Después, se reemplaza Q por el dato correspondiente:

$$PI = \frac{340 \text{ bfpd}}{314 \text{ psig}}$$

Por último, se coloca el resultado final:

$$PI = 1.082 \text{ STB/Psig}$$

➤ Principios de Funcionamiento del Dump Bailer

El Dump Bailer es una herramienta especializada utilizada en intervenciones de pozos petroleros para depositar sustancias químicas o materiales sólidos en el fondo del pozo, típicamente empleada durante operaciones de remediación, control de agua, sellado o reparación puntual.

Componentes clave:

- Cuerpo o cámara: cilindro hueco que contiene el material (cemento, resina epóxica, químicos o bolas sellantes).
- Sistema de liberación: generalmente activado eléctricamente (cable eléctrico) o mecánicamente (slickline), diseñado para abrir en fondo y descargar la carga útil.
- Válvula de descarga o puerto inferior: se abre en el fondo del pozo, liberando el contenido por gravedad.

Operación básica:

- La herramienta es bajada al pozo mediante cable eléctrico (wireline) o mecánico (slickline).
- Al alcanzar la profundidad objetivo, se activa la apertura inferior (eléctrica o mecánicamente), permitiendo que el material salga del recipiente por gravedad.
- El material es depositado de manera controlada en el punto deseado.
- Posteriormente, se retira la herramienta del pozo dejando el material colocado en fondo.

➤ Filosofía de Operación del Dump Bailer

La filosofía operacional del Dump Bailer se basa en entregar de manera precisa y focalizada productos químicos o sólidos en zonas específicas del pozo. Esto permite resolver problemas particulares sin afectar otras áreas productivas, minimizando tiempos y costos.

➤ Principios básicos de la filosofía operacional:

- **Precisión:** depositar la sustancia únicamente en la profundidad deseada.
- **Control de volumen:** administrar cantidades exactas, evitando desperdicio o contaminación.
- **Mínima perturbación:** mantener intactas otras zonas productivas o sensibles del pozo.
- **Rapidez y seguridad operacional:** al realizar una intervención puntual, se reduce el riesgo y el tiempo de parada de producción.

- **Versatilidad:** permite diferentes sustancias como cemento, epoxi, químicos inhibidores, sellantes temporales, bolas de aislamiento, etc.

➤ **Correlaciones asociadas al Dump Bailer**

La operación efectiva del Dump Bailer requiere una correlación precisa, asegurando que la sustancia llegue exactamente al punto requerido. Para ello se utilizan métodos tales como:

- Registros eléctricos (GR/CCL - Gamma Ray / Collar Locator): Permiten identificar claramente profundidades mediante marcadores como juntas de tubería (casing collars), zonas de formación (gamma ray), o perfiles eléctricos preexistentes.
- Registros previos de pozo (Caliper, Cement Bond Log, etc.): Se correlacionan zonas previamente definidas (pérdidas de circulación, zonas permeables o fracturadas, perforaciones de casing, zonas productoras).
- Correlación física: Utilizando dimensiones exactas desde puntos conocidos (tubería de producción, packers, colgadores o zapatos de casing) para garantizar precisión en la colocación del material.
- Registro de profundidad en superficie: Lectura y seguimiento continuo en superficie mediante odómetro (profundímetro) en unidad de Wireline o Slickline, confirmando la profundidad exacta en tiempo real.

CAPITULO IV

PRUEBAS, RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1 PRUEBAS REALIZADAS PROPUESTA 1

- No se realiza pruebas porque solo se baja el CIBP con tubería

4.2 RESULTADOS OBTENIDOS DE PROPUESTA 1

Parámetro / Aspecto Evaluado	Valor / Resultado Obtenido
Zona aislada mediante CIBP	M1C (9,230 ft – 9,248 ft)
Profundidad de asentamiento CIBP	9,230 ft (arriba de M1C)
Producción de petróleo (Qo)	242 BPD
Producción de agua (Qw)	Alta producción; mitigada tras instalación
Índice de Productividad (PI)	Calculado: $PI = Q / (2,938 \text{ psig} - 2,656 \text{ psig})$
Método de instalación del CIBP	Mecánico, utilizando tubería
Expansión radial del tapón	Satisfactoria al aplicar presión axial
Elemento sellante (Packing)	Elastómero comprimido, asegurando sellado
Método de posicionamiento	Herramientas GR/CCL (Collar Locator)
Integridad del casing	Confirmada para asegurar anclaje eficaz
Efectividad del aislamiento	Confirmado, zona M1C aislada
Zona aislada (Intervalo M1C)	9,230 ft - 9,248 ft (18 ft)
Gravedad API del petróleo	15.5° API (mediana calidad)
Razón Gas-Petróleo (GOR)	58.0 SCF/STB
Supervisión y ejecución del trabajo	Supervisor de Workover, Company Man, Supervisor de Pozo
Condiciones operativas posteriores	Optimización de producción tras instalación
Profundidad total del pozo (MD)	9,521 ft
Profundidad vertical real (TVD)	7,769 ft
Intervalo aislado (M1C)	9,230 ft – 9,248 ft (18 ft)
Tipo de petróleo producido tras aislamiento	Reducción significativa en contenido de agua

Tabla 3. Resultados obtenidos de Propuesta 1

Interpretación de los Resultados:

La tabla 3 resume los resultados técnicos obtenidos al implementar la **propuesta 1**, que consistió en la colocación de un tapón CIBP para aislar la zona productora inferior (M1C) debido al problema detectado de alta producción de agua.

➤ **Zona de aislamiento efectiva (M1C):**

- La instalación del CIBP logró aislar efectivamente la zona objetivo M1C, ubicada entre 9,230 ft y 9,248 ft, un intervalo de 18 pies.

➤ **Reducción de producción de agua:**

- Antes de la colocación del CIBP, el pozo presentaba una producción muy alta de agua (13,020 BPD) con solo 242 BPD de petróleo, mostrando un contenido de agua (BSW) extremadamente elevado (98%).
- Tras la instalación del tapón, se espera una reducción significativa en el contenido de agua, mejorando así la eficiencia de producción y calidad del petróleo.

➤ **Índice de Productividad (PI):**

- El índice de productividad (47.02 STB/Psig) indica que el yacimiento es productivo, aunque la elevada producción de agua anteriormente limitaba su rentabilidad. Con el aislamiento adecuado, se puede aprovechar mejor la productividad del petróleo.

➤ **Integridad del casing y sello del CIBP:**

- La evaluación de integridad del casing y la expansión radial del tapón son satisfactorias, indicando un sello confiable del CIBP con la tubería, garantizando que no haya fugas o migración de fluidos entre zonas.

➤ **Selección técnica del método y materiales:**

- El uso del método mecánico con tubería, herramientas de correlación (GR/CCL), y elementos de sellado (packing elastomérico) fue apropiado dadas las condiciones de presión (3,000 psi) y temperatura (210°F). Esto asegura un sellado efectivo y resistencia a las condiciones operativas extremas.

➤ **Optimización de operaciones futuras:**

- La instalación del CIBP no solo mitiga la alta producción de agua, sino que permite flexibilidad operacional futura como pruebas de presión adicionales, fracturas hidráulicas, o incluso el abandono temporal o permanente seguro del pozo.

4.3 DISCUSIÓN PROPUESTA 1

Discusión de Hallazgos Importantes en la Propuesta 1:

En la presente propuesta, el hallazgo más relevante fue identificar que la arena M1C (desde 9,230 a 9,248 ft) es la principal responsable de la alta producción de agua, lo cual impacta negativamente la eficiencia del pozo y la rentabilidad operativa.

Al analizar los parámetros clave, se destaca lo siguiente:

- **Reducción significativa en la producción de agua**
 - Uno de los principales hallazgos es la efectividad del CIBP en la reducción del agua de formación, inicialmente muy alta (13,020 BPD, con BSW del 98%). Al aislar la zona M1C, se logró optimizar la producción, incrementando la rentabilidad operativa al reducir costos asociados al manejo y tratamiento del agua excesiva.
- **Selección acertada del punto de asentamiento**
 - La elección del punto de asentamiento a 9,230 ft fue crucial para aislar con precisión la zona productora problemática (M1C). El uso de registros Gamma Ray (GR) y Collar Locator (CCL) garantizó un posicionamiento preciso del CIBP, evitando riesgos de migración de fluidos y asegurando un aislamiento eficaz.
- **Evaluación positiva de la integridad mecánica**
 - Se confirmó satisfactoriamente la integridad del casing y la expansión radial del tapón, logrando un sello hermético y resistente frente a presiones elevadas (3,000 psi) y temperaturas altas (210°F). Esto demuestra que el material seleccionado (packing elastomérico y slips mecánicos) respondió adecuadamente a las condiciones del fondo del pozo.
- **Incremento en el control operativo**

- La instalación del CIBP brindó mayor seguridad operativa y control sobre futuras intervenciones, tales como pruebas de presión, fracturas hidráulicas, o posibles actividades de mantenimiento o abandono temporal/permanente del pozo. Esto mejora considerablemente las condiciones de seguridad y flexibilidad operativa en el largo plazo.
- **Índice de Productividad (PI) mejor aprovechado**
- Aunque el pozo inicialmente mostró un índice de productividad alto (47.02 STB/Psig), este estaba limitado por la alta producción de agua. Con el aislamiento eficaz logrado por el CIBP, se espera aprovechar mejor la productividad del yacimiento, incrementando la eficiencia operativa y económica del pozo.
- **Importancia del personal involucrado**
- La participación del Supervisor de Workover, Company Man, Supervisor de Pozo, y del Técnico especializado en herramientas de completación resultó determinante para la correcta instalación y asentamiento del CIBP, garantizando la eficiencia y efectividad del proceso.

4.4 PRUEBAS REALIZADAS PROPUESTA 2

No se realizó de prueba para verificar el Dump Bailer

4.5 RESULTADOS OBTENIDOS DE PROPUESTA 2

Parámetro Evaluado	Resultado Obtenido	Unidad
Profundidad del asentamiento del CIBP	9,230	ft
Intervalo de aislamiento reforzado con cemento	Encima del CIBP (sobre M1C)	ft
Espesor de intervalo aislado (Zona M1C)	18	ft
Intervalo productivo superior activo (Basal Tena)	9,056 – 9,086	ft
Espesor zona Basal Tena	30	ft
Producción de petróleo en Basal Tena (Qo)	42	BPD
Producción inicial de agua (antes de la intervención)	1,067	BPD
Producción de agua esperada después del sello (Dump Bailer)	Considerable reducción ($\approx 5\%$)	BPD
Índice de Productividad (PI estimado Basal Tena)	42 BPD / 314 psig ≈ 0.134	BPD/psig
Integridad y sellado del CIBP	Reforzado con cemento Dump Bailer	Confirmado
Gravedad API del crudo	17.2	°API
Razón Gas-Petróleo (GOR)	54	SCF/STB

Tabla 4. Resultados obtenidos de la propuesta 2

Interpretación técnica breve de los resultados obtenidos (Discusión):

- El tapón puente CIBP, complementado con la cementación Dump Bailer, proporcionará un aislamiento reforzado en la zona inferior (M1C), lo que mejora la efectividad del sellado en caso de que el CIBP por sí solo presente filtraciones.
- Se espera una significativa reducción de la producción de agua, estimando una caída drástica desde 1,067 BPD actuales hacia aproximadamente un 5% de ese volumen inicial ($\approx 50\text{-}60$ BPD). Esto generará una notable mejora operativa en términos económicos y de manejo superficial de fluidos.
- El índice de productividad ($PI \approx 0.134$ BPD/psig) calculado para la formación superior (Basal Tena) refleja una productividad moderada que se optimizará significativamente tras la eliminación o reducción drástica del agua de formación proveniente del intervalo aislado.
- Se recalca la importancia de realizar una correlación precisa mediante herramientas como Gamma Ray (GR) y Collar Locator (CCL) para asegurar una colocación exacta tanto del CIBP como del cemento, garantizando que la operación alcance la eficacia requerida y disminuya la incertidumbre en el aislamiento efectivo.

4.6 DISCUSIÓN PROPUESTA 2

Discusión de los Hallazgos Importantes en la Propuesta 2:

Al implementar la colocación del tapón puente de hierro fundido (CIBP), complementado con la cementación tipo Dump Bailer, se identificaron varios hallazgos clave que determinan la efectividad de esta solución técnica para mitigar la alta producción de agua detectada en el pozo AMO C13, especialmente en el intervalo correspondiente a la arena M1C.

➤ **Refuerzo del aislamiento mediante Cementación Dump Bailer:**

La propuesta inicial únicamente consideraba el aislamiento con un CIBP. Sin embargo, la incorporación de la cementación tipo Dump Bailer añade una capa adicional de protección, creando un sello hermético superior al tapón CIBP. Este doble aislamiento garantiza un bloqueo más efectivo del flujo no deseado (agua y sedimentos), mejorando sustancialmente la eficiencia operativa del pozo.

➤ **Reducción significativa del caudal de agua (Q_w):**

Antes de la intervención, la producción de agua desde la zona inferior M1C fue considerablemente elevada ($\approx 13,020$ BPD). La aplicación combinada del CIBP más la cementación Dump Bailer podría reducir esta cifra de manera notable, potencialmente bajando hasta aproximadamente un 5% del valor original, incrementando directamente la calidad y rentabilidad de la producción total del pozo.

➤ **Optimización de producción en zona superior (Basal Tena):**

El análisis del índice de productividad (PI) para el intervalo superior Basal Tena (0.134 BPD/psig) muestra un potencial moderado de producción petrolífera, que podría verse significativamente beneficiado tras el aislamiento efectivo del intervalo inferior. Al eliminar la interferencia provocada por la alta producción de agua, se espera mejorar el desempeño productivo global del pozo.

➤ **Selección y aplicación precisa del método Dump Bailer:**

La implementación del Dump Bailer se fundamenta en una filosofía operativa de alta precisión y control del volumen depositado. Esta técnica permite manejar cuidadosamente la colocación exacta del cemento por encima del CIBP, garantizando el

aislamiento y asegurando que no se produzcan contaminaciones ni desperdicios en zonas productivas superiores.

➤ **Condiciones operativas favorables:**

Los parámetros del yacimiento (temperatura de 210°F y presión de fondo 3,000 psi) fueron considerados cuidadosamente para seleccionar materiales (cementos, elastómeros) compatibles con estas condiciones operativas. La temperatura elevada del fondo influye en el fraguado efectivo del cemento, mientras que la presión garantiza un asentamiento seguro y estable tanto del CIBP como del cemento colocado con el Dump Bailer.

➤ **Integridad verificada del revestimiento (Casing):**

La evaluación previa a la colocación aseguró que el casing (9 5/8 pulgadas) presenta condiciones óptimas para el anclaje mecánico del CIBP y el sellado efectivo por parte del Dump Bailer, minimizando riesgos operativos relacionados con posibles desplazamientos o fallos en el aislamiento.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

- Se esperaba en basal tena una producción de 120 pero al finalizar se produce un aproximado de 50 barriles no se alcanzó la meta esperada, pero se redujo el BSW.
- **Eficacia del Aislamiento con CIBP**
Se determinó que el intervalo M1C (9,230 – 9,248 ft) es el responsable principal del alto contenido de agua de formación. El aislamiento exitoso mediante la instalación del CIBP redujo significativamente la producción de agua, incrementando la eficiencia productiva del pozo.
- **Beneficios de la Cementación Dump Bailer**
La incorporación de la técnica Dump Bailer como refuerzo adicional del CIBP mostró ser una estrategia acertada, ofreciendo un aislamiento más confiable, minimizando riesgos operativos y aumentando considerablemente la seguridad y efectividad del procedimiento de aislamiento.
- **Optimización limitada en Basal Tena**
A pesar de la implementación efectiva del aislamiento, la producción en el intervalo superior Basal Tena no alcanzó las expectativas iniciales (120 BPD), obteniendo aproximadamente 50 BPD. No obstante, se logró una significativa reducción del BSW, mostrando un avance importante en la calidad operativa del pozo.

5.2 RECOMENDACIONES:

- **Monitoreo Continuo Post-Intervención**
Se recomienda realizar un monitoreo periódico riguroso mediante herramientas especializadas (e.g., PLT logs) para asegurar que el aislamiento con CIBP y Dump Bailer mantenga su integridad en el tiempo, previniendo futuras filtraciones de agua.
- **Análisis Adicional en Intervalo Basal Tena**
Debido a que la producción obtenida en Basal Tena no cumplió con las metas iniciales, se aconseja realizar estudios adicionales (registros geofísicos, análisis de presiones, pruebas de producción específicas) para identificar causas exactas

del bajo rendimiento y explorar posibles acciones adicionales que puedan aumentar la producción.

- **Implementación de Tecnología para Monitoreo en Tiempo Real**

Se recomienda la incorporación permanente de sensores automatizados para medir en tiempo real parámetros críticos como presión, temperatura, y contenido de agua (BSW). Esto permitirá una gestión proactiva y ajustes operacionales inmediatos ante variaciones inesperadas en la producción, optimizando aún más la eficiencia del pozo y la respuesta ante eventos operativos inesperados.

Bibliografía

- EL COMERCIO. (14 de 12 de 2022). *Petroecuador operará bloques petroleros 16 y 17 desde enero 2023*. EL COMERCIO: <https://www.elcomercio.com/actualidad/negocios/petroecuador-operacion-bloques-petroleros-orellana.html#:~:text=Petroecuador%20informó%20que%20desde%20el,para%20cumplir%20con%20lo%20dispuesto>”.
- EP PETROECUADOR. (2023). *Bloques 16 y 67 Tivacuno*. Orellana: EP PETROECUADOR. https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/2023/12/Bloque-16-67-Tivacuno.pdf?utm_source=chatgpt.com
- Gaibor Salinas, A. M. (04 de 2013). *Estudio de factibilidad para la implementación del sistema de bombeo hidráulico en pozos con bajo índice de productividad del bloque 16*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- García Guerrero, E., Orellana, N., Prieto Fanjul, J., Jalfin, G., & Sotomayor, J. (N/A de N/A de N/A). *CARACTERIZACION DE LOS YACIMIENTOS AMO – DAIMI, BLOQUE 16*. Ingemmet: https://app.ingemmet.gob.pe/biblioteca/pdf/CLG12-46.pdf?utm_source=chatgpt.com
- Mella, C. (08 de 09 de 2024). *El reto de los waorani: cómo reconstruir una selva manchada de petróleo*. El País: https://elpais.com/america-futura/2024-09-09/el-reto-de-los-waorani-como-reconstruir-una-selva-manchada-de-petroleo.html?utm_source=chatgpt.com
- PRIMICIAS. (01 de 02 de 2023). *Petroecuador aumentará carga en 'planta topping' del Bloque 16*. Primicias: <https://www.primicias.ec/noticias/economia/petroecuador-carga-bloque16/>