



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 2

Neiva, 19 de enero de 2024

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

_____ Ana Maria Duarte Montealegre _____, con C.C. No. 1010051581 _____,

_____ Brayan David Peña Ramírez _____, con C.C. No. 1013671778 _____,

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado titulado “EVALUACION TECNICA-ECONOMICA DE LAVADO DE PERFORADOS DE POZOS PRODUCTORES MEDIANTE BOMBEO DE NAFTA DE FORMA RIG LESS EN CAMPOS DEL SUR DE COLOMBIA.” presentado y aprobado en el año 2023 como requisito para optar al título de Ingeniero de petróleos;

No autorizamos al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que, con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

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

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

Vigilada Mineducación



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Firma: Ana Maria Duarte M.

Firma: 



TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO: “EVALUACION TECNICA-ECONOMICA DE LAVADO DE PERFORADOS DE POZOS PRODUCTORES MEDIANTE BOMBEO DE NAFTA DE FORMA RIG LESS EN CAMPOS DEL SUR DE COLOMBIA.”

AUTOR O AUTORES:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Peña Ramírez	Brayan David
Duarte Montealegre	Ana Maria

DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
Galindo Sánchez	José Miguel
Parra Jiménez	Maria Camila

ASESOR (ES):

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
----------------------------	--------------------------

PARA OPTAR AL TÍTULO DE: INGENIERO DE PETROLEOS

FACULTAD: INGENIERIA

PROGRAMA O POSGRADO: INGENIERIA DE PETROLEOS

CIUDAD: NEIVA

AÑO DE PRESENTACIÓN: 2023

NÚMERO DE PÁGINAS: 126

TIPO DE ILUSTRACIONES (Marcar con una X):

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



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

MATERIAL ANEXO:

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

PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:

<u>Español</u>	<u>Inglés</u>	<u>Español</u>	<u>Inglés</u>
1. _____	_____	6. _____	_____
2. _____	_____	7. _____	_____
3. _____	_____	8. _____	_____
4. _____	_____	9. _____	_____
5. _____	_____	10. _____	_____

RESUMEN DEL CONTENIDO: (Máximo 250 palabras)

El presente estudio se enfoca en la ejecución de un plan de acción para contrarrestar la pérdida de producción acelerada generada en dos pozos ubicados en la Cuenca Caguán-Putumayo mediante una intervención rigless, evitando el uso de equipo de varillaje. La investigación abarca el análisis detallado de la producción de hidrocarburos en los pozos A2 y B3, junto con aspectos teóricos relacionados con el petróleo y sus componentes orgánicos que influyen en la productividad de los pozos. Se realiza una evaluación exhaustiva de la viabilidad económica de la intervención, considerando la secuencia operativa necesaria para su implementación en los pozos del Campo A y B. Los resultados obtenidos tras la intervención rigless muestran mejoras significativas en la producción y su impacto económico. El objetivo de este estudio es evaluar una solución rigless que permita optimizar la producción de pozos en la Cuenca Caguán-Putumayo, respaldando su viabilidad tanto desde el punto de vista operativo como económico. Este trabajo contribuye al conocimiento y desarrollo de la industria petrolera en la región al ofrecer una solución práctica y efectiva para aumentar la producción de hidrocarburos en la Cuenca

ABSTRACT: (Máximo 250 palabras)

The present study focuses on the execution of an action plan to counteract the accelerated loss of production generated in two wells located in the Caguán-Putumayo Basin through a rigless intervention, avoiding the use of rodding equipment. The investigation covers the detailed analysis of hydrocarbon production in wells A2 and B3, along with aspects theoretical concepts related to oil and its organic components that influence well productivity. A comprehensive evaluation of the economic viability of the intervention is carried out, considering the operational sequence necessary for its implementation in the wells of Field A and B. The results obtained after the rigless intervention show significant improvements in production and its economic



impact. The objective of this study is to evaluate a rigless solution that allows optimizing well production in the Caguán-Putumayo Basin, supporting its viability from both an operational and economic point of view. This work contributes to the knowledge and development of the oil industry in the region by offering a practical and effective solution to increase hydrocarbon production in the Basin.

APROBACION DE LA TESIS

Nombre Presidente Jurado:

Firma:

Nombre Jurado: Carlos Francisco Valdes Rentería

Nombre Jurado: Luis Humberto Orduz Pérez

**EVALUACIÓN TÉCNICA-ECONÓMICA DE LAVADO DE PERFORADOS EN
POZOS PRODUCTORES MEDIANTE BOMBEO DE NAFTA SIN EQUIPO DE
VARILLAJE EN CAMPOS DEL SUR DE COLOMBIA.**

Presentado por:

ANA MARÍA DUARTE MONTEALEGRE

BRAYAN DAVID PEÑA RAMÍREZ

Trabajo de grado presentado como requisito para optar al título como Ingenieros de
Petróleos

Director de tesis:

JOSE MIGUEL GALINDO SÁNCHEZ

Codirector de tesis

MARÍA CAMILA PARRA JIMÉNEZ

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

FACULTAD DE INGENIERÍA

INGENIERÍA DE PETRÓLEOS

NEIVA – HUILA - COLOMBIA

OCTUBRE DE 2023

NOTA DE ACEPTACIÓN

A handwritten signature in black ink, consisting of several loops and a long horizontal stroke, positioned above a horizontal line.

FIRMA DEL DIRECTOR

FIRMA DEL JURADO

FIRMA DEL JURADO

DEDICATORIA

Dios,

Sin tu presencia en mi vida, no sería nada. Agradezco infinitamente tu guía y protección en cada paso que doy. Eres mi fuerza en los momentos de debilidad y mi luz en la oscuridad. Con tu amor, me has permitido avanzar y alcanzar logros que jamás imaginé.

A mi mamá Norma Constanza Montealegre,

Tu amor y tus consejos han sido el soporte sobre el cual he construido mi camino hacia el éxito. Gracias por apoyarme en cada etapa de mi vida y ser mi ejemplo por seguir. Tu amor y dedicación han sido mi mayor inspiración para llegar hasta aquí.

A mi papá Alexander Duarte Cano,

Gracias por brindarme la oportunidad de formarme con carácter y dedicación. Tus enseñanzas y valores han sido fundamentales en mi crecimiento personal y académico. Siempre estaré agradecido por el esfuerzo que has hecho para permitirme alcanzar grandes metas.

A mi hermana Juana Valentina Duarte,

Tus críticas constructivas han sido un impulso para mi crecimiento y superación. A través de tus palabras sinceras, he aprendido a enfrentar los desafíos y mejorar cada día. Gracias por estar a mi lado.

A la familia Bonilla Montealegre,

No tengo palabras suficientes para expresar mi agradecimiento por acogerme en su hogar y brindarme un ambiente de apoyo y confianza. Su generosidad y confianza en mis capacidades me han dado fuerzas para creer en mí misma y en mi potencial. Gracias por ser una parte fundamental de mi camino.

A mi compañero de tesis Brayan David Peña,

Juntos hemos enfrentado desafíos, gracias a tu compromiso y dedicación, hemos sacado adelante este proyecto. Tu entrega ha sido valiosa para mantenerme enfocada en el objetivo. Gracias por todas las oportunidades que me brindaste, por cada experiencia vivida. Gracias, compañero de vida.

Ana María Duarte M.

DEDICATORIA

A Dios.

*Quien, en su infinito amor y bondad, me regala la oportunidad de alcanzar un sueño más.
Porque contigo lo puedo todo y porque sin ti no soy nada.*

A mis Abuelos Alberto Ramírez y Ruth Manrique.

*Quienes desde el amor incondicional hacia un hijo me apoyaron, me aconsejaron y me
guiaron siempre por el mejor camino, son mi motivación, mi ejemplo y mi mayor bendición.*

A mis Padres Betty Ramírez y Blademir Peña.

Para quienes deseo que este logro sea un motivo de gran orgullo.

A mis hermanos Edwin Fernández, Fabian Fernández y Adriana Fernández.

Quienes han sido un pilar de apoyo y fortaleza en cada paso de mi vida

A mi compañera Ana María Duarte.

A quien admiro profundamente y agradezco a Dios por tenerla a mi lado.

A Todas las Personas que Hicieron Parte del Camino.

*A mis tías Roció y Diana Ramírez, quienes fueron de gran apoyo; A Nicolas Zea, Camila
Lozano, Stella Montealegre, Carolina granados, Angie Granados y Laura Mosquera Quienes
con cada aporte, consejo o palabra de aliento me brindaron un apoyo valioso y significativo.*

“Solo se llega rápido, pero acompañado se llega lejos “

Brayan David Peña Ramírez

AGRADECIMIENTOS

Agradecemos y ofrecemos este proyecto de grado a Dios, quien es el responsable de poder culminar este capítulo con éxito, quien fue y es el autor más importante del presente trabajo.

Queremos expresar nuestro más sincero agradecimiento a nuestros directores Ing. José Miguel Galindo y Ing. María Camila Parra cuya orientación experta y paciencia fueron esenciales en cada etapa de este proceso de investigación.

Agradecemos también a nuestros compañeros, Camila Lozano, Nataly Perdomo, Daniela Sacarambuy y Carlos Ccori, quienes nos brindaron su apoyo y compartieron con nosotros este emocionante viaje académico.

Extendemos nuestro agradecimiento a todo el equipo docente del programa de ingeniería de petróleo de la Universidad Surcolombiana, liderado por el Ing. Freddy Escobar Macualo y especialmente a los profesores Haydee Morales, Jairo Antonio Sepúlveda, Ervin Aranda, Carlos Francisco Valdés y Constanza Vargas Castellanos.

Nuestra Gratitud hacia el equipo de Producción y Subsuelo del Putumayo es infinita. Sin su colaboración y apoyo, este proyecto no habría sido posible.

" Desde la perspectiva de la gratitud, todo es un milagro".

Mary Davis

Tabla de Contenido

Resumen	13
Introducción	14
Objetivos	15
Objetivo General:	15
I. Marco Teórico.....	16
1.1 Antecedentes	16
1.1.1 Internacionales	16
1.1.2 Nacionales	17
1.2.2 Nafta	21
1.2.3 Intervenciones Operacionales a Pozo.....	28
1.2.4 Evaluación Económica de una Intervención Petrolera.....	34
II. Marco Contextual	40
Generalidades de la Cuenca Caguán - Putumayo e historia de los pozos objeto de estudio.....	40
2.1 Cuenca Caguán - Putumayo	40
2.1.1 Subcuencas Caguán y Putumayo.....	40
2.2 Marco Geológico.....	41
2.2.1 Columna Estratigráfica.....	41
2.2.2 Formaciones productoras de la subcuenca del Putumayo	42
2.3 Áreas Asignadas a Contratos de Hidrocarburos en la Cuenca	43
2.4 Producción de Hidrocarburos en la Cuenca	45
2.4.1 Campos Productores de la Cuenca	45
2.5 Historia del Campo A.....	47
2.6 Pozos del campo A.....	47
2.7 Intervenciones al Pozo A2.....	48
2.7.1 Antecedentes del Pozo A2.....	48
2.8 Producción del Pozo A2.....	49
2.8.1 Producción de agua y aceite	49
2.8.2 Producción de Aceite	50
2.8.3 Producción de Agua	50
2.8.4 Producción de Gas.....	51
2.9 Velocidad de la bomba y Presión PIP del Pozo A2	53
2.10 Presión PWF del Pozo A2	53
2.11 Comportamiento del BSW y °API del Pozo A2	53

2.12 Estado Mecánico del Pozo A2	54
2.13 Costos de Producción del Campo A.....	55
2.13 Historia del Campo B	55
2.14 Pozos del Campo B	56
2.15 Intervenciones al Pozo B3.....	56
2.15.1 Antecedentes Relevantes del Pozo.....	56
2.16 Producción del Pozo B3	58
2.16.1 Producción de Agua y Aceite.....	58
2.16.2 Producción de Aceite	58
2.16.3 Producción de Agua	59
2.16.4 Producción de Gas.....	59
2.17 Presiones PIP y PWF del Pozo B3	61
2.18 Comportamiento del BSW y °API del Pozo B3.....	61
2.19 Velocidad de la Bomba y Presion PIP del Pozo B3	61
2.20 Estado Mecánico del Pozo B3.....	62
2.21 Costos de Producción Campo B.....	63
III. Marco Metodológico	64
3.1. Diseño Metodológico de la Intervención.....	64
3.2 Análisis de los Datos y Caracterización del Problema.....	64
3.2.1 Prueba de Evaluación de Calidad de Crudo “Screening Test “.....	65
3.3 Diseño y Secuencia Operativa de la Intervención Rigless	73
3.3.1 Secuencia Operativa	74
3.3.2 Descripción de Equipos y materiales	77
3.3.3 Capacidad de los pozos A2 y B3.....	79
3.4 Análisis de factibilidad Económica (AFE) de la Intervención.....	80
3.4.1 Análisis de Factibilidad Financiera Pozo A2	80
3.4.2 Análisis de Factibilidad Financiera Pozo B3	81
3.5 Ejecución de Secuencia Operativa en Campo.....	82
3.5.1 Pozo A2	83
3.5.2 Pozo B3	85
IV. Resultados	89
4.1. Resultados Operativos de la Intervención Rigless Pozo A2	89
4.1.1 Comportamiento del BSW del Pozo A2	90
4.1.2 Comportamiento de las Presiones del Pozo A2	91
4.1.3 Producción de Fluidos del Pozo A2	94
4.1.4 Comportamiento del Índice de Productividad Pozo A2.....	98

4.2 Resultados Operativos de la Intervención Rigless Pozo B3	100
4.2.1 Comportamiento del BSW del Pozo B3.....	100
4.2.2 Comportamiento de la Presión del Pozo B3.....	102
4.2.3 Producción de Fluidos del Pozo B3	104
4.2.4 Comportamiento del Índice de Productividad Pozo B3	106
4.3 Evaluación Económica de la Intervención	107
4.3.1 Análisis Económico para la Intervención en el Pozo A2	107
4.3.2 Análisis Económico para la Intervención en el Pozo B3	113
4.4 Alternativas de mejoras con implementación de los lavados de perforados.....	118
Conclusiones	120
Bibliografía.....	124

Listado de Figuras

Figura 1. Localización de la Cuenca Caguán - Putumayo	15
Figura 2. Mapa del Tope del Paleozoico a Partir de Anomalías Gravimétricas	16
Figura 3. Columna Estratigráfica y Sistema Petrolero de la Cuenca Caguán - Putumayo	18
Figura 4. Mapa de Áreas Asignadas con Contratos de Hidrocarburos en la Cuenca Caguán - Putumayo	21
Figura 6. Asfáltenos en Estado Coloidal	34
Figura 7. Tamaño de los Cúmulos	35
Figura 8. Perfil de Producción de Líquidos del Pozo A2	60
Figura 9. Producción de Aceite del Pozo A2	61
Figura 10. Producción de Agua del Pozo A2	61
Figura 11. Producción de Gas del Pozo A2	62
Figura 12. Presión de Entrada de la Bomba (PIP) en Psi y Velocidad de la Bomba en Hz del Pozo A2	64
Figura 13. Presión Pwf del Pozo A2	64
Figura 14. Comportamiento del BSW y °API del Pozo A2	64
Figura 15. Estado Mecánico del Pozo A2	65
Figura 16. Reporte de Costo y Rentabilidad del Campo A para el Mes de Mayo 2022	66
Figura 17. Perfil de Producción de Líquidos del Pozo B3	69
Figura 18. Producción de Aceite del Pozo B3	69
Figura 19. Producción de Agua del Pozo B3	70
Figura 20. Producción de Gas del Pozo B3	70
Figura 21. Presión de Entrada de la Bomba (PIP) y Presión de Fondo Fluyente (PWF) del Pozo B3	72
Figura 22. Comportamiento del BSW y °API del Pozo B3	72
Figura 23. Velocidad de la Bomba del Pozo B3	72
Figura 24. Estado Mecánico del Pozo B3	73
Figura 25. Reporte de Costo y Rentabilidad del Campo B para el Mes de Julio 2022	74
Figura 26. Muestra de Apariencia Líquida con Ausencia de Depósitos de Sólidos durante el Análisis y Centrifugado	77
Figura 27. BS&W de la Muestra	77
Figura 28. Resultados de la Prueba de Oliensis para la Caracterización de Asfáltenos del pozo	78
Figura 29. Screening Test para el Pozo A2 con 500ul @ 60 min	79
Figura 30. Resultados de la Prueba de ADT con Dispersante/Inhibidor ASPH64329 Pozo A2	79

Figura 31. Muestra de Apariencia Líquida con Ausencia de Depósitos Sólidos Durante el Análisis de Centrifugado	81
Figura 32. BS&W de la Muestra	82
Figura 33. Resultados de la Prueba de Oliensis	82
Figura 34. Screening Test para el Pozo B3 con 500 ul @ 60 min	83
Figura 35. Resultados de la Prueba ADT con el Dispersante/Inhibidor ASPH17390 Pozo B3	84
Figura 36. Diagrama de Flujo con la Secuencia Operativa de la Intervención Lavado de Perforados	87
Figura 37. Capacidad Volumétrica del Pozo A2 según las Secciones del Pozo	90
Figura 38. Capacidad Volumétrica del Pozo B3 según las Secciones del Pozo	91
Figura 39. Análisis de Factibilidad Económica para Realización del Lavado de Perforados en el Pozo A2	92
Figura 40. Análisis de Factibilidad Económica para la realización del Lavado de Perforados en el Pozo B3	93
Figura 41. Velocidad Bomba del Pozo A2 desde Febrero del 2021 hasta Marzo del 2023	100
Figura 42. %BSW del Pozo A2 desde Febrero del 2021 hasta Marzo del 2023	101
Figura 43. Comportamiento de Presión PIP y PWF del Pozo A2 desde su Puesta en Producción hasta Marzo del 2023	102
Figura 44. Perfil Completo de Producción de Aceite y Agua del Pozo A2 desde su Puesta en Producción hasta Marzo del 2023	105
Figura 45. Perfil Completo del Comportamiento del Índice de Productividad del Pozo A2 desde su Puesta en Producción hasta Marzo del 2023	109
Figura 46. %BSW del Pozo B3 desde Enero del 2022 hasta Marzo del 2023	111
Figura 47. Comportamiento de Presión PIP y PWF del Pozo B3 desde Enero del 2022 hasta Marzo del 2023	113
Figura 48. Perfil Completo de Producción de Aceite y Agua del Pozo B3 desde Enero del 2022 hasta Marzo del 2023	115
Figura 49. Perfil Completo del Comportamiento del Índice de Productividad del Pozo B3 desde Enero del 2002 hasta Marzo del 2023	117
Figura 50. Detalles de los Costos Operacionales del Campo A por Mes, Costo del Barril para el Mes de Mayo en 6,30 USD	120
Figura 51. Reporte de Costo y Rentabilidad del Campo A para el Mes de Septiembre 2022, Costo de Barril Septiembre en 3,49 USD	123
Figura 52. Detalles de los Costos Operacionales del Campo B para el de Octubre, Costo Barril en 46,47 USD	125

Listado de Tablas

Tabla 1. Compañías Operadoras que Realizan Explotación en la Cuenca Caguán - Putumayo	22
Tabla 2. Ubicación y Producción de Petróleo por Departamento de los Campos Activos de la Cuenca Caguán - Putumayo	23
Tabla 3. Producción de Petróleo por Compañía Operadora en la Cuenca	23
Tabla 4. Clasificación del Petróleo de Acuerdo con la Gravedad Api	30
Tabla 5. Información Específica de Gas del Pozo A2	62
Tabla 6. Composición del Gas del Pozo A2	63
Tabla 7. Información Específica de Gas del Pozo B3	70
Tabla 8. Composición del Gas del Pozo B3	71
Tabla 9. Escala de Medición de Asfáltenos	78
Tabla 10. Concentración de Dispersante de Asfáltenos	80
Tabla 11. Escala de Medición de Asfáltenos	83
Tabla 12. Concentración de Dispersante de Asfáltenos	84
Tabla 13. Resumen de Aporte de Fluidos Pozo A2	96
Tabla 14. Resumen de Aporte de Fluidos Pozo B3	103

Declaración de confidencialidad

La presente tesis contiene información confidencial, por ende, se han tomado medidas de seguridad razonables para asegurar que la información se mantenga en confidencialidad. La información que se presenta en esta tesis ha sido alterada y/o anonimizada para proteger la confidencialidad de los datos y garantizar la privacidad. Los cambios han sido realizados de manera que no afecten la validez general de los resultados y de la investigación. Los cambios realizados en los datos incluyen la eliminación de información personal identificable y la sustitución de ciertos valores numéricos. A pesar de estos cambios, se espera que los resultados y conclusiones presentados en esta tesis sean significativos y útiles para la comprensión del tema. La información contenida en esta tesis es de propiedad exclusiva y sólo es utilizada para fines académicos y de investigación.

Resumen

El presente estudio se enfoca en la ejecución de un plan de acción para contrarrestar la pérdida de producción acelerada generada en dos pozos ubicados en la Cuenca Caguán-Putumayo mediante una intervención rigless, evitando el uso de equipo de varillaje. La investigación abarca el análisis detallado de la producción de hidrocarburos en los pozos A2 y B3, junto con aspectos teóricos relacionados con el petróleo y sus componentes orgánicos que influyen en la productividad de los pozos. Se realiza una evaluación exhaustiva de la viabilidad económica de la intervención, considerando la secuencia operativa necesaria para su implementación en los pozos del Campo A y B. Los resultados obtenidos tras la intervención rigless muestran mejoras significativas en la producción y su impacto económico. El objetivo de este estudio es evaluar una solución rigless que permita optimizar la producción de pozos en la Cuenca Caguán-Putumayo, respaldando su viabilidad tanto desde el punto de vista operativo como económico. Este trabajo contribuye al conocimiento y desarrollo de la industria petrolera en la región al ofrecer una solución práctica y efectiva para aumentar la producción de hidrocarburos en la Cuenca

Introducción

El crecimiento productivo del sector petrolero es esencial para el desarrollo energético y económico de un país, Colombia no es la excepción puesto que es de conocimiento público la importancia del sector hidrocarburos en la economía nacional. Con una producción promedio de 750.000 barriles de petróleo por día. Para lograrlo, se requiere una investigación constante, el aprovechamiento eficiente de los recursos y la implementación de tecnologías y prácticas operativas que den respuesta a las problemáticas que surgen en los pozos petroleros. La intervención en los pozos desempeña un papel clave para mantener o incrementar la producción de petróleo. En este sentido, se presenta una solución práctica para contrarrestar afectaciones que derivan en pérdida de producción por afectaciones generadas producto de depositación de compuestos orgánicos en pozos ubicados de la cuenca Caguán – Putumayo, realizando un lavado de perforados sin necesidad de un equipo de varillaje mediante el bombeo de nafta, intervención que en términos operativo puede ser viable y en términos económicos bastante atractivo.

La implementación de soluciones prácticas puede marcar la diferencia en la productividad y efectividad de la industria petrolera. El estudio técnico-económico permitirá identificar oportunidades de mejora y su impacto económico en la producción de petróleo, aportando información relevante para la toma de decisiones y proyecciones futuras.

Objetivos

Objetivo General:

Elaborar una valoración técnico-económica de la aplicación de lavado de perforados en dos pozos productores mediante bombeo de nafta y sin equipo de varillaje en campos de la cuenca del Putumayo.

Objetivos Específicos:

- Determinar la factibilidad técnica en la aplicación de lavado de perforados de pozos productores mediante bombeo de nafta sin equipo de varillaje.
- Evaluación económica de la técnica de bombeo de nafta para realizar el lavado de perforados sin necesidad de equipo de varillaje en campos petroleros.
- Identificar alternativas de mejoras en la implementación de los lavados de perforados.

I. Marco Teórico

A continuación, se presentan aspectos conceptuales y antecedentes que permiten comprender la investigación y los elementos llevados a juicios en esta evaluación.

1.1 Antecedentes

1.1.1 Internacionales

La utilización de diluyentes para crudos pesados y extrapesados en la industria petrolera ha estado marcada por la gran necesidad de reducción de viscosidad, con el objetivo de mejorar la producción y el transporte del petróleo de baja gravedad API (menos de 20° API). Alrededor del mundo se han realizado investigaciones con el fin de buscar soluciones prácticas para la reducción de viscosidad que permita mejorar la movilidad del crudo y evaluar la eficiencia en la reducción de viscosidad realizando comparaciones con diferentes diluyentes, en donde se tiene en cuenta factores de influencia como la temperatura, aromaticidad del diluyente e influencia química del mismo.

Ejemplo de lo anterior, es la investigación J.-F. Argillier,(2005), la cual tuvo como objetivo comparar la influencia de diversos diluyentes de la industria petrolera sobre la viscosidad del crudo, para ello el autor tomó una muestra de crudo extrapesado de origen venezolano con presencia de aromáticos y resinas, a la cual se le practicaron pruebas con Pentano para precipitar los asfáltenos, y posteriormente se le aplicó un diluyente (NAFTA) compuesto por N-Parafinas (24,9%), isoparafinas (29,4%), parafina cíclica (30,9%) y de aromática (14,8%).

Tras lo anterior, los autores encontraron que existe una estrecha relación entre la disminución de viscosidad y la NAFTA. Esto, teniendo en cuenta que dentro de su estudio se

observó que entre mayor gravedad API tiene el disolvente, mayor sería la reducción de viscosidad en el crudo. Por otro lado, los autores también determinan que gran parte de la eficiencia de la NAFTA en la reducción de viscosidad parte de su composición liviana.

La investigación de Dehaghani & Badizad (2016), tuvo como eje la realización de un estudio experimental en cual se analizaron diferentes disolventes reductores de viscosidad en dos crudos con gravedad API de 16° y 20,5° de campos Iraníes; los disolventes utilizados fueron Tolueno, n-heptano, Metanol, gas condensado y Nafta; esta última se conoce como una fracción del petróleo de gravedad API bastante alta, compuesta por componentes parafínicos y con cierta polaridad según lo indican los parámetros de solubilidad de Hansen. La investigación concluye determinando que en aspectos generales los solventes utilizados resultan beneficiosos en la reducción de viscosidad, pero los autores aclaran que la influencia de la nafta y el gas condensado en aspecto de reducción de viscosidad son efectivos, pero recomiendan que producto de las interacciones complejas entre el petróleo y los componentes de los hidrocarburos ligeros utilizados (Nafta y Gas condensados) merecen una serie de estudios más profundos.

La investigación realizada por Dehaghani & Badizad en 2016 aportó significativamente al conocimiento en el campo de la reducción de viscosidad de crudos de petróleo. En este estudio experimental, se analizaron diversos disolventes reductores de viscosidad en crudos con diferentes grados API de campos en Irán. Los disolventes seleccionados para el análisis incluyeron Tolueno, n-heptano, Metanol, gas condensado y Nafta, esta última siendo una fracción de petróleo de alta gravedad API con componentes parafínicos y cierta polaridad según los parámetros de solubilidad de Hansen.

Los hallazgos de esta investigación demostraron que, en general, los solventes evaluados resultaron beneficiosos para reducir la viscosidad de los crudos estudiados. Sin embargo, los autores destacaron la importancia de realizar investigaciones adicionales sobre la influencia de la nafta y el gas condensado en la reducción de viscosidad. Argumentaron que, debido a las complejas interacciones entre el petróleo y los componentes de los hidrocarburos ligeros utilizados, se requerían estudios más profundos.

El aporte clave de esta investigación radica en su contribución al entendimiento de cómo diferentes disolventes pueden afectar la viscosidad de crudos de petróleo, lo que tiene implicaciones importantes en la industria del petróleo y el manejo de los recursos petroleros. Además, resalta la necesidad de investigaciones posteriores para comprender mejor los efectos de la nafta y el gas condensado en la reducción de viscosidad, lo que puede conducir a aplicaciones más efectivas en la producción y transporte de petróleo.

1.1.2 Nacionales

En la investigación de Jaimes MG (2010), aborda la problemática presentada por la precipitación de orgánicos en los perforados, lo cual conlleva a una afectación a la producción y los costos asociados a una estimulación orgánica de manera convencional. El autor plantea una solución práctica y económica para remover el daño por precipitación de orgánicos mediante el desarrollo y aplicación de un método de estimulación sin equipo de plataforma de reacondicionamiento a pozo, el cual representa el 70% de los costos de una estimulación orgánica en los métodos convencionales.

El autor resalta que los métodos convencionales de estimulación orgánica resultan bastante costosos producto de los equipos utilizados en la intervención los cuales se comprende mínimamente de un juego de empacadores y equipo de bombeo. La investigación se desarrolló y se presentó en el campo Lisama ubicado en la Cuenca del Valle Medio del Magdalena en Colombia, donde una estimulación orgánica tiene un valor entre 170.000 a 200.000 US\$/pozo, enfatiza el autor.

La caracterización del problema se realizó a partir de la evidencia de los depósitos orgánicos en los equipos de fondo durante las operaciones de reparación y mantenimiento a pozos del campo Lisama, y con la ayuda del análisis de la curva de declinación, las propiedades y características de los fluidos producidos. El autor centra su investigación en el diseño de tratamiento químico para la remoción de orgánicos a partir de la evaluación de aditivos y disolventes usados comúnmente en operaciones de campo, los cuales son de naturaleza alifática (Diesel, Varsol y condensados) y aromática (Tolueno y Xileno); realizando pruebas de laboratorio donde se evaluaron Xileno, Varsol y mezclas de estos, a diferentes proporciones.

El autor realiza una evaluación económica, teniendo en cuenta los costos de los equipos de reacondicionamiento, tratamiento químico, equipos de bombeo y la producción incremental que se obtendría después del tratamiento; logrando determinar que los costos de la estimulación orgánica con lo diferentes volúmenes de tratamiento químicos necesario para los diferentes pozos en estudio, estuvieron alrededor de 210.000 US\$/pozo, determinando que el mayor costo de estos trabajos es el de los equipos de Workover, que representa más del 60% de los costos totales de la estimulación.

Por lo anterior, debido a la falta de viabilidad económica de la estimulación orgánica mediante métodos convencionales, el autor propone una metodología innovadora para llevar a cabo una estimulación "Rig-Less" en el pozo Lisama 91. Este enfoque implica el bombeo de 4,300 galones del tratamiento químico seleccionado a una tasa alta por el anular del pozo, seguido de un período de remojo de 48 horas. Posteriormente, se realiza el bombeo de 30 barriles de aceite con 0,2% de tensoactivo para desplazar el tratamiento remanente, seguido de otro período de remojo de 24 horas. Finalmente, se permite que el pozo fluya libremente.

Después de la aplicación de la metodología diseñada en el pozo Lisama 91, aumentó la producción en 60 BOPD, lo que permite al autor concluir que los tratamientos químicos con solventes son una buena solución para remover los depósitos orgánicos en los túneles de los disparos (perforados), como lo demuestra la respuesta de los pozos estimulados en el Campo Lisama, igualmente que la estimulación Rig-Less puede reducir los costos de estimulación en más del 75% (el Rig representa más del 65% del costo de la estimulación), esto acompañado de menos pérdidas de producción por tiempo de trabajo, ya que el trabajo de estimulación se realiza en tan solo 72 horas .

1.2. Bases Teóricas

1.2.1. *Remoción de Orgánicos*

La producción de petróleo puede verse afectada por la acumulación de depósitos orgánicos como asfáltenos y parafinas en los pozos petroleros. Estos depósitos pueden obstruir la tubería de producción, disminuir la producción de petróleo y aumentar los costos de mantenimiento. Por lo tanto, la remoción de estos depósitos es esencial para mantener la eficiencia y rentabilidad de la

producción de petróleo. En la actualidad, se presentan diferentes métodos para la remoción de depósitos de asfáltenos y parafinas en pozos petroleros, respaldados por investigaciones relevantes que sean ejecutadas en campo con gran éxito.

1.2.1.1 Métodos para la Remoción de Depósitos de Asfáltenos

Tratamientos químicos: Los tratamientos químicos son uno de los métodos más comunes para la remoción de depósitos de asfáltenos en los pozos petroleros. Estos tratamientos utilizan solventes orgánicos y ácidos para disolver los depósitos y facilitar su eliminación. Según Kamal et al. (2015), el uso de solventes orgánicos como tolueno, xileno, benceno y nafta es efectivo para su disolución. Además, el uso de ácidos como ácido clorhídrico (HCl) y ácido sulfúrico (H₂SO₄) puede disolverlos en la formación rocosa y en la tubería de producción.

Tratamientos térmicos: Según Liu et al. (2017), los tratamientos térmicos son otra forma efectiva de eliminar los depósitos de asfáltenos en los pozos petroleros. El tratamiento térmico consiste en calentar el petróleo a altas temperaturas para disolver los depósitos y facilitar su eliminación en la formación rocosa y en la tubería de producción.

Tratamientos mecánicos: Los tratamientos mecánicos son otro método para la remoción de depósitos de asfáltenos en los pozos petroleros. Estos tratamientos utilizan herramientas para raspar y eliminar los depósitos. Según Kamal et al. (2015), se pueden utilizar cepillos y raspadores para eliminar los depósitos en la tubería de producción.

1.2.1.2 Métodos combinados para la remoción de depósitos de asfáltenos y parafinas

Además de los métodos previamente mencionados, existen enfoques combinados que resultan efectivos para eliminar depósitos de asfáltenos y parafinas en pozos petroleros. Por ejemplo, la combinación de tratamientos térmicos y químicos puede ser eficaz en disolver y

eliminar depósitos en la formación rocosa y en la tubería de producción. Según Hesami et al. (2016), el uso de solventes como metanol y etanol, junto con el tratamiento térmico, demuestra ser efectivo para eliminar los mencionados depósitos.

La eliminación de depósitos de asfáltenos y parafinas es esencial para mantener la eficiencia y rentabilidad de la producción de petróleo. Existen diversos métodos para esta tarea, como tratamientos químicos, térmicos y mecánicos. Además, los métodos combinados también pueden ser efectivos. Es crucial tener en cuenta que la elección del método debe basarse en la naturaleza de los depósitos y en las condiciones específicas del pozo petrolero.

El impacto económico de la eliminación de depósitos en pozos petroleros puede ser significativo, ya que estos depósitos pueden reducir la productividad del pozo y afectar la calidad del petróleo producido. La remoción de los depósitos puede mejorar la productividad del pozo, incrementando así los ingresos de la empresa petrolera. No obstante, los costos asociados con los métodos de remoción deben ser considerados cuidadosamente, dada su posible magnitud.

1.2.2 Nafta

La exploración y producción de petróleo y gas natural son actividades fundamentales en la industria energética mundial. Durante la producción de petróleo, los depósitos orgánicos se acumulan en conductos y tuberías, pudiendo obstruir el flujo y generar considerables afectaciones económicas. Para prevenir esta obstrucción, se recurre a sustancias diluyentes como la nafta, que tiene como objetivo disolver los depósitos y desbloquear conductos y tuberías.

La nafta, compuesta principalmente de hidrocarburos, se obtiene mediante la destilación del petróleo crudo. Este líquido derivado del petróleo se utiliza ampliamente como combustible en la industria del transporte y como materia prima en la fabricación de productos químicos. Su

tonalidad varía de incolora a amarillo pálido, y presenta un olor característico a gasolina. Según el departamento de salud y servicios para personas mayores de New Jersey, es volátil y altamente inflamable, con un rango de ebullición entre 35°C y 210°C.

La composición de la nafta varía según el origen del petróleo crudo y el proceso de refinación utilizado, pudiendo contener hidrocarburos saturados, monoaromáticos y diaromáticos. Además, pequeñas cantidades de compuestos sulfurados, oxigenados y nitrogenados pueden afectar la calidad del combustible.

Un estudio realizado por Beigi et al. (2018) analizó la composición química de la nafta, identificando que sus componentes principales son hidrocarburos alifáticos y aromáticos, incluido el benceno, un compuesto tóxico y cancerígeno. Por consiguiente, se recomienda reducir el uso de nafta y optar por combustibles alternativos más seguros y amigables con el medio ambiente.

Por otro lado, un estudio de Jia et al. (2020) evaluó el impacto ambiental del uso de nafta en las emisiones de gases de efecto invernadero. Se concluyó que la nafta contribuye significativamente a estas emisiones, y se sugiere la transición a combustibles más limpios y renovables para reducir el impacto ambiental.

1.2.2.1 Aromaticidad de la Nafta

En el contexto de la nafta, la aromaticidad se refiere a la presencia de compuestos orgánicos aromáticos, como el benceno, tolueno y xileno. Estos compuestos exhiben propiedades físicas y químicas distintas a los hidrocarburos alifáticos predominantes en la nafta. La presencia de compuestos aromáticos impacta en la calidad del combustible, clasificando la nafta como pesada o liviana según la proporción de aromáticos presentes.

Considerando la definición de la nafta, los diluyentes con alto contenido de hidrocarburos

aromáticos reducen la precipitación de asfáltenos, facilitando la recuperación y transporte del petróleo. En contraste, el uso de diluyentes con hidrocarburos saturados (parafinas) puede resultar en la precipitación de asfáltenos después de alcanzar cierta concentración, manteniendo constante la presión y temperatura (Pathak et al., 2010).

Meza et al. (2022) indican que solventes de naturaleza aromática, con la adición de agentes dispersantes en el petróleo crudo, mejoran la estabilidad de los asfáltenos. La interacción de la nafta con los componentes orgánicos del petróleo depende de la composición, temperatura y presión del sistema, siendo crucial entender esta interacción para lograr una extracción y separación eficientes de los hidrocarburos del petróleo.

Siendo especialmente eficaz para diluir los componentes más ligeros del petróleo, como los hidrocarburos de cadena corta, que son más solubles en nafta que los hidrocarburos más pesados y complejos, aunque su capacidad se ve afectada por factores como su composición, que varía según la fuente y las condiciones de formación del petróleo. Los asfáltenos, compuestos por moléculas grandes y complejas con estructuras heterocíclicas y cadenas alifáticas ramificadas, pueden contener grupos polares que afectan su solubilidad en solventes como la nafta. Aunque esta última puede disolver algunos componentes de los asfáltenos, su capacidad total de solubilidad es limitada, y la inyección de nafta no resulta en una eliminación completa.

Para prevenir la precipitación de asfáltenos, es crucial seleccionar la nafta adecuada con la composición y propiedades apropiadas. La habilidad de la nafta para disolver tanto componentes polares como no polares se deriva de su composición química, siendo una mezcla de hidrocarburos líquidos con polaridad intermedia y una amplia distribución de masa molecular.

1.2.2.2 Polaridad de la Nafta

La polaridad de un compuesto se refiere a su capacidad para interactuar con otras moléculas polares o cargadas eléctricamente. Los compuestos polares tienen una distribución desigual de carga eléctrica y, por lo tanto, interactúan con otras moléculas polares a través de fuerzas electrostáticas. En contraste, los compuestos apolares tienen una distribución de carga eléctrica uniforme y no interactúan con moléculas polares.

La polaridad de la nafta se refiere a la presencia de compuestos polares, como alcoholes, éteres y cetonas, que pueden estar presentes en pequeñas cantidades en la nafta. Estos compuestos pueden tener un impacto en la calidad del combustible, ya que pueden afectar la volatilidad y la estabilidad del combustible.

Una investigación sobre la utilización de disolventes polares en la refinación de petróleo crudo es un estudio de Hasan et al (2019), los autores evaluaron la capacidad de diferentes disolventes para extraer compuestos orgánicos del petróleo crudo.

Los resultados mostraron que los disolventes polares, como el etanol y el metanol, tenían una mayor capacidad para extraer compuestos aromáticos del petróleo crudo en comparación con los disolventes no polares, como el hexano y el pentano. Los autores también encontraron que la polaridad del disolvente y la concentración de los compuestos aromáticos en el petróleo crudo afectaron la eficacia de la extracción.

Nizamuddin et al. (2020) evaluó la capacidad de diferentes disolventes para extraer compuestos azufrados del petróleo crudo. Los autores encontraron que los disolventes polares, como el metanol y el etanol, eran más eficaces en la extracción de compuestos azufrados en comparación con los disolventes no polares.

La disolución de compuestos orgánicos por moléculas polares es un estudio desarrollado por Chen et al. (2018), en el cual los autores investigaron la capacidad de diferentes disolventes para extraer aceites de semillas oleaginosas, incluyendo la soja y el girasol.

Los resultados mostraron que los disolventes polares, como el etanol y el acetato de etilo, tenían una mayor capacidad para extraer aceites de las semillas en comparación con los disolventes no polares, como el hexano. Los autores atribuyeron esto a la capacidad de las moléculas polares para interactuar con los compuestos orgánicos polares presentes en los aceites de semillas.

Estos ejemplos demuestran la capacidad de las moléculas polares como las presentes en la nafta, para disolver compuestos orgánicos, lo que es importante para plantear una solución práctica a la deposición de orgánicos.

1.2.2.3 Volatilidad de la Nafta

Por otro lado, la alta volatilidad de la nafta se refiere a su capacidad para evaporarse fácilmente a temperatura ambiente, la nafta al ser una mezcla compleja de hidrocarburos tiene diferentes niveles de volatilidad para diferentes componentes. Esto se debe a que las moléculas de la nafta están dispuestas en una estructura molecular muy compacta. Debido a esto, la nafta es capaz de disolverse en otros compuestos apolares y evaporarse rápidamente, lo que la hace ideal para la remoción de compuestos orgánicos de los pozos petroleros.

La volatilidad de la nafta también puede tener efectos secundarios no deseados. Si la nafta es demasiado volátil, puede evaporarse demasiado rápido antes de llegar a los depósitos orgánicos y, por lo tanto, no ser efectiva en la eliminación de los depósitos. Además, la volatilidad puede aumentar el riesgo de explosiones e incendios en el pozo y en los equipos de producción.

En relación con la depositación de orgánicos si la nafta es demasiado volátil, puede evaporarse antes de que tenga la oportunidad de disolver los asfáltenos y las parafinas. Además, si la nafta no es lo suficientemente volátil, puede formar emulsiones de petróleo y agua en el pozo, lo que puede dificultar la separación de los componentes en la superficie.

Cuando se inyecta nafta en el fondo del pozo, la volatilidad de la nafta puede tener diferentes efectos en los asfáltenos y las parafinas, puede disolver parte de los compuestos orgánicos y ayudar a reducir su viscosidad, lo que puede mejorar la producción de petróleo. Además, la nafta puede disminuir la temperatura de cristalización de las parafinas y prevenir su depositación en las paredes del pozo y en los equipos de producción.

1.2.2.4 Nafta como diluyente de orgánicos

Los hidrocarburos nafténicos son hidrocarburos saturados o insaturados que tienen una estructura cíclica. La nafta es particularmente efectiva para disolver los componentes más ligeros del petróleo, como los hidrocarburos de cadena corta, que son más solubles en nafta que los hidrocarburos más pesados y complejos.

Por su parte los asfáltenos, compuestos por moléculas grandes y complejas con estructuras heterocíclicas y cadenas alifáticas ramificadas, pueden contener grupos polares que afectan su solubilidad en solventes polares como la nafta. Aunque la nafta, una mezcla de hidrocarburos líquidos obtenida durante el proceso de refinación, puede disolver algunos componentes de los asfáltenos, su solubilidad total es limitada, y la inyección de nafta no los elimina por completo.

Para evitar la precipitación de asfáltenos, es esencial seleccionar la nafta adecuada con la composición y propiedades apropiadas para la aplicación específica. La capacidad de la nafta para disolver tanto componentes polares como no polares se debe a su composición química como una

mezcla de hidrocarburos líquidos con polaridad intermedia y una distribución amplia de masa molecular.

1.2.3 Tipo de Intervenciones Operacionales a Pozo

Existen varios tipos de intervenciones que se pueden realizar en un pozo de petróleo o gas para mejorar o mantener la producción de hidrocarburos. A continuación, se presentan algunos de los tipos más comunes de intervenciones operacionales:

Well service o servicio a pozo: Es una actividad realizada en un pozo de petróleo o gas para mantener o mejorar su producción y/o para reparar o reemplazar equipos en el pozo. El well service se lleva a cabo en pozos productores o en pozos inyectores y puede incluir una amplia gama de actividades, como la limpieza, la instalación de equipos de producción adicionales y la reparación de equipos existentes. Se trata de intervenciones en el pozo, utilizando equipos livianos con plataforma y requieren el uso de equipos especializados, como grúas, unidades de bombeo, herramientas de limpieza y/o equipos de control de arena.

El well service es esencial para mantener la producción de hidrocarburos en un pozo y para garantizar la seguridad y la integridad del equipo del pozo. La elección de la actividad de well service dependerá de las necesidades específicas del pozo y de los problemas de producción que se estén abordando.

Algunos ejemplos de las operaciones llevada a cabo mediante well service, son:

1. Limpieza del pozo: La limpieza del pozo se realiza para eliminar los depósitos orgánicos y los sedimentos que se acumulan en la tubería de producción y que pueden obstruir el flujo de hidrocarburos. La limpieza del pozo puede incluir técnicas como la limpieza mecánica,

la limpieza química y la estimulación térmica.

2. Reparación de equipos: La reparación de equipos se realiza para solucionar problemas con el equipo existente en el pozo. Esto puede incluir la reparación o reemplazo de bombas como la electrosumergible, equipos de superficie, la reparación de las cabezas de pozo o la reparación de las válvulas de fondo.
3. Instalación de equipos adicionales: La instalación de equipos adicionales se realiza para mejorar la producción del pozo. Esto puede incluir la instalación de válvulas de fondo, sistemas de levantamiento artificial o equipos de inyección de agua o gas.
4. Estimulación: La estimulación se utiliza para aumentar la producción del pozo. Esto puede incluir técnicas como la fracturación hidráulica, la acidificación o la estimulación térmica.
5. Abandono de pozo: si el pozo ya no es rentable o seguro, se pueden realizar operaciones de abandono para sellar el pozo y evitar posibles fugas de gas o petróleo.

Workover o trabajo especializado: Es una operación de intervención en pozos de petróleo o gas que se realiza para reparar, mantener o mejorar la producción del pozo mediante la utilización de plataforma. A diferencia de las plataformas de las operaciones de perforación, el workover utiliza plataforma para pozos existentes, mientras que en las perforaciones la plataforma que se utiliza para perforar nuevos pozos.

Un Workover se trata de una intervención que se realiza con el pozo fuera de producción, lo que permite un trabajo más extenso y profundo. Los métodos de workover incluyen la limpieza mecánica, la fracturación hidráulica y el reacondicionamiento del pozo.

Algunos ejemplos de las operaciones llevada a cabo mediante workover, son:

1. Reacondicionamiento del pozo: El reacondicionamiento del pozo implica el cambio de la tubería de producción, la instalación de nuevos equipos y la reconfiguración del pozo para aumentar la producción.
2. Estimulación: Si la producción del pozo ha disminuido, el workover puede ser utilizado para estimular la producción mediante técnicas como la fracturación hidráulica, acidificación o limpieza del pozo.
3. Limpieza mecánica: La limpieza mecánica implica el uso de herramientas de limpieza mecánica, como raspadores, cepillos y fresas, para raspar y cortar los depósitos de asfáltenos y parafinas y luego extraerlos con la producción de petróleo.
4. Fracturación hidráulica: La fracturación hidráulica consiste en inyectar fluidos a alta presión en el pozo para crear fracturas en el reservorio y bypassar los depósitos de asfáltenos y parafinas.
5. Cambio de sarta de producción: esta operación consiste en retirar la tubería de producción del pozo y reemplazarla por una nueva para mejorar el flujo de hidrocarburos.
6. Recuperación de arena: si hay acumulación de arena en la zona de producción, se pueden realizar operaciones de recuperación para limpiar el pozo y mejorar la producción.
7. Recañoneo y cañoneo: es una operación en la que se perforan agujeros en la tubería del pozo para permitir el flujo de hidrocarburos. Estos agujeros se perforan a través de cargas explosivas que se colocan en la tubería de producción, lo que permite la creación de agujeros precisos y controlados. El cañoneo y el recañoneo se utilizan para estimular la producción del pozo, ya que permite que los hidrocarburos fluyan más fácilmente a través de la tubería de producción.

Intervenciones sin equipo de plataforma o Rigless: Son intervenciones que no requieren la instalación de una plataforma (Rig) de perforación o workover. Estas operaciones se realizan utilizando equipos y herramientas que se introducen en el pozo a través de una línea de producción o de inyección, lo que permite realizar trabajos en el pozo sin la necesidad de desmontar o retirar la plataforma. Son una alternativa eficiente y económica a las intervenciones tradicionales que requieren la utilización de una plataforma de perforación. Sin embargo, su aplicación está limitada por la capacidad y diámetro de la línea de producción o inyección del pozo. Algunos ejemplos de intervenciones rigless comunes en la industria petrolera, son:

1. Cambio de empaque de sello: se puede realizar el cambio del empaque de sello del pozo para evitar fugas de gas y petróleo. Esta operación se realiza utilizando una herramienta especializada que se introduce en el pozo a través de la línea de producción o inyección.
2. Pruebas de producción: se pueden realizar pruebas de producción en el pozo utilizando herramientas de medición que se introducen en el pozo a través de la línea de producción o inyección. Estas pruebas permiten obtener información sobre la capacidad de producción del pozo y determinar si se necesitan intervenciones adicionales para mejorar su rendimiento.
3. Operaciones con coiled tubing: consiste en inyectar un tubo de acero flexible en el pozo y utilizar herramientas de limpieza mecánica, inyección de ácido y otros métodos para remover los depósitos de asfáltenos y parafinas.
4. Toma de nivel: se puede realizar la toma de nivel en el pozo utilizando un equipo de medición de nivel. Este equipo se introduce en el pozo a través de la línea de producción o inyección y se utiliza para medir la profundidad del nivel de fluido.

Es importante señalar que estas intervenciones son consideradas económicamente eficientes porque en comparación con las tradicionales que requieren la utilización de un equipo de intervención a pozo, una operación rigless no lo hace, lo que reduce significativamente los costos asociados con la contratación de una plataforma, el transporte y ensamblaje de esta, así como el costo de operación. Asimismo, se requiere menos personal para llevar a cabo las intervenciones rigless, lo que significa una reducción en los costos laborales y un menor riesgo de accidentes laborales.

Otro aspecto relevante es que las intervenciones rigless permiten un acceso rápido y efectivo a los pozos petroleros, lo que significa que se pueden realizar intervenciones más rápidamente y reducir el tiempo que el pozo se encuentra inactivo, lo que se traduce en una reducción de los costos asociados con la inactividad del pozo.

1.2.4 Evaluación Económica de una Intervención Petrolera

1.2.4.1 Conceptos Económicos

Evaluación Económica: La evaluación económica es un proceso que permite evaluar y comparar los costos y los beneficios de diferentes alternativas, con el objetivo de tomar decisiones informadas y eficientes. Según Drummond (2015), la evaluación económica es "la comparación sistemática de los costos y los efectos de dos o más alternativas, con el fin de identificar la alternativa que proporciona el mayor valor para el dinero invertido".

Costos: El término "costos" ha sido definido de diferentes maneras por autores de diferentes disciplinas. Una de las definiciones más ampliamente aceptadas proviene de Horngren, Datar y Rajan (2012), quienes definen el costo como "el recurso sacrificado o el dinero gastado para lograr un objetivo específico" (p.34).

Beneficio: El término "beneficio" se refiere a la ganancia, ventaja o utilidad que se obtiene de una acción o situación determinada. Según Kotler y Armstrong (2016), el beneficio puede ser tanto económico como no económico, y se puede medir en términos de dinero, satisfacción, felicidad u otros indicadores relevantes para el individuo o la organización. Por su parte, Porter (1985) destaca los beneficios para la empresa a partir de la relación con la rentabilidad y el éxito empresarial.

Efectividad: En términos económicos se puede entender como la capacidad de una empresa o individuo para lograr sus objetivos de manera rentable y sostenible, maximizando el valor generado y minimizando los costos, a través de la eficiencia en la utilización de los recursos, la innovación y la generación de valor.

Análisis de factibilidad financiera (AFE): según Gerencie, 2013 el análisis de factibilidad financiero es el que permite evaluar la viabilidad económica y financiera de un proyecto, considerando factores como costos de inversión, ingresos y costos de financiamiento. Teniendo en cuenta los riesgos asociados con el proyecto.

Análisis costo-efectividad (ACE): En términos generales, el costo-efectividad se refiere a la relación entre los costos y los resultados de una intervención, donde se busca obtener el mayor beneficio posible al menor costo. La definición original de costo-efectividad se atribuye a Weinstein y Stason (1977), quienes la definieron como "la relación entre el costo de una alternativa terapéutica y su efectividad, medida en términos de una unidad de resultado clínico" (p.41). Aunque el análisis de costo-efectividad es más común en el ámbito de la salud, puede ser aplicado en otros sectores para evaluar la relación entre los costos y los resultados de diferentes opciones de inversión o estrategias.

Incertidumbre: En términos económicos se puede entender como la falta de certeza o información completa acerca de los eventos futuros y sus consecuencias, y puede tener un impacto significativo en las decisiones económicas, la inversión, la innovación y el mercado. Según Taleb (2007), "la incertidumbre es un fenómeno omnipresente en la vida económica y social, y es imposible prever todos los eventos futuros" (p.56).

Riesgo: El "riesgo" se refiere a la posibilidad de que ocurra un evento incierto o impredecible que afecte negativamente los resultados económicos de una empresa o inversión. Según Fama y French (1992), "el riesgo se refiere a la variabilidad de los retornos esperados en el futuro" (p.35).

Opex: En términos económicos, se refiere a los gastos operativos o de explotación de una empresa, los cuales están relacionados con los costos necesarios para mantener el funcionamiento de la empresa. Según Kaplan y Norton (1996), "los gastos operativos son aquellos que están directamente relacionados con la producción de bienes y servicios, y que no se pueden evitar para que la empresa siga operando" (p. 81). Los gastos operativos incluyen una amplia variedad de costos, como los costos de la materia prima, el costo de los salarios y los beneficios de los empleados, los costos de los servicios públicos y de arrendamiento, los costos de la publicidad y el marketing, y los costos de los servicios de consultoría. Según CIMA (Chartered Institute of Management Accountants), "los gastos operativos son aquellos que están relacionados con la operación diaria de la empresa y que se deducen directamente del ingreso antes de impuestos" (p.8).

Capex: Se refiere a los gastos de capital de una empresa, los cuales están relacionados con la inversión en bienes de capital o activos fijos, como maquinaria, equipo, edificios y terrenos. Según Bragg (2020), "los gastos de capital son aquellos que están relacionados con la inversión en

activos a largo plazo que generan ingresos para la empresa durante varios años"(p. 10).

Los gastos de capital son diferentes de los gastos operativos, ya que los gastos operativos están relacionados con los costos necesarios para mantener el funcionamiento diario de la empresa, mientras que los gastos de capital están relacionados con la inversión en activos a largo plazo que generan ingresos a lo largo del tiempo. Según Brealey, Myers y Allen (2017), "la inversión en activos fijos a largo plazo puede mejorar la eficiencia y la productividad de la empresa, y aumentar su capacidad de generar ingresos a largo plazo" (p.33).

Ebitda: en términos económicos el ebitda es una medida financiera utilizada para evaluar la rentabilidad y el desempeño financiero de una empresa en el sector, proporciona una idea de cuánto efectivo puede generar una inversión antes de tener que pagar a varias partes interesadas, como pagar impuesto y reinvertir en su propio negocio (Bankrate,2022).

Lifting cost: se refiere a los costos directos asociados con la producción y mantenimiento de un yacimiento de petróleo y gas, desde su perforación hasta la venta del producto. Estos costos incluyen el costo de los materiales y la mano de obra necesarios para la producción, el mantenimiento y la reparación de equipos, así como los costos de energía y transporte asociados con la operación del yacimiento (Ledesma, 2015).

Tasa Interna de Retorno (TIR): Es una medida financiera de la tasa de interés o rentabilidad que ofrece una inversión. Es utilizada para determinar el punto de equilibrio de un proyecto, es decir, el momento en el cual el proyecto comienza a generar beneficios. Si la TIR es mayor que la tasa de descuento, el proyecto será rentable a largo plazo (Martinez, 2018).

1.2.4.2 Métodos de Evaluación Económica

Como lo menciona William Nordhaus, la evaluación económica es una herramienta fundamental para identificar y comparar los costos y beneficios de diferentes proyectos, con el fin de tomar decisiones informadas y maximizar el valor para los individuos y la sociedad.

La evaluación técnica-económica de un proyecto, como el lavado de perforados en pozos productores mediante bombeo de nafta sin equipo de varillaje, implica la consideración de diferentes métodos de evaluación económica para determinar la viabilidad y rentabilidad del proyecto. Algunos métodos comunes utilizados en la evaluación económica de proyectos:

1. Valor Actual Neto (VAN):

- El Valor Actual Neto es la diferencia entre el valor presente de los flujos de efectivo futuros y la inversión inicial. Si el VAN es positivo, el proyecto se considera viable.

2. Tasa Interna de Retorno (TIR):

- La Tasa Interna de Retorno es la tasa de descuento que hace que el VAN sea igual a cero. Es otra medida para evaluar la rentabilidad del proyecto. Si la TIR es mayor que la tasa de descuento requerida, el proyecto puede considerarse viable.

3. Periodo de Recuperación (Payback):

- El periodo de recuperación es el tiempo necesario para que la inversión inicial se recupere a través de los flujos de efectivo generados por el proyecto. Un periodo de recuperación más corto se considera generalmente más favorable.

4. Índice de Rentabilidad (IR):

- El Índice de Rentabilidad es la relación entre el valor presente de los flujos de efectivo y la inversión inicial. Un IR mayor a 1 indica que el proyecto es rentable.

5. Análisis de Sensibilidad:

- Este método implica evaluar cómo cambia la rentabilidad del proyecto ante variaciones en los parámetros clave, como costos, ingresos o tasas de descuento. Ayuda a identificar riesgos y a entender la sensibilidad del proyecto a cambios en las condiciones del mercado.

6. Costo Anual Equivalente (CAE):

- El CAE es el costo anual uniforme que tiene el mismo valor presente que los costos totales del proyecto. Permite comparar proyectos con vidas útiles diferentes.

7. Análisis de Escenarios:

- Consiste en evaluar el proyecto bajo diferentes escenarios posibles, considerando diversas condiciones económicas, tecnológicas o de mercado. Esto proporciona una visión más completa de la robustez del proyecto.

8. Beneficio-Costo (B/C):

- El Beneficio-Costo compara los beneficios totales con los costos totales del proyecto. Un B/C mayor a 1 indica que los beneficios superan los costos.

Es importante realizar un análisis detallado y utilizar varios de estos métodos para obtener una imagen completa de la viabilidad económica del proyecto. Además, se deben considerar aspectos técnicos, ambientales y sociales para una evaluación integral.

II. Marco Contextual

Generalidades de la Cuenca Caguán - Putumayo e historia de los pozos objeto de estudio

2.1 Cuenca Caguán - Putumayo

Según la información proporcionada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), la Cuenca Caguán-Putumayo abarca un área de 110,304 kilómetros cuadrados y se divide en dos subcuencas: Caguán al norte y Putumayo al sur, ubicadas en el suroeste de Colombia. Esta cuenca está delimitada por la cordillera oriental al oeste, el escudo de Guyana al este, la serranía de la Macarena al norte y la frontera internacional con Ecuador al sur. En cuanto a la subcuenca del Putumayo, comparte una historia geológica similar con la cuenca de Oriente en Ecuador y se clasifica como una cuenca de tipo antepaís (foreland). Aunque la zona norte de esta cuenca ha sido objeto de una exploración menor en comparación con otras áreas, la presencia de filtraciones de petróleo y la perforación de pozos indican que al menos existe un sistema petrolífero activo en la región.

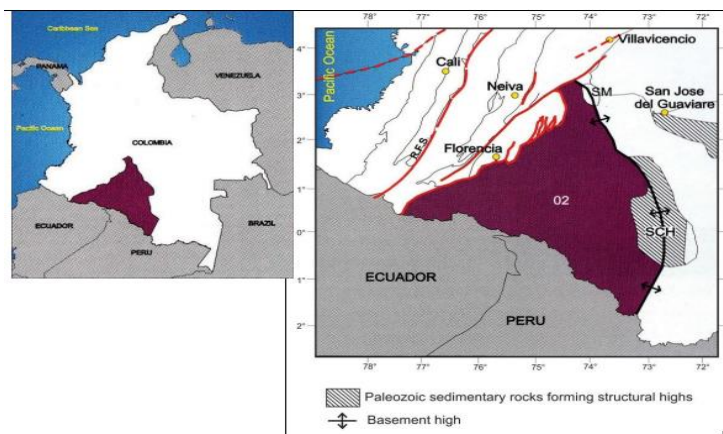


Figura 1. Localización de la Cuenca Caguán - Putumayo
Ubicación de la Cuenca en el Territorio Colombiano. Límites Topográficos y Geológicos de la Cuenca.
Fuente: Higley, (2001) (Citado por Barrero, Pardo, Vargas, & Martinez, 2007)

2.1.1 Subcuencas Caguán y Putumayo

De acuerdo con la información proporcionada por el Sistema Geológico Colombiano, las subcuencas de Caguán y Putumayo muestran un desarrollo geológico paralelo. Sin embargo, estas están divididas por una elevación geológica conocida como el paleo-alto de Florencia, el cual no es visible en la superficie, pero se detecta en las profundidades geológicas. En un mapa del tope del paleozoico creado por Carson en 2009, utilizando anomalías gravimétricas (Figura 2), se pudo establecer que este paleo-alto se relaciona con una elevación gravimétrica que marca una característica del basamento que actúa como una barrera separando las dos subcuencas.

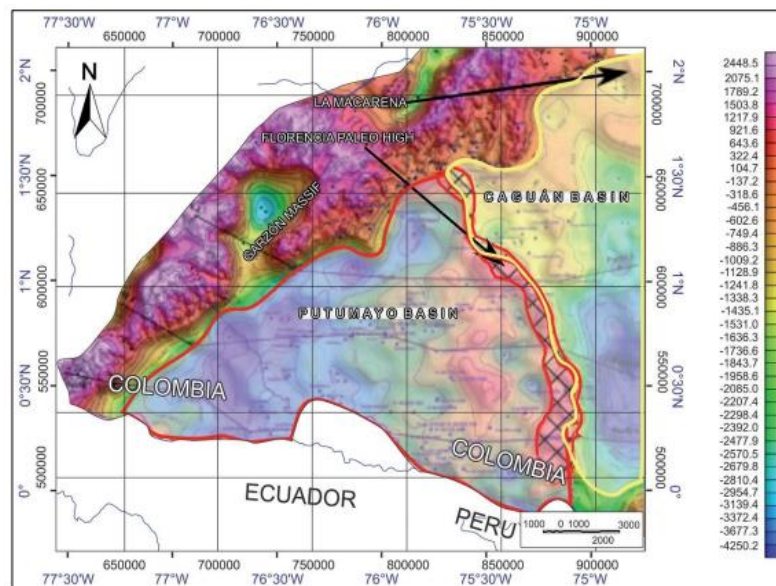


Figura 2. Mapa del Tope del Paleozoico a Partir de Anomalías Gravimétricas Muestra Claramente el Lineamiento del Paleo-Alto de Florencia, el cual Divide la Cuenca en Dos Subcuencas. Fuente: ANH (2009) (citado por Montenegro & Barragán, 2011).

2.2 Marco Geológico

A continuación, se realiza una descripción de la estratigrafía y geología estructural de la cuenca Caguán- Putumayo, lugar donde se ubican los campos que son objeto de evaluación.

2.2.1 Columna Estratigráfica

La Cuenca del Putumayo es una cuenca sedimentaria de origen del Cretácico tardío al Terciario. La estratigrafía de la cuenca se divide en tres periodos principales: la Formación Cretácica, la Formación Eocena y la Formación Miocena. La Formación Cretácica es la unidad más antigua y está compuesta principalmente por rocas silicoclásticas y carbonatadas. La Formación Eocena es una unidad intermedia compuesta principalmente por rocas silicoclásticas y lutitas. La Formación Miocena es la unidad más joven y está compuesta principalmente por rocas silicoclásticas y lutitas tal como puede verse en la Figura 3.

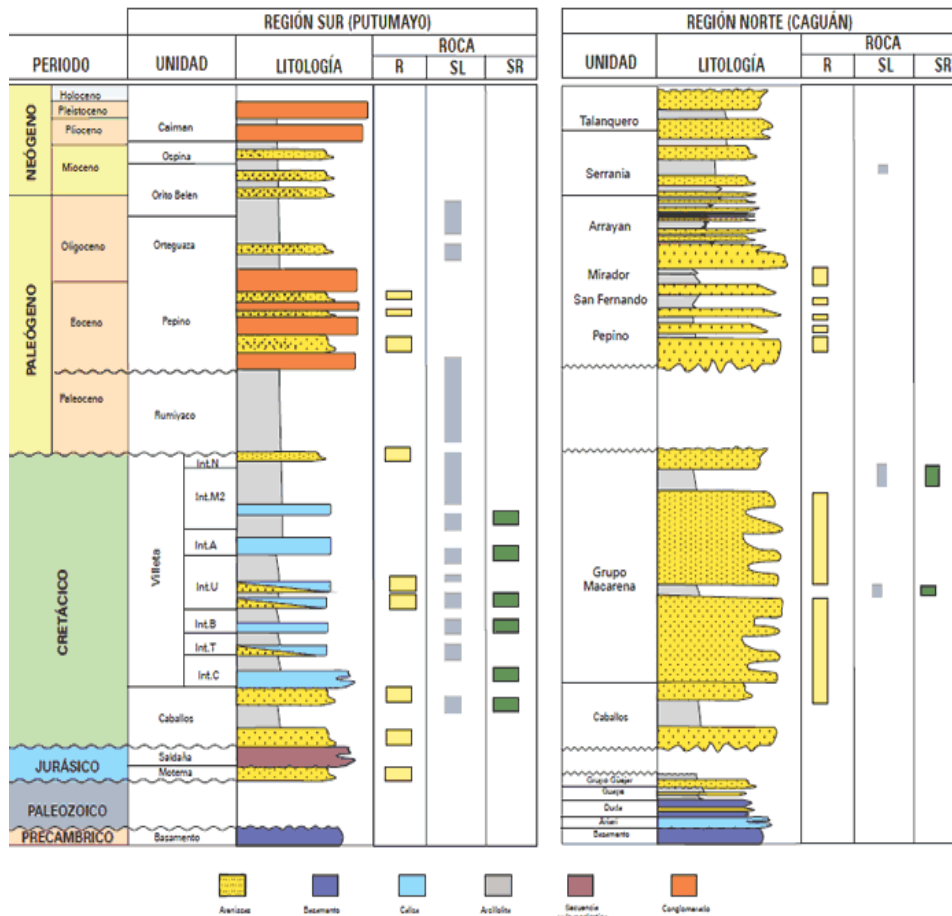


Figura 3. Columna Estratigráfica y Sistema Petrolero de la Cuenca Caguán - Putumayo
Fuente: Agencia Nacional de Hidrocarburos 2005

2.2.2 Formaciones productoras de la subcuenca del Putumayo

Según Rosello et al. (2019) “Los principales niveles reservorios en la cuenca son las areniscas cretácicas de la Fm. Caballos y secundariamente, las Areniscas T, U, M2 y N de la Fm. Villeta y la Fm. Pepino del Eoceno” (p. 10).

- **Formación caballos:** La Fm. Caballos al oeste del quiebre más occidental presenta mejores condiciones de reservorio, lo cual está asociado a cambios laterales de facies desde ambientes continentales al occidente a marinos poco profundos a transicionales al oriente. En los bordes de los lineamientos o entre ellos se han presentado condiciones favorables para el desarrollo de crecimientos calcáreos durante el Cretácico (Fm Villeta). (Rosello et al. 2019, p. 11).
- **Formación Villeta:** La Fm. Villeta, acusa producción a partir de niveles arenosos en la mayoría de los campos de la Cuenca Putumayo, sin embargo, no se han realizado suficientes evaluaciones en sus niveles calcáreos. Esta secuencia se dispone traslapando al basamento con potencias variables máximas del orden 1200 pies (366 m) en el flanco occidental que decrecen progresivamente hasta desaparecer hacia el borde oriental. (Rosello et al. 2019, p. 11).

Otros autores (Vargas, 2007) definen que el sistema petrolífero de la cuenca está conformado por una falla inversa de ángulo alto y anticlinales que contienen la mayor parte del petróleo descubierto hasta ahora. Determinando que la formación Villeta la conforman calizas y lutitas que representan las mejores rocas generadoras de petróleo, estas rocas presentan materia orgánica marina tipo II y un TOC (Carbono Orgánico Total) entre 0,5 % y 1,0 %, mientras que la

formación Caballos la conforman lutitas de materia orgánica tipo III, representando una fuente secundaria de hidrocarburos y con un TOC de mayor a 0,5%.

2.3 Áreas Asignadas a Contratos de Hidrocarburos en la Cuenca

En el año 2022, la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) informa que Colombia tiene 445 áreas asignadas a contratos de hidrocarburos, cubriendo un total de 20,420,474 hectáreas en todo el país. De estas áreas, 234 están en estado de producción, 204 en exploración, 5 en evaluación técnica y 2 son contratos especiales de proyectos de investigación. Estas áreas están distribuidas entre 84 empresas operadoras, siendo notables Ecopetrol S.A, Frontera Energy Colombia Corp, Parex Resources (Colombia), Hocol S.A, Gran Tierra Energy Colombia Llc y Geopark Colombia S.A.S, las cuales tienen asignadas 191 áreas de las 445 establecidas por la ANH.

En particular, la cuenca Caguán-Putumayo cuenta con 41 áreas asignadas, abarcando 2,735,778 hectáreas (ver Figura 4). De estas, 28 áreas están en fase de exploración, 12 en producción y 1 en evaluación técnica. Estas áreas asignadas en la cuenca Caguán-Putumayo están distribuidas entre 10 compañías petroleras, destacándose Amerisur Exploracion Colombia Limited, Gran Tierra Energy Colombia Llc y Ecopetrol S.A, que poseen 26 de los 41 contratos de asignación de área en la cuenca Caguán-Putumayo, según el listado de asignación de áreas actualizado por la ANH para el año 2022.

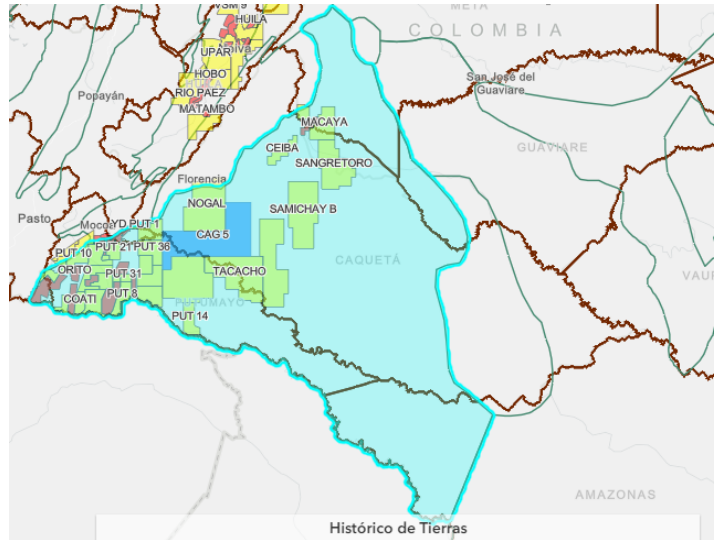


Figura 4. Mapa de Áreas Asignadas con Contratos de Hidrocarburos en la Cuenca Caguán - Putumayo
 Bloques de color amarillo: Exploración. Bloques de Color Azul: Trabajos de Evaluación. Bloques de color rojo: Explotación de Hidrocarburos. Bloques de Color Blanco: son Aquellas Áreas que no han Sido Objeto de Asignación
 Fuente: ANH (2022)

2.4 Producción de Hidrocarburos en la Cuenca

Actualmente la producción petrolera de la cuenca Caguán-Putumayo de acuerdo con la información suscripta por la Agencia Nacional de Hidrocarburos en el último reporte de fiscalización de producción del año 2022, corrobora que la explotación de hidrocarburos de la cuenca Caguán- Putumayo, tiene un promedio de 18.363 barriles de petróleo por día (BOPD) y 10.27 millones de pies cúbicos por día (MPCD) de gas. La producción de hidrocarburos de la cuenca se distribuye por los departamentos de Cauca, Meta, Nariño y Putumayo. En este último (Putumayo), la explotación de la cuenca genera una producción de petróleo en promedio de 15.691 BOPD y 5,89 millones de pies cúbicos por día (MPCD) de gas, producto de 23 campos petroleros ubicados específicamente en la subcuenca Putumayo.

2.4.1 Campos Productores de la Cuenca

La cuenca Caguán- Putumayo, se explota mediante 27 campos petroleros operados por 4 compañías y con una producción en promedio para el periodo comprendido entre el mes de enero

y octubre del 2022 de 18.363 BOPD y 10.27 MPCD de gas; teniendo como generalidades que el campo Sucumbíos ubicado en el municipio de Ipiales en el departamento de Nariño, es el campo con mayor producción de gas de toda la cuenca con 4,38 MPCD de gas.

A continuación, se relaciona datos recolectados por la ANH en el último informe de fiscalización de producción del año 2022:

Tabla 1. Compañías Operadoras que Realizan Explotación en la Cuenca Caguán - Putumayo

OPERADORA	Números de Campos
AMERISUR EXPLORACION COLOMBIA LTD	1
ECOPETROL S.A.	13
EMERALD ENERGY PLC SUCURSAL COLOMBIA	3
GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA, LLC	10
Total, general	27

Tabla 2. Ubicación y Producción de Petróleo por Departamento de los Campos Activos de la Cuenca Caguán - Putumayo

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE LA CUENCA CAGUÁN-PUTUMAYO		
Departamento	Números de Campos	BOPD
CAUCA	2	507.44
META	1	1831.61
NARIÑO	1	332.77
PUTUMAYO	23	15691.10
Total, general	27	18362.92

Tabla 3. Producción de Petróleo por Compañía Operadora en la Cuenca

PRODUCCIÓN DE PETRÓLEO DE LA CUENCA CAGUÁN-PUTUMAYO		
OPERADORA	Números de Campos	BOPD
AMERISUR EXPLORACION COLOMBIA LTD	1	2043.11
ECOPETROL S.A.	13	6052.28
EMERALD ENERGY PLC SUCURSAL COLOMBIA	3	2186.91
GRAN TIERRA ENERGY COLOMBIA, LLC	10	8080.62
Total, general	27	18362.92

2.5 Historia del Campo A

La historia de producción para el campo A, inicia en el año 2008, con la perforación del pozo A1 alcanzando una profundidad de 8.445 pies (alrededor de 2574 metros), en zona rural del departamento del Putumayo. La "presencia de petróleo" declara la comercialidad del Campo para el año 2009, en donde la formación Caballos inferior aportó un caudal promedio de 96 barriles de petróleo por día (BPD) y las arenas superiores produjeron a una tasa promedio de 195 BPD, dando como resultado una producción combinada de los yacimientos productores del orden de 300 BPD, en flujo natural. El crudo extraído del pozo A1 presentó en sus pruebas iniciales una gravedad API de 26 grados.

2.6 Pozos del campo A

El campo A, cuenta actualmente (2023) con 4 pozos, en donde A1, A3, A4 son pozos inactivos y A2 activo. El pozo A2, se encuentra completado con sistema de levantamiento artificial en bombeo electrosumergible y su producción es direccionada a través de líneas de recolección hasta una Batería de producción, para su deshidratación, tratamiento y entrega en especificaciones de venta para el crudo, inyección para el agua y quema para el gas.

2.7 Intervenciones al Pozo A2

Luego del completamiento del pozo A2 en diciembre de 2020 el cual se realizó mediante el cañoneo en las unidades superiores de la formación Caballos utilizando cañones bajados por el revestidor (CSG Gun) y puesta en marcha del sistema de levantamiento (SLA) tipo BES (Bomba electrosumergible) se presentó una producción de 840 barriles de fluidos por día (BFPD) y un porcentaje de sedimento básico y agua (BSW) del 10% de producción.

2.7.1 Antecedentes del Pozo A2

2.7.1.1 perforación

El pozo A2 es un pozo direccional tipo “S”, el cual fue perforado hasta una profundidad final de 9550 MD / 7643.44 TVD en 4 secciones.

- Sección de 17 1/2”: Inicio de la perforación hasta 1920 ft (pies), con litología en 1920 ft de 80% arcillolita, 20% limolita.
- Sección de 12 1/4”: Desde 1920 ft hasta 7541 ft, perforando así las formaciones Orteguaza, Pepino y Rumiayaco, obteniendo litología a 7500 ft de 90% arcillolita, 10% limolita.
- Sección de 8 1/2”: Partiendo de 7541 ft hasta 9414 ft, perforando la formación Villeta y

con una última litología a 9014 ft de 70% arenisca, 30% limolita.

- Sección de 6’’: Se finaliza el pozo A2 con la perforación de las formaciones Caballos y Motema hasta 9550 ft (TD) con una última litología a 9125 ft de 40% arenisca, 30% arena, 20% lutita, 10% limolita.

2.7.1.2 Completamiento Inicial

La intervención para el completamiento se llevó a cabo desde el primero de noviembre del 2020 hasta el tres de diciembre del mismo año. Se cañoneo los intervalos 9320’-9365’, 9289’-9293’, 9243’-9279’, 9184’-9214’ con la utilización de cañones TCP con tubería de 2-7/8” y 2-3/8”, para finalmente completar el pozo con una bomba electro sumergible.

2.8 Producción del Pozo A2

2.8.1 Producción de agua y aceite

El pozo A2, desde su puesta en producción el 23 de febrero de 2021 hasta el 5 de junio del 2022, alcanzó 460 días de run life (duración o vida útil de un equipo), reportó una pérdida del 45% de su productividad en comparación con los niveles de producción iniciales, reflejando una acelerada declinación de -20 BOPD/mes en promedio.

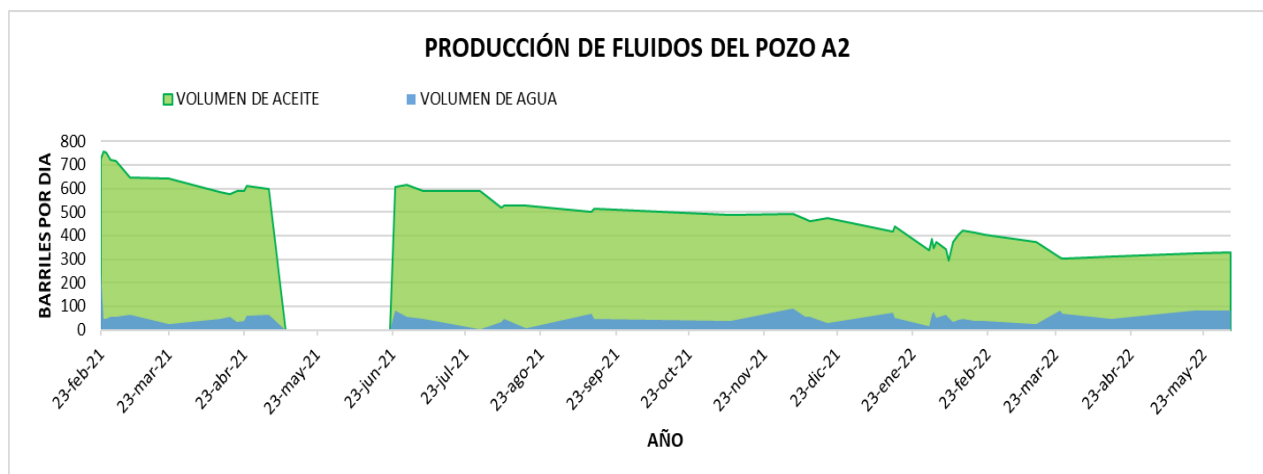


Figura 8. Perfil de Producción de Líquidos del Pozo A2

Fuente: Compañía Operadora

2.8.2 Producción de Aceite

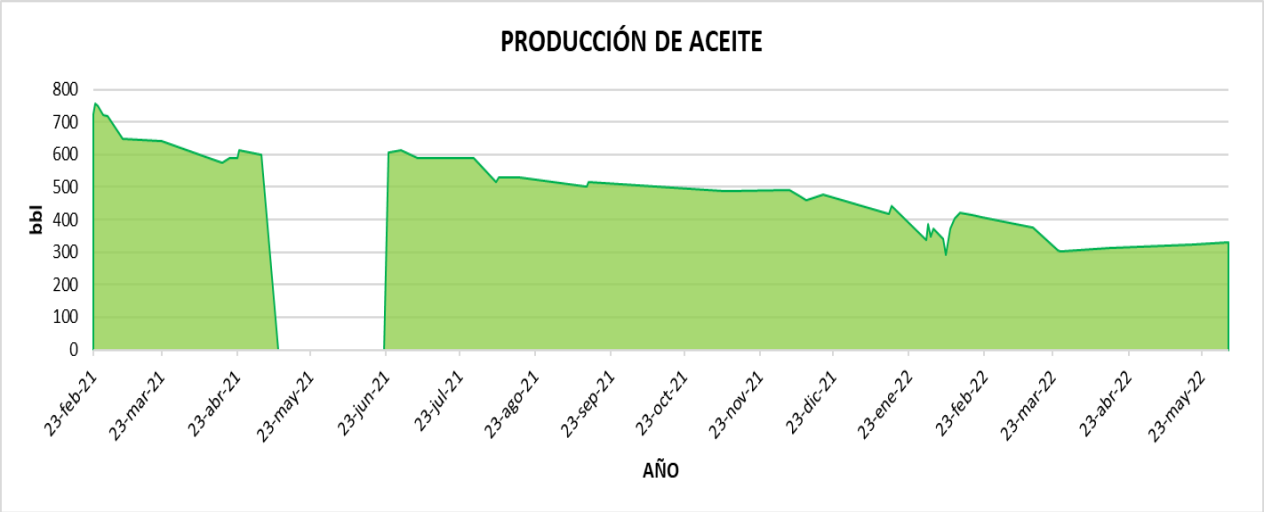


Figura 9. Producción de Aceite del Pozo A2

Fuente: Compañía Operadora

2.8.3 Producción de Agua

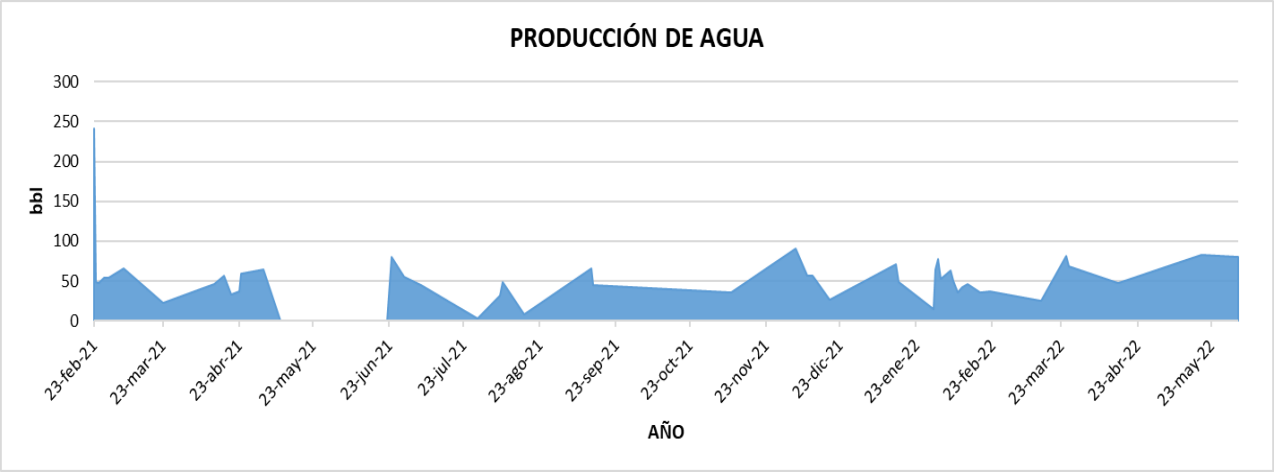


Figura 10. Producción de Agua del Pozo A2

Fuente: Compañía Operadora

2.8.4 Producción de Gas

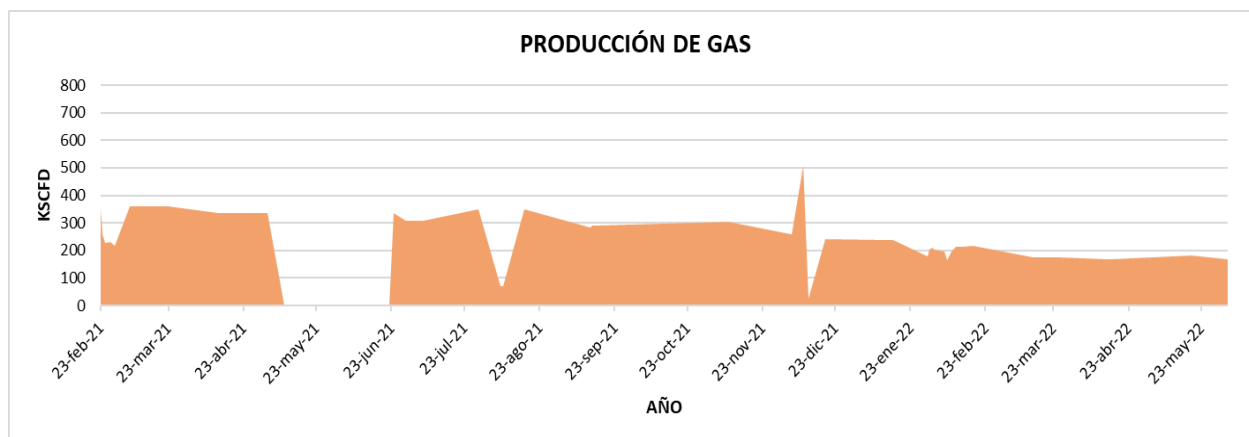


Figura 11. Producción de Gas del Pozo A2

Fuente: Compañía Operadora

2.8.4.1 Cromatografía del Gas del Pozo A2

Tabla 5. Información Específica de Gas del Pozo A2

Fuente: Compañía Operadora

GRAVEDAD ESPECÍFICA (Air=1 @ 14,73 psia & 60°F)	1.5193	VALOR CALORÍFICO IDEAL NETO (BTU/ft³ @ 14,65 psia 60°F)	482
PESO MOLAR (g/gmol)	43.87	PRESIÓN PSEUDO CRÍTICA (psia)	965
DENSIDAD GAS IDEAL (kg/m³ @ 14.65 psia, 60°F)	1.8517	TEMPERATURA PSEUDOCRÍTICA (Rankine)	560
VALOR CALORIFICO IDEAL BRUTO (BTU/ft³ @ 14,65 psia 60°F)	535	FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS (Z @ 14,65 psia 60°F)	0.8275

Tabla 6. Composición del Gas del Pozo A2

Fuente: Compañía Operadora

CROMATOGRAFÍA DE GASES DEL POZO A2	
Fecha de Muestreo	dic-22
Sustancia	%Molar
N - METANO	6.7
N - ETANO	1.58
N - PROPANO	4.37
ISO - BUTANO	1.4
N - BUTANO	3.61
ISO - PENTANO	1.2
N - PENTANO	1.17
N - HEXANO (+)	0.33
N - HEPTANO (+)	0.373
N - OCTANO (+)	0.129
N - NONANO (+)	0.041
N - DECANO (+)	0.182
DIÓXIDO DE CARBONO	78.38
NITRÓGENO	0.535

2.9 Velocidad de la bomba y Presión PIP del Pozo A2

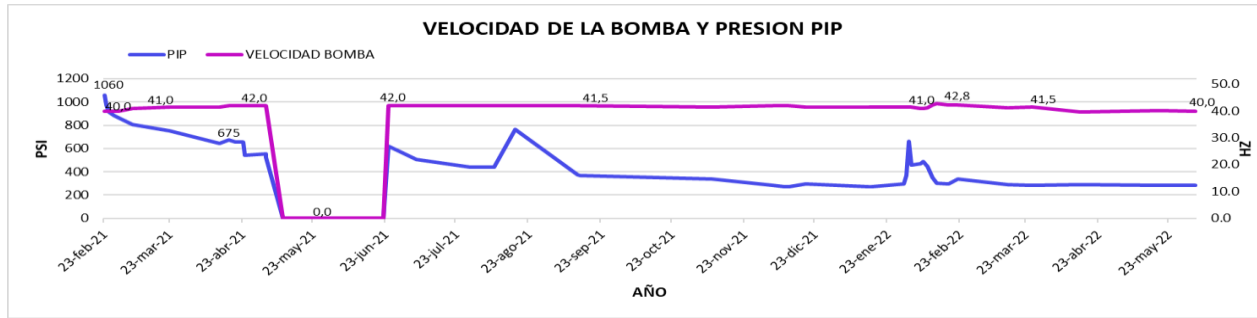


Figura 12. Presión de Entrada de la Bomba (PIP) en Psi y Velocidad de la Bomba en Hz del Pozo A2

Fuente: Compañía Operadora

2.10 Presión PWF del Pozo A2

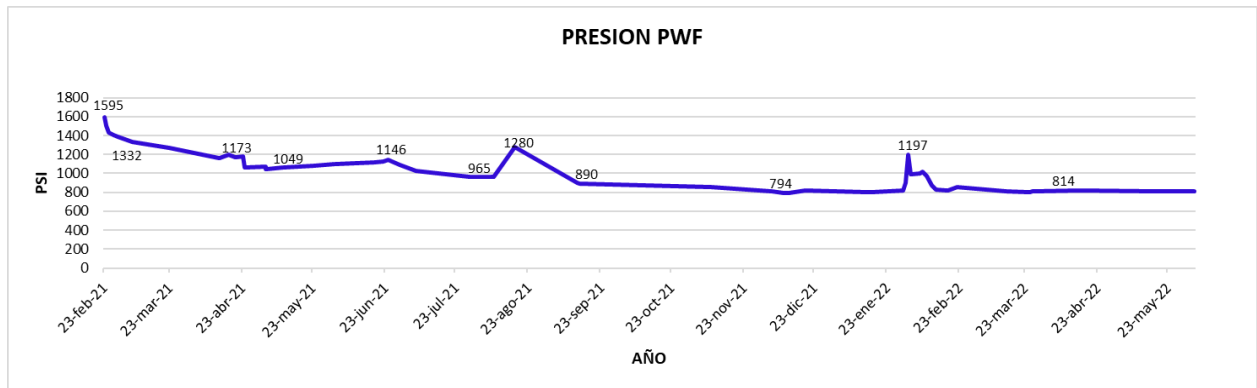


Figura 13. Presión Pwf del Pozo A2

Fuente: Compañía Operadora

2.11 Comportamiento del BSW y °API del Pozo A2

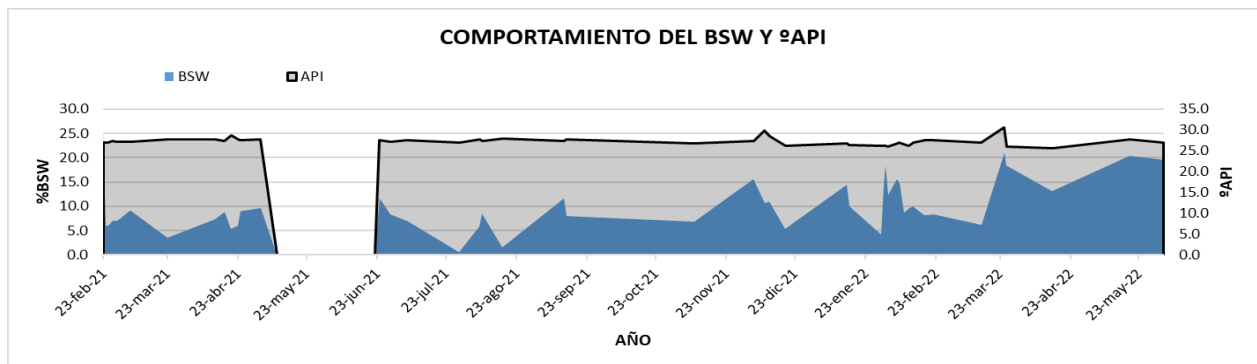


Figura 14. Comportamiento del BSW y °API del Pozo A2

Fuente: Compañía Operadora

2.12 Estado Mecánico del Pozo A2

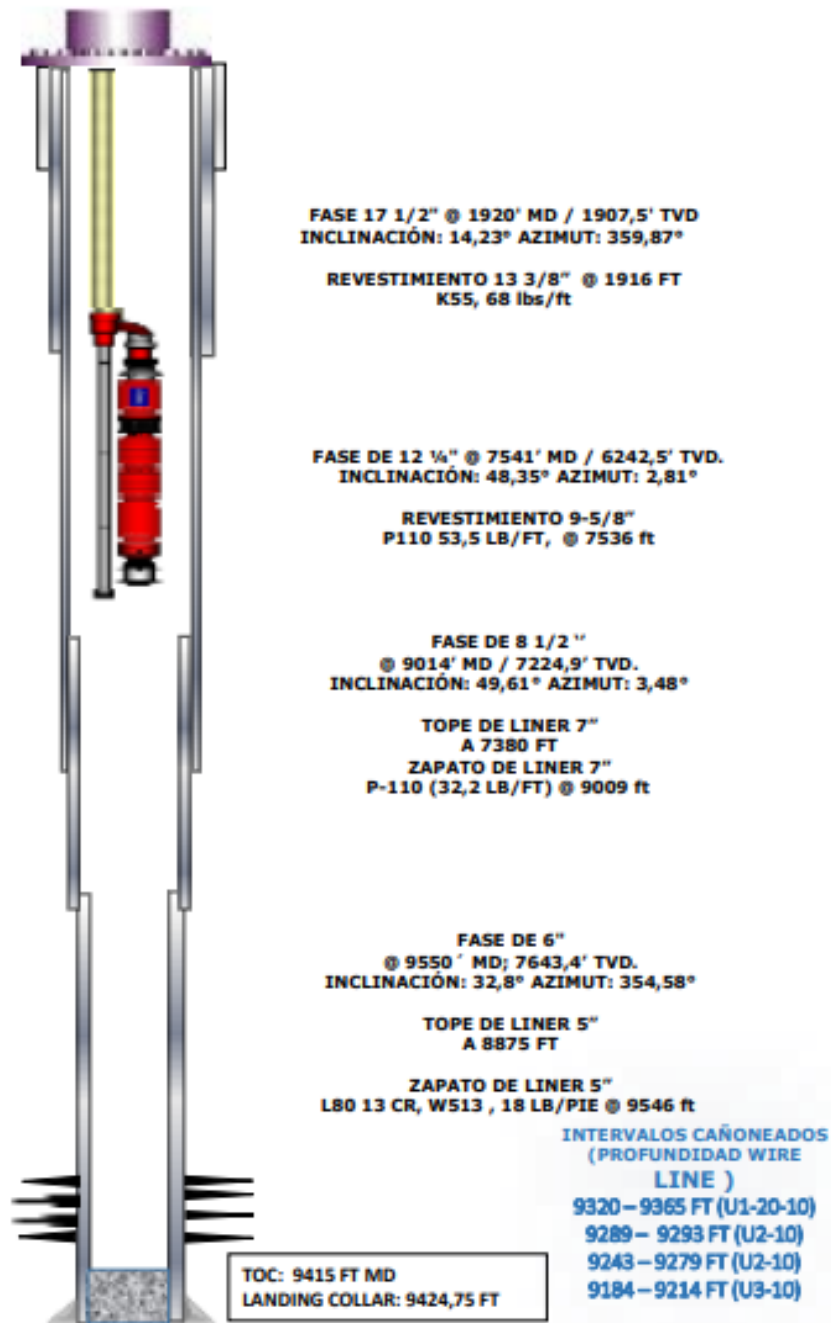


Figura 15. Estado Mecánico del Pozo A2

Fuente: Compañía Operadora

sistema de levantamiento en bombeo mecánico (BM); la producción del campo es direccionada hacia la Batería donde se reciben los fluidos de otros dos campos para su deshidratación, tratamiento y entrega en especificaciones de venta para crudo, inyección para el agua y quema para el gas.

2.15 Intervenciones al Pozo B3

El pozo se perforó en 1987 con una profundidad total de 10763 Ft, con 36 años de vida útil el pozo ha tenido innumerables intervenciones producto de su constante actividad. Actualmente el pozo se encuentra con sistema de levantamiento artificial (SLA) tipo BES (Bomba electrosumergible) y su potencial ronda los 320 BOPD, siendo el pozo con la mayor producción del campo B.

2.15.1 Antecedentes Relevantes del Pozo

2.15.1.1 Intervenciones previas a octubre del 2008

- OCTUBRE 2008: Cambio de tubería y cambio de equipo de fondo.
- ABRIL 2008: Cambio de tubería rota por corrosión y cambió equipo de fondo
- SEPTIEMBRE 2007: Cambio de bomba BES
- JULIO 2007: Tratamiento orgánico y lavado ácido con Coiled Tubing.
- ABRIL 2007: Equipo BES aterrizado (cable) y bomba atascada. Cambió equipo de fondo
- DICIEMBRE 2006: Servicio de pesca (ruptura Jta No. 20), limpió por circulación fondo @ 10624' y cambió equipo de fondo

2. 15.1.2 Mantenimiento well service BES (2014)

La intervención para el mantenimiento de la bomba electrosumergible se llevó a cabo desde el cinco de diciembre del 2014 hasta el once de diciembre del mismo año. Se desacopló BHA BES encontrando arena compactada y en gran cantidad en el BHA desde la Check Valve hasta el Intake. Se bajó BHA de calibración Junk Mill 6" y se encontró fondo limpio @ 9997,71 ft. Se realizó limpieza y se bajó BHA BES con Intake a 8790,90 ft.

2.15.1.3 Workover: Estimulación y Completamiento BES (2019)

La estimulación se llevó a cabo desde el cinco de agosto del 2019 hasta el veintiuno de agosto del mismo año. El fluido que se bombeó a la formación Villeta N en los intervalos (9429 - 9463 Ft y 9480 -9501) fue Ácido para combatir los depósitos inorgánicos y una mezcla de Alcohol, Xileno y Diesel para los Orgánicos.

2.15.1.4 Well Service BES (2021)

El well service se llevó a cabo desde el veintiocho de noviembre del 2021 hasta el dos de diciembre del mismo año. Se sacó BHA BES, no se recuperó arena, se realizó un lavado de perforados con 72 bbl de Nafta + 20 bbl de KCL 8.4 ppg inhibido y desplazó con 76.5 bbl de salmuera, se cambió bomba por falla eléctrica en el motor de fondo presentando desconexión del cable MLE cambiando el cable MLE, armó y bajó BHA BES con tubería 3 ½ pulgadas con Intake a 8905 ft.

2.15.1.5 Mantenimiento Well Service BES (2022)

En septiembre del 2022 se declara falla en el sistema de levantamiento con 281 días Runlife por sobrecarga de motor y alta temperatura de motor después de varios días de intentos de arranque del pozo sin éxito por lo que se realiza cambio de bomba.

2.16 Producción del Pozo B3

2.16.1 Producción de Agua y Aceite

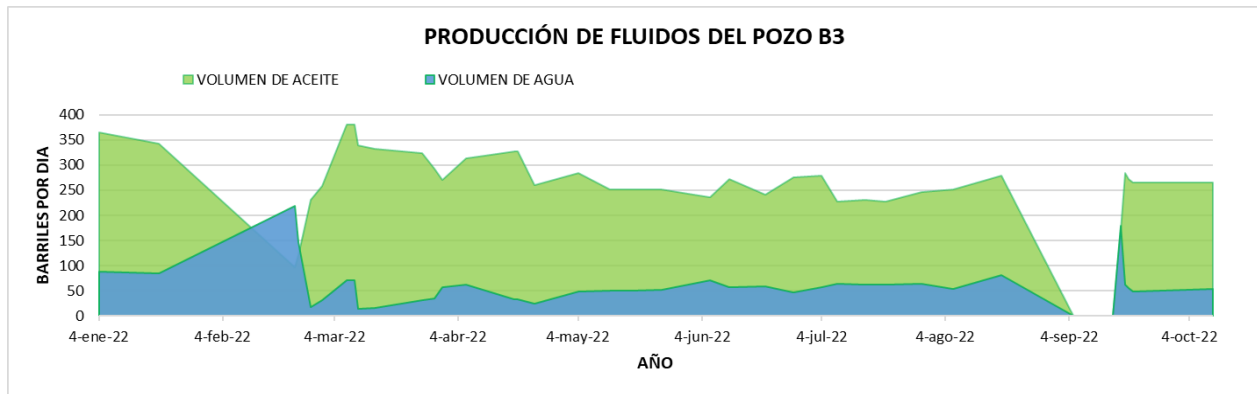


Figura 17. Perfil de Producción de Líquidos del Pozo B3

Fuente: Compañía Operadora

2.16.2 Producción de Aceite

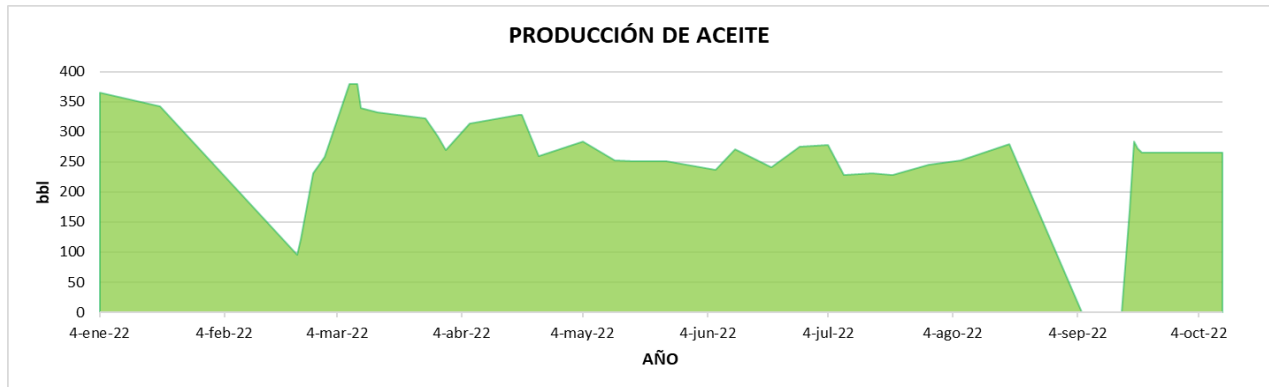


Figura 18. Producción de Aceite del Pozo B3

Fuente: Compañía Operadora

2.16.3 Producción de Agua

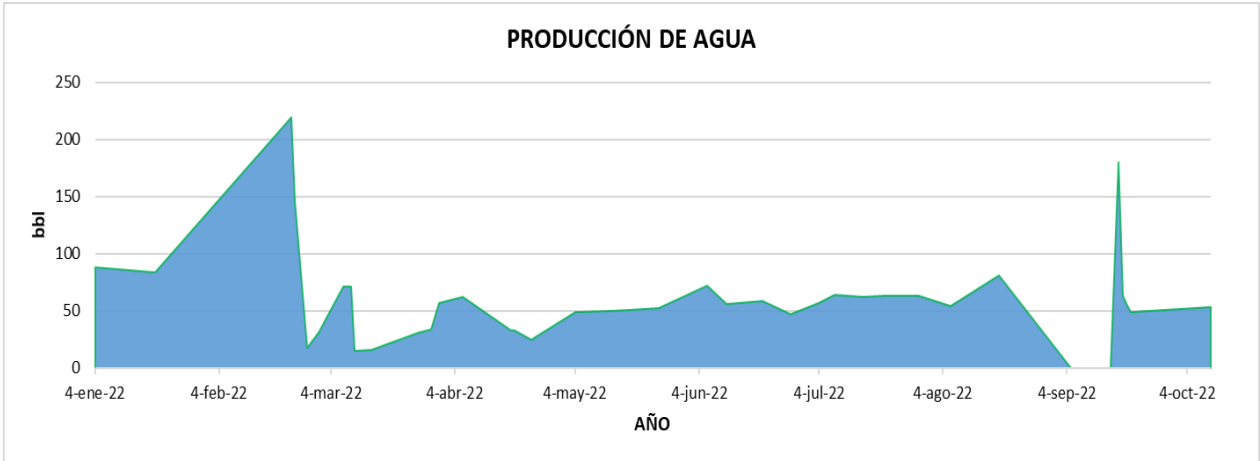


Figura 19. Producción de Agua del Pozo B3

Fuente: Compañía Operadora

2.16.4 Producción de Gas

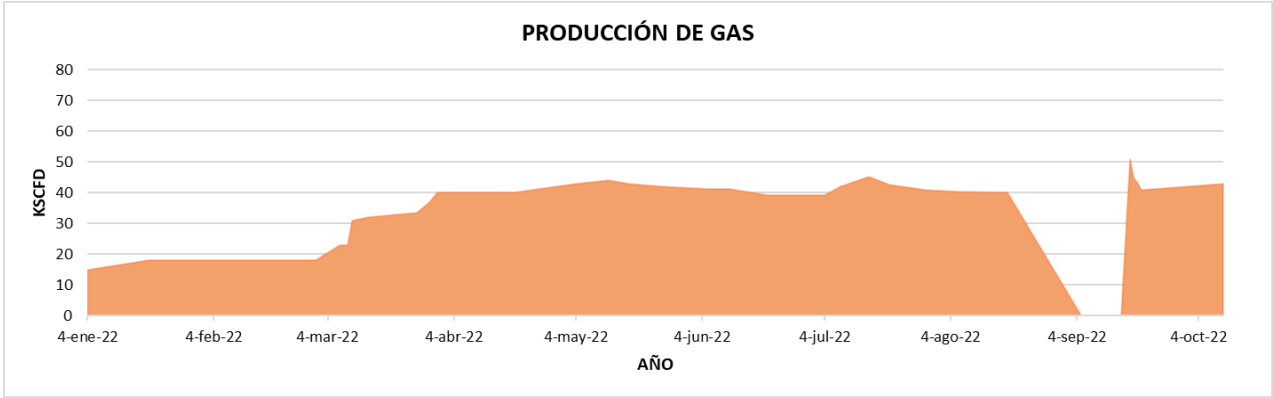


Figura 20. Producción de Gas del Pozo B3

Fuente: Compañía Operadora

2. 16.4.1 Cromatografía del Gas

Tabla 7. Información Específica de Gas del Pozo B3

Fuente: Compañía Operadora

GRAVEDAD ESPECÍFICA (Air=1 @ 14,73 psia & 60°F)	1.3169	VALOR CALORÍFICO IDEAL NETO (BTU/ft ³ @ 14,65 psia 60°F)	980
PESO MOLAR (g/gmol)	38,02	PRESIÓN PSEUDO CRÍTICA (psia)	816
DENSIDAD GAS IDEAL (kg/m ³ @ 14.65 psia, 60°F)	1.6049	TEMPERATURA PSEUDOCRÍTICA (Rankine)	526
VALOR CALORIFICO IDEAL BRUTO (BTU/ft ³ @ 14,65 psia 60°F)	1087	FACTOR DE COMPRESIBILIDAD DEL GAS (Z @ 14,65 psia 60°F)	0,7700

Tabla 8. Composición del Gas del Pozo B3

Fuente: Compañía Operadora

CROMATOGRAFÍA DE GASES DEL POZO B3	
Fecha de Muestreo	dic-22
Sustancia	%Molar
N - METANO	29.1
N - ETANO	5.82
N - PROPANO	8.47
ISO - BUTANO	1.61
N - BUTANO	4.59
ISO - PENTANO	1.60
N - PENTANO	1.68

N - HEXANO (+)	0.586
N - HEPTANO (+)	0.745
N - OCTANO (+)	0.304
N - NONANO (+)	0.256
N - DECANO (+)	0.286
DIÓXIDO DE CARBONO	43.5
NITRÓGENO	1.19

2.17 Presiones PIP y PWF del Pozo B3

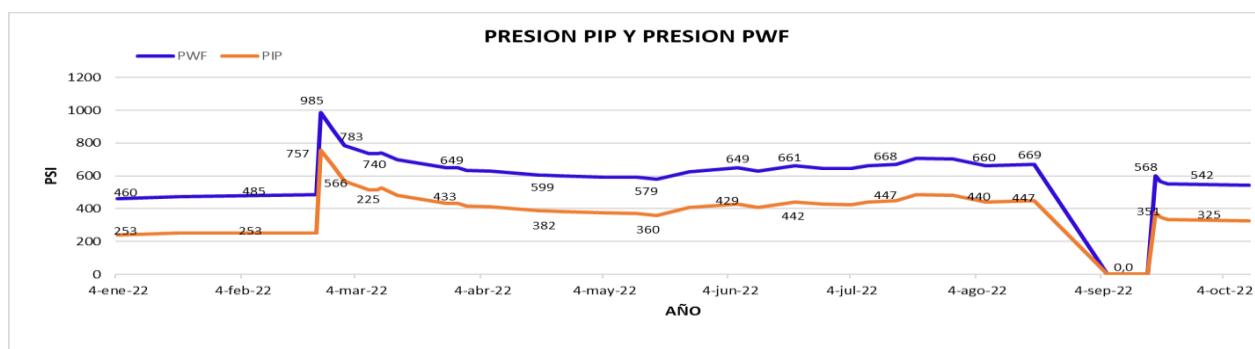


Figura 21. Presión de Entrada de la Bomba (PIP) y Presión de Fondo Fluyente (PWF) del Pozo B3
Fuente: Compañía Operadora

2.18 Comportamiento del BSW y °API del Pozo B3

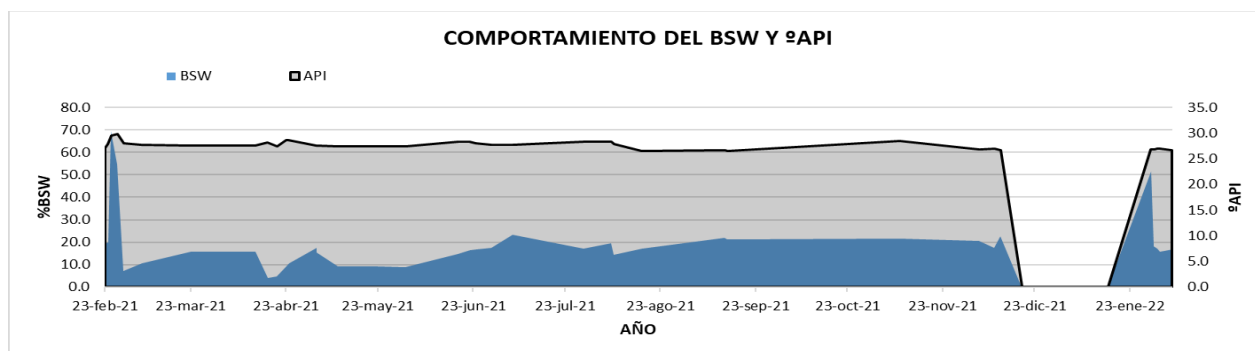


Figura 22. Comportamiento del BSW y °API del Pozo B3
Fuente: Compañía Operadora

2.19 Velocidad de la Bomba y Presion PIP del Pozo B3

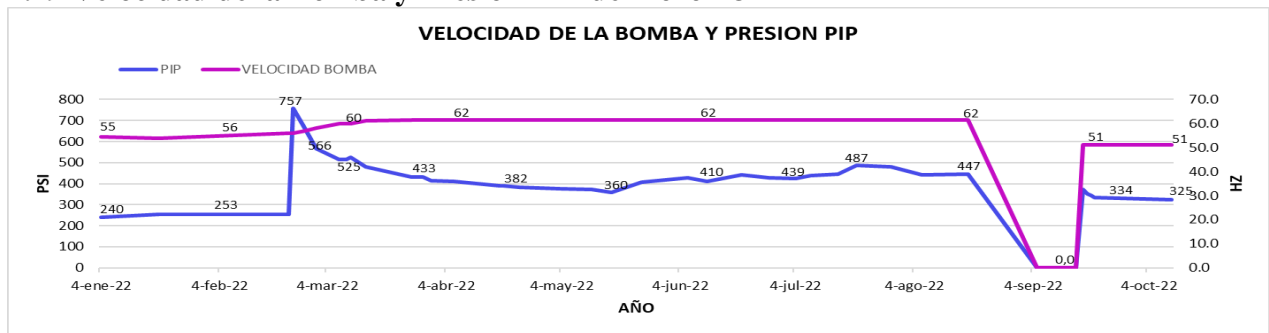


Figura 23. Velocidad de la Bomba del Pozo B3
Fuente: Compañía Operadora

2.20 Estado Mecánico del Pozo B3

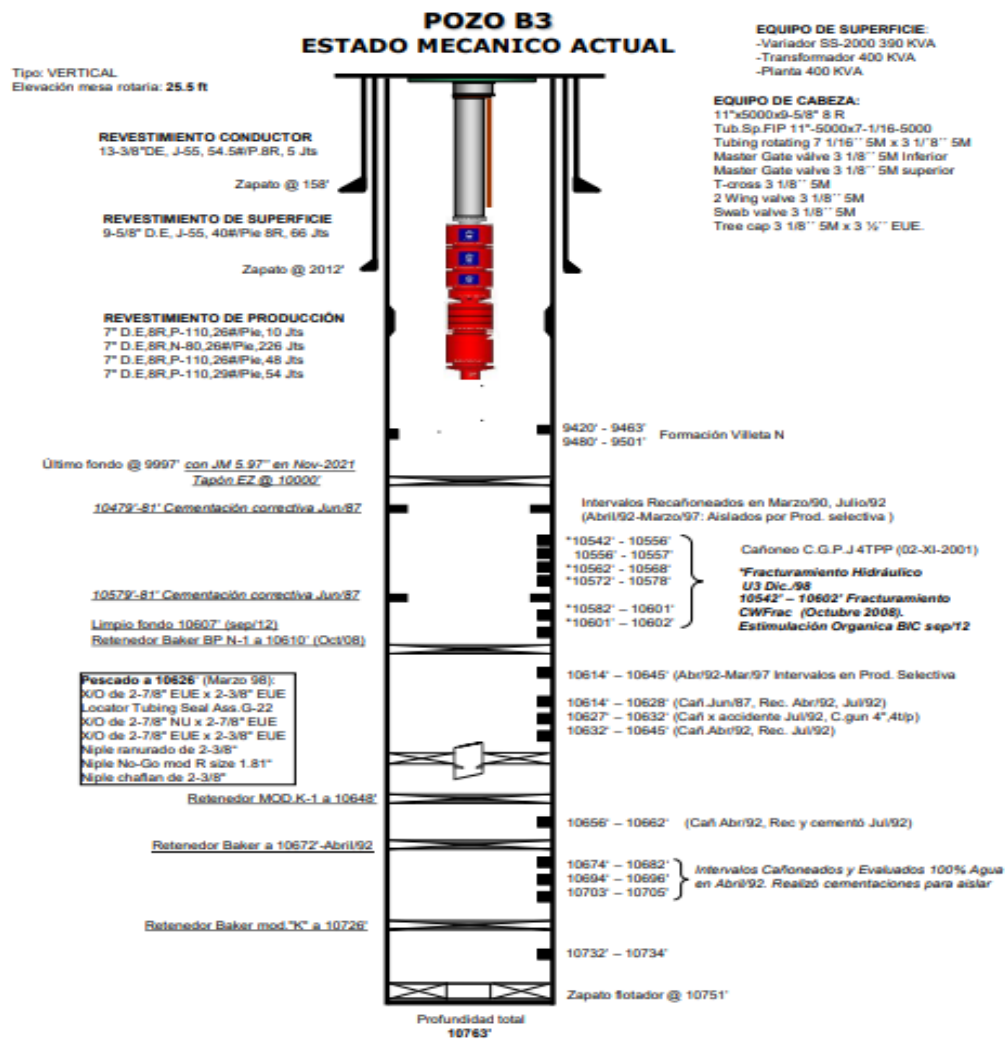


Figura 24. Estado Mecánico del Pozo B3
Fuente: Compañía Operadora

III. Marco Metodológico

3.1. Diseño Metodológico de la Intervención

A partir de la información recopilada en los capítulos anteriores de este documento, titulados "Información de Producción del Campo A" e "Información de Producción del Campo B", se ha obtenido toda la información de producción y variables operativas de los pozos A2 y B3 antes de la intervención del lavado de perforados que se evalúa en esta investigación. Esta información ha sido la base para la planificación y ejecución de una estrategia e intervención diseñada por ingenieros de la compañía operadora para combatir la posible obstrucción del flujo, resultado de la depositación orgánica en los perforados. En este contexto, se presenta a continuación un análisis y caracterización del problema abordado en la investigación.

3.2 Análisis de los Datos y Caracterización del Problema

Este análisis se enfoca en los pozos A2 y B3, los cuales han experimentado una disminución en producción y presiones PIP y PWF, generando una alerta operacional por su impacto económico negativo en los costos de operación. Frente a esta situación, los ingenieros de los campos A y B han diseñado acciones operativas para contrarrestar la disminución de producción, manteniendo las curvas básicas trazadas para cada campo. El pozo B3 es el principal productor del campo B, mientras que el A2 es el único pozo activo del campo A.

La disminución en la producción y presiones ha sido crítica para los campos A y B, requiriendo un análisis detallado para encontrar soluciones efectivas. Las acciones operativas buscan mejorar la eficiencia de la producción, considerando las circunstancias de cada pozo y optimizando el proceso en general para mantener la producción prevista y minimizar los costos de

operación.

El pozo A, en producción desde febrero de 2021, ha experimentado una pérdida promedio de 20 barriles por día cada mes, reduciendo la producción de 750 barriles diarios en febrero de 2021 a menos de 350 barriles diarios en junio de 2022. Esta merma ha tenido consecuencias financieras significativas, especialmente considerando el precio promedio del barril de petróleo Brent en 2022, que alcanzó los 106,82 dólares.

En el caso del pozo B, se detectó una disminución en la producción y problemas en la eficiencia de la bomba BES. A pesar de su sustitución en septiembre de 2022, el pozo no recuperó su capacidad productiva óptima. La investigación también señaló una posible deposición de orgánicos precipitados en los perforados como causa de la pérdida de producción en A2 y B3. Un diagnóstico exhaustivo y pruebas indicaron la presencia de asfáltenos, y se formularon recomendaciones químicas para su dispersión e inhibición, abordando así el problema identificado.

3.2.1 Prueba de Evaluación de Calidad de Crudo “Screening Test “

3.2.1.1 Screening Test para el Crudo del pozo A2

Para detectar la presencia de asfáltenos en la muestra del pozo A2, se llevó a cabo el screening test. En las figuras 26 y 27 se presentan los resultados obtenidos para la muestra del pozo A2.



*Figura 26. Muestra de Apariencia Líquida con Ausencia de Depósitos de Sólidos durante el Análisis y Centrifugado
Muestra proporcionada por la Compañía Operadora
Fuente: Compañía Contratista*



Figura 27. BS&W de la Muestra

W 0,25% BS 1,25%, se Evidencias Emulsión e Interfase no Definida en la Muestra

Fuente: Compañía Contratista

Para determinar la estabilidad de los asfáltenos presentes en la muestra de petróleo, se realizó un análisis cualitativo de Oliensis, la cual mostró, inestabilidad crítica presentes en la muestra de petróleo. En la *figura 28* se puede observar que la gota número tres (3), reflejó la aparición del anillo o aureola, lo que indica que los asfáltenos tienen características críticamente inestables, según la *tabla 9*.



Figura 28. Resultados de la Prueba de Oliensis para la Caracterización de Asfáltenos del pozo

Fuente: Compañía Contratista

A Continuación, se presenta la escala de medición de asfáltenos, la cual está dada por el número de gotas y grado de estabilidad:

Tabla 9. Escala de Medición de Asfáltenos

NÚMERO DE GOTAS	GRADOS DE ESTABILIDAD
<i>1 a 3</i>	<i>Críticamente inestables</i>
<i>4 a 6</i>	<i>Inestables</i>
<i>7</i>	<i>Umbral</i>
<i>8 a 10</i>	<i>Estables</i>

En la siguiente imagen se mostrarán los resultados del screening test realizado en el pozo A2 con una concentración de 500 μ l durante un periodo de 60 minutos. Esta prueba es una herramienta esencial en la evaluación del rendimiento y la calidad del pozo, por lo que sus resultados son cruciales para tomar decisiones informadas en cuanto a su operación y mantenimiento.

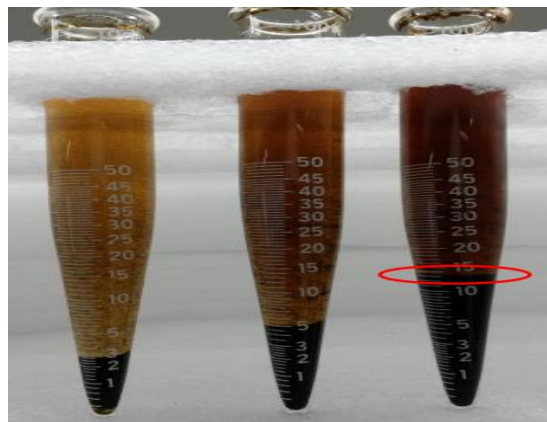


Figura 29. Screening Test para el Pozo A2 con 500ul @ 60 min

Fuente: Compañía Contratista

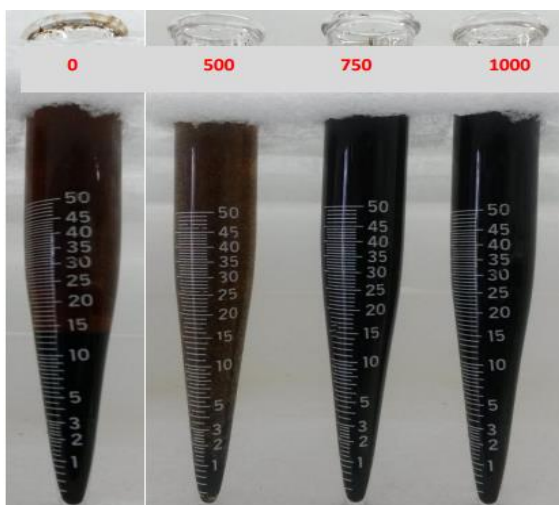


Figura 30. Resultados de la Prueba de ADT con Dispersante/Inhibidor Pozo A2
Fuente: Compañía Contratista

Tabla 10. Concentración de Dispersante de Asfáltenos

<i>Concentración PQ</i>	<i>Zero</i>	<i>500 ppm</i>	<i>750 ppm</i>	<i>1000 ppm</i>
<i>% de Precipitación</i>	<i>15%</i>	<i>3.6%</i>	<i>0%</i>	<i>0%</i>

A Continuación, expondrán las conclusiones y resultados del informe técnico presentado por la empresa contratista el día 20 de mayo del 2022 a la empresa operadora:

Después de analizar las muestras de crudo del pozo A2, se ha concluido que existe una tendencia a precipitar asfáltenos. Sin embargo, mediante la adición de una concentración de 750 ppm del Inhibidor / Dispersante de Asfáltenos, los asfáltenos precipitados se dispersan completamente. Por lo tanto, se recomienda la inyección del Inhibidor / Dispersante de Asfáltenos vía capilar a fondo de pozo. Se ha determinado que el sistema químico es totalmente factible para ser utilizado en la inyección de yacimientos como disolventes orgánicos. La dosis de inyección recomendada es de 13,5 GPD (galones por día). En conclusión, se recomienda la implementación del sistema químico

en el pozo A2 para evitar la precipitación de asfáltenos y asegurar la eficiencia del proceso de producción de crudo.

3.2.1.2 Screening Test para el Crudo del Pozo B3

Esta investigación aborda el análisis del proceso de precipitación y deposición de asfáltenos, fenómeno que perturba el flujo normal de los fluidos y conlleva a una disminución significativa en la producción. Con el propósito de abordar esta problemática, se busca identificar medidas correctivas, destacando entre ellas el tratamiento químico.

En relación con la presencia de asfáltenos en las muestras del pozo B3, se realizó una prueba de screening test para determinar su existencia. Esta prueba consistió en agregar n-heptano como agente precipitante a una muestra de crudo y dosificar 100, 300 y 500 µl (microlitros) de crudo en 12,5 ml de n-heptano. La identificación de asfáltenos entre el 4% y el 15% en alguna de las dosis indica su inestabilidad. Los resultados, presentados en las figuras 29 y 30, revelaron un contenido de asfáltenos del 5% y 13% en las dosis de 300 µl y 500 µl, respectivamente. De esta manera, se logra determinar las condiciones y la presencia de compuestos orgánicos críticamente inestables en el sistema.



*Figura 31. Muestra de Apariencia Liquida con Ausencia de Depósitos Sólidos Durante el Análisis de Centrifugado
Muestra proporcionada por la Compañía Operadora
Fuente: Compañía Contratista*



Figura 32. BS&W de la Muestra

W 14 % BS 2 %, se Evidencia Emulsión e Interfase no Definida en la Muestra

Fuente: Compañía Contratista

Se llevó a cabo un análisis cualitativo de oliensis para determinar la estabilidad de los asfáltenos.

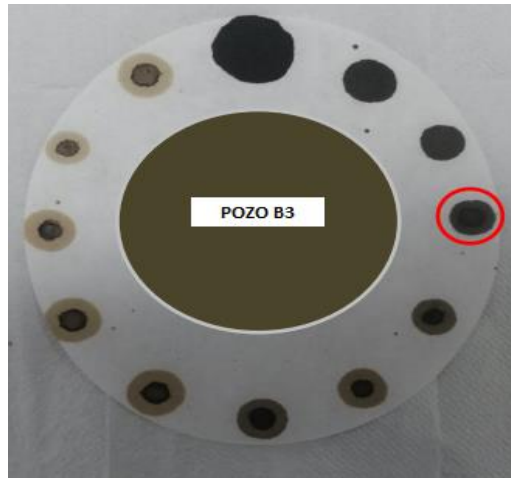


Figura 33. Resultados de la Prueba de Oliensis

Fuente: Compañía Contratista

En la figura 33 se observa la presencia de un anillo o aureola que indica la estabilidad de los asfáltenos; la cual se refleja en la gota número tres (3). Teniendo como referencia la tabla 11, se evidencia que estos presentan características críticamente inestables.

Tabla 11. Escala de Medición de Asfáltenos

<i>NÚMERO DE GOTAS</i>	<i>GRADOS DE ESTABILIDAD</i>
<i>1 a 3</i>	<i>Críticamente inestables</i>
<i>4 a 6</i>	<i>Inestables</i>
<i>7</i>	<i>Umbral</i>
<i>8 a 10</i>	<i>Estables</i>

En la siguiente imagen se mostrarán los resultados del screening test realizado en el pozo B3 con una concentración de 500 µl durante un periodo de 60 minutos. Esta prueba es una herramienta esencial en la evaluación del rendimiento y la calidad del pozo, por lo que sus

resultados son cruciales para tomar decisiones informadas en cuanto a su operación y mantenimiento.

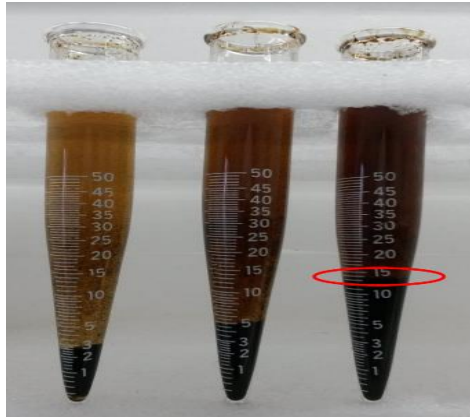


Figura 34. Screening Test para el Pozo B3 con 500 ul @ 60 min

Fuente: Compañía Contratista

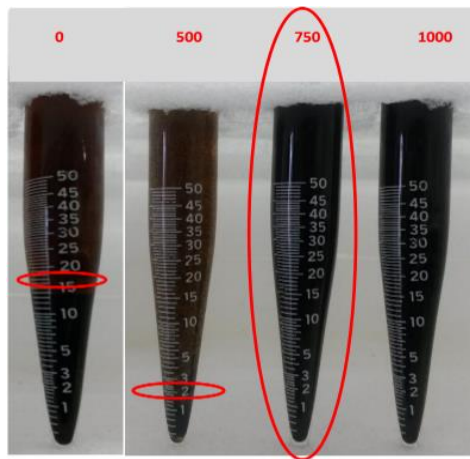


Figura 35. Resultados de la Prueba ADT con el Dispersante/Inhibidor Pozo B3

Fuente: Compañía Contratista

Tabla 12. Concentración de Dispersante de Asfáltenos

Concentración PQ	Zero	500 ppm	750 ppm	1000 ppm
% de Precipitación	16%	2%	0%	0%

A Continuación, se expondrán las conclusiones y resultados del informe técnico presentado por la empresa contratista el día 17 de septiembre del 2022 a la empresa operadora:

Después de analizar las muestras de crudo del pozo B3, se ha concluido que existe una tendencia a precipitar asfáltenos. Sin embargo, mediante la adición de una concentración de 750 ppm del Inhibidor / Dispersante de Asfáltenos, los asfáltenos precipitados se dispersan completamente. Por lo tanto, se recomienda la inyección del Inhibidor / Dispersante de Asfáltenos vía capilar a fondo de pozo. Se ha determinado que el sistema químico es totalmente factible para ser utilizado en la inyección de yacimientos como disolventes orgánicos. La dosis de inyección recomendada es de 5,9 GPD (galones por día). En conclusión, se recomienda la implementación del sistema químico en el pozo B3 para evitar la precipitación de asfáltenos y asegurar la eficiencia del proceso de producción de crudo.

3.3 Diseño y Secuencia Operativa de la Intervención Rigless

En este apartado de la metodología, se presenta la descripción detallada de la secuencia operativa utilizada en una innovadora intervención rigless llevada a cabo por ingenieros de producción y subsuelo pertenecientes a una compañía operadora en el departamento de Putumayo. El propósito de dicha intervención fue eliminar la posible deposición de materiales orgánicos en los perforados mediante una estrategia que permitiera la reducción de costos y el aprovechamiento de los recursos disponibles, sin necesidad de utilizar equipos de plataforma o varilleo. Para ello, se diseñó y aplicó una secuencia operativa llamada lavado de perforados, que consistió en el lavado de los perforados a través del bombeo de nafta, en conjunto con un surfactante, para eliminar los posibles materiales orgánicos presentes. Se destaca que esta solución práctica, económica y efectiva ha demostrado ser altamente eficiente en la eliminación de deposiciones orgánicas en los cañoneados de los pozos y puede servir como un modelo para futuras intervenciones en la industria petrolera.

3.3.1 Secuencia Operativa

La secuencia operativa implementada por la compañía operadora, en respuesta a la disminución acelerada experimentada por el pozo A, consistió en la ejecución de un lavado de perforados o lavado de perforados para remover los depósitos orgánicos localizados en los perforados del pozo. Esta intervención se llevó a cabo mediante una secuencia de pasos específicos, desarrollada por un equipo multidisciplinario de personal de producción y subsuelo.

En primer lugar, se realizó el lavado del anular del pozo mientras se encontraba en operación y con una presión de casing o CHP mínima. Esto permitió eliminar los finos adheridos a las paredes del casing y la tubería, y se llevó a cabo después de haber registrado presiones de cabeza de pozo THP y CHP, parámetros del variador de frecuencia e integridad mecánica de superficie.

Posteriormente, se inyectó una cantidad equivalente al 55% de la capacidad anular del pozo hasta la profundidad donde se localiza el intake de la bomba, con fluido de control. Estos fluidos retornaron con el equipo de fondo hacía la batería. La bomba BES del pozo se mantuvo en funcionamiento hasta que se logró disminuir la presión PIP a niveles anteriores al bombeo del fluido de control.

Luego, se vacía a pozo una cantidad de nafta equivalente al volumen existente entre el intake de la bomba hasta los perforados para dejar caer por gravedad, y se desplazó con salmuera hasta ubicar la Nafta frente a los perforados del pozo. Posteriormente, se apagó la bomba y se forzó con salmuera la nafta hasta alcanzar su ubicación a nivel de perforados, para luego dejarla en remojo durante 4 horas.

Finalmente, se dio arranque al pozo con baja frecuencia para verificar el comportamiento de la temperatura del equipo de fondo, debido a la baja capacidad refrigerante de la Nafta. Cabe destacar que, meses después, el pozo B presentó una situación similar y se le ejecutó la misma intervención que se aplicó en el pozo A. Esta estrategia permitió mejorar la productividad de ambos pozos.

3.3.1.1 Diagrama de Flujo de la Secuencia Operativa

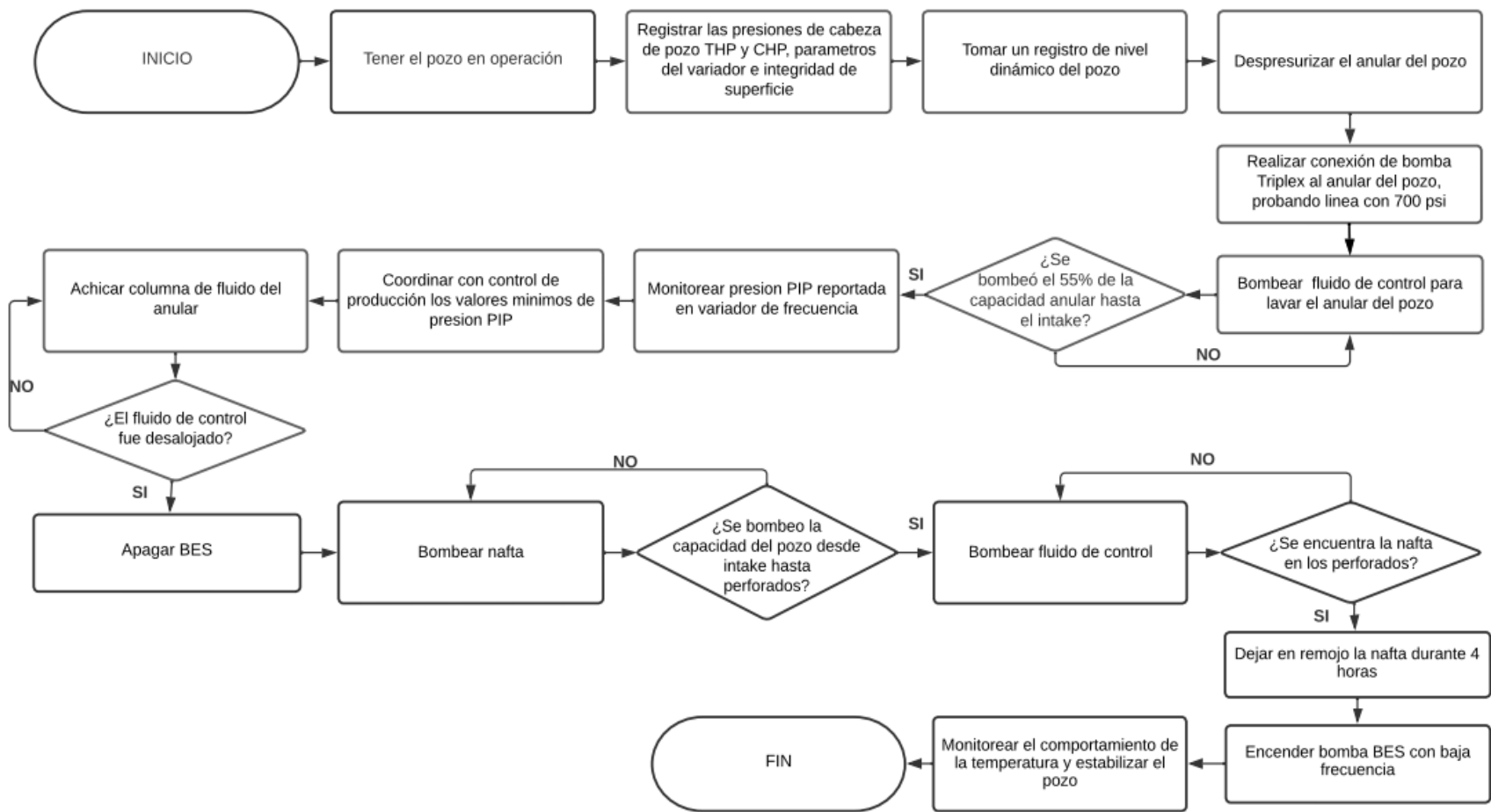


Figura 36. Diagrama de Flujo con la Secuencia Operativa de la Intervención Lavado de Perforados

Fuente: Compañía Contratista

3.3.2 Descripción de Equipos y materiales

A continuación, se presenta la descripción detallada de los equipos y materiales empleados en cada una de las intervenciones de Lavado de Perforados llevadas a cabo en los pozos A2 y B3. Para garantizar la calidad y la eficacia del proceso.

3.3.2.1 Materiales requeridos en la intervención

Salmuera de base cloruro de potasio (KCl): es una solución con alta concentración de cloruro de potasio, se utiliza como un fluido de control durante la limpieza y reacondicionamiento. Su capacidad para mantener la estabilidad del pozo se debe a su habilidad para regular el flujo de fluidos de producción y preservar la integridad del pozo.

Solvente mutual: es un solvente que presenta capacidad de miscibilidad con otros solventes, se utiliza en tratamientos de estimulación ya que es efectiva en la eliminación de depósitos de hidrocarburos pesados, gracias a su solubilidad en petróleo, agua y fluidos de tratamiento ácido-base.

Surfactante: se utiliza en la industria petrolera para reducir la tensión superficial entre líquidos no miscibles y mejorar la eficacia de la estimulación en un pozo. La reducción de la fuerza de atracción entre las moléculas de los líquidos permite dispersar el fluido en la formación de manera uniforme y efectiva. Durante la estimulación, se utiliza un surfactante como espaciador para separar dos fluidos que no son miscibles entre sí, como la nafta y el fluido de control (salmuera), permitiendo que se mantengan separados en la tubería y en la formación durante el tratamiento.

Inhibidor de incrustaciones: son agentes químicos utilizados en la industria petrolera con el propósito de prevenir la precipitación de sustancias orgánicas en los fluidos de producción

durante la remoción de depósitos orgánicos. Su mecanismo de acción consiste en actuar como una barrera protectora que impide que los fluidos utilizados para la remoción de los depósitos orgánicos formen incrustaciones en los equipos y tuberías. Otra función consiste en asegurar que los fluidos utilizados para la remoción de depósitos orgánicos lleguen a las zonas de la formación donde se han acumulado estos depósitos.

3.3.2.2 Equipos requeridos en la intervención

Bomba tríplex: Se trata de una bomba de desplazamiento positivo, la cual cuenta con tres pistones, cada uno de ellos equipado con dos válvulas: una de admisión de baja presión que permite la entrada del fluido, y otra de descarga que envía el fluido a alta presión. Durante la intervención, se utilizó una bomba tríplex con una presión máxima de 800 psi, encargada de inyectar a alta presión el fluido de control y la nafta hasta el fondo del pozo con el fin de realizar un lavado de fondo.

Brazo hidráulico: se utiliza como soporte de diferentes herramientas como bajar o levantar herramientas de pesca o tuberías de revestimiento o producción y equipos en el pozo sin la necesidad de una plataforma de perforación para colocar y asegurar herramientas de estimulación, soportando una carga máxima de 25 toneladas.

Vehículo transporte de fluidos: se utiliza para el transporte o almacenamiento de los fluidos necesarios en la intervención, su estructura cilíndrica, sellado a la atmósfera evitando que la presión de la atmósfera no afecte su presión interna.

Well Analyzer: es la herramienta que permite realizar el registro de nivel dinámico del pozo (sonolog), se basa en la medición de la velocidad del sonido emitido por un gas a través del espacio anular del pozo. Su objetivo es determinar el nivel existente del fluido del pozo.

3.3.3 Capacidad de los pozos A2 y B3

CAPACIDAD DE POZO A2				
CAPACIDADES	Capacidad ft/bbl	Longitud ft	Volumen bbl	
Tubing 3 1/2"	0.00869639	7380	64.17935916	
Csg 9 5/8", 53.5 lb/ft	0.070765713	7380	522.2509622	
Csg 9 5/8" -3 1/2"	0.058865577	7380	434.4279585	498.607318
Csg 9 5/8" -3 1/2" (Intake)	0.058865577	7280	428.5414008	
CAPACIDADES	Capacidad ft/bbl	Longitud ft	Volumen bbl	
Tubing 3 1/2"	0.00869639	1495	13.00110324	
Csg 7", 32 lb/ft	0.036076196	1495	53.93391278	53.9339128
Csg 7" -3 1/2"	0.02417606	1495	36.14320946	
CAPACIDADES	Capacidad ft/bbl	Longitud ft	Volumen bbl	
Tubing 3 1/2"	0.00869639		0	
Liner 5", 18 lb/ft	0.017761974	309	5.488449955	5.48844996
Capacidad del Pozo a Tope de Perforados en Bbl				558.02968

Figura 37. Capacidad Volumétrica del Pozo A2 según las Secciones del Pozo
Fuente: Compañía Operadora

CAPACIDAD DE POZO B3				
CAPACIDADES	Capacidad ft/bbl	Longitud ft	Volumen bbl	
Tubing 3 1/2"	0.00869639	8902	77.41526494	
Csg 7", 26 lb/ft	0.038263237	8902	340.6193343	
Csg 7" -3 1/2" (Intake)	0.026363101	8902	234.6843236	234.684324
CAPACIDADES	Capacidad ft/bbl	Longitud ft	Volumen bbl	
Tubing 3 1/2"	0.00869639	518	4.504730087	
Csg 7", 26 lb/ft	0.038263237	518	19.82035668	19.8203567
Csg 7" -3 1/2"	0.026363101	518	13.65608623	
CAPACIDADES	Capacidad ft/bbl	Longitud ft	Volumen bbl	
Tubing 3 1/2"	0.00869639	1095	9.522547193	
Csg 7", 26 lb/ft	0.038263237	1095	41.89824434	41.8982443
Csg 7" -3 1/2"	0.026363101	1095	28.86759541	
Capacidad del Pozo en Bbl				296.402925

Figura 38. Capacidad Volumétrica del Pozo B3 según las Secciones del Pozo
Fuente: Compañía Operadora

3.4 Análisis de factibilidad Económica (AFE) de la Intervención

A continuación, se presentan los análisis de factibilidad económica (AFE) para cada una de las intervenciones de Lavado de Perforados realizadas en los pozos A2 y B3. El Análisis lo realizó la compañía operadora como herramienta fundamental para la evaluación de la intervención, considerando la identificación y cuantificación de los costos operacionales, durante la etapa de planeación de la intervención.

3.4.1 Análisis de Factibilidad Financiera Pozo A2

El análisis de factibilidad económica de la intervención rigless para el lavado de perforados del pozo A2, se ejecutó a partir de los costos asociados al proceso. En este caso, se estima que la intervención tendría un costo de 15,997 dólares sin IVA incluido, lo que resulta en un costo total con IVA de 19,036 dólares. Es importante considerar que, aunque este costo puede ser significativo, el uso de esta técnica rigless podría generar ahorros significativos en comparación con las técnicas tradicionales de lavado de perforados que requieren equipos adicionales y costos de movilización y desmovilización más altos. Igualmente, es relevante tener en cuenta que la Nafta es producida por la compañía operadora.

AFE No.	Pozo A2-JUNIO2022	Costo Acumulado Sin Iva	\$ 19.694,66
Descripción	WELLSERVICES	COP	\$ 77.596.959,79
Días	2,08	Costo Acumulado Con Iva	\$ 23.436,65
TRM	3940		

Figura 39. Análisis de Factibilidad Económica para Realización del Lavado de Perforados en el Pozo A2

Fuente: Compañía Operadora

3.4.2 Análisis de Factibilidad Financiera Pozo B3

A Continuación, se presenta el análisis de factibilidad económica de la intervención rigless para el lavado de perforados del pozo B3. Este análisis se basó en los costos asociados con el proceso. La estimación de la intervención tendría un costo de 15,806 dólares sin incluir el IVA. Teniendo en cuenta el IVA, el costo total ascendería a 18,810 dólares. Es importante destacar que, aunque este costo puede parecer elevado, el uso de la técnica rigless podría generar ahorros significativos en comparación con las técnicas tradicionales de lavado de perforados, que requieren equipos adicionales y mayores costos de movilización y desmovilización. Asimismo, es relevante mencionar que la Nafta es producida por la compañía operadora. La diferencia entre la intervención del pozo A2 y el pozo B3 es que en la intervención de este último se adiciona un inhibidor de incrustaciones (scale).

AFE No.	Pozo B3-OCT2022	Costo Acumulado Sin Iva	\$ 18.847,58
Descripción	WELLSERVICES	COP	\$ 75.013.363,60
Días	2,42	Costo Acumulado Con Iva	\$ 22.428,62
TRM	3980		

Figura 40. Análisis de Factibilidad Económica para la realización del Lavado de Perforados en el Pozo B3

Fuente: Compañía Operadora

3.5 Ejecución de Secuencia Operativa en Campo

En este capítulo se presenta una descripción detallada de la secuencia operativa llevada a cabo en los pozos A2 y B3, así como las herramientas, metodologías y estrategias empleadas durante su implementación.

3.5.1 Pozo A2

- **Día Operativo 1:** se procedió en el día operativo 1 con la movilización del personal y

equipos necesarios, como la bomba tríplex y el equipo Sonolog, hacia la locación correspondiente. Se realizó una charla preoperacional para divulgar los riesgos, peligros y controles asociados a la operación. Además, se registraron las presiones de pozo THP: 110 psi / CHP: 106 psi y se tomó un registro de nivel encontrando fluido a 6386 ft, obteniendo Sumergencia Total: 593 ft, Sumergencia Efectiva: 184 ft, PIP: 191 psi, PBHP: 459 psi, %Líquido: 30%, Gas Flow: 130 Mscf/D. Posteriormente, se llevaron a cabo las conexiones de líneas de la bomba triplex al anular del pozo y se registraron las mediciones de atmósferas en condiciones normales, verificando que el pozo estaba en línea con parámetros estables en el VSD (variador de frecuencia). A continuación, se inició la inyección de fluido de control para limpieza según programa, superando la presión de anular hasta dejar CHP= 0 psi. Esto se logró bombeando un total de 240 Bls de fluido de control a una velocidad de 1.6 bpm (barriles por minuto). Finalmente, se dejó el pozo en línea con parámetros estables, con una frecuencia de 40 Hz, corriente de 19 Amp, temperatura de 203 °F y THP de 110 psi.

- **Día Operativo 2:** En el segundo día operativo para el pozo A2, se procedió con la movilización del personal hacia la locación del pozo, donde se llevó a cabo la charla preoperacional, divulgando los riesgos, peligros y controles asociados a la operación. Durante la jornada, se registraron las presiones de pozo, obteniendo THP: 180 psi y CHP: 178 psi. Asimismo, se realizó el registro de nivel y se encontró fluido a una profundidad de 4907 ft, con Sumergencia Total de 1573 ft y Sumergencia Efectiva de 993 ft, PIP de 537 psi, PBHP de 970 psi, %Líquido de 63% y Gas Flow de 51 Mscf/D. A las 15:30 horas, se registró una disminución de las presiones de pozo a THP: 110 psi y CHP: 108 psi. Se realizó

nuevamente el registro de nivel y se encontró fluido a una profundidad de 5113 ft, con Sumergencia Total de 1437 ft y Sumergencia Efectiva de 479 ft, PIP de 288 psi, PBHP de 568 psi, %Líquido de 33% y Gas Flow de 109 Mscf/D. Se procedió a dejar achicando la columna líquida y la disminución de la PIP, quedando pendiente continuar con el bombeo de fluidos según el programa para el día operativo 3.

- **Día Operativo 3:** En el tercer día operativo, se llevó a cabo la movilización de personal a la locación del pozo, donde se realizó la respectiva charla preoperacional para divulgar los riesgos, peligros y controles asociados a la operación. Se tomó un registro inicial de las presiones de pozo, siendo de THP: 120 psi / CHP: 104 psi. Además, se registró el nivel del fluido, encontrándose a una profundidad de 5712 ft, con una Sumergencia Total de 1042 ft, Sumergencia Efectiva de 324 ft, PIP de 232 psi, PBHP de 501 psi, %Líquido de 31% y Gas Flow de 129 Mscf/D. Se realizó un seguimiento al comportamiento de la temperatura y se evaluó capacidades del pozo. Se procedió a la inyección por gravedad de 60 Bls de Nafta, y luego se inyectaron 390 Bls a 2 bpm con 50 psi en la bomba Tríplex, hasta llenar el pozo y dejar la Nafta en el Intake. El equipo BES fue parado a las 11:45 horas, y se continuó forzando la Nafta con 130 Bls de fluido de control a un promedio de 0.7 bpm a una presión máxima de 700 psi. Se dejó el pozo cerrado en la válvula lateral de producción y salida del anular desde las 15:30 horas, dejándolo en remojo según el programa por 4 horas.

Posteriormente, se llevó a cabo el desarme de los equipos y se procedió con la movilización de la bomba Tríplex a la base. El pozo se alineó y arrancó a las 20:30 horas con 39 Hz y en rampa de 1 hora hasta 42.5 Hz, con una corriente de 21.4 Amp, THP de 110 psi y CHP de 140 psi.

3.5.2 Pozo B3

- **Día Operativo 1:** El día operativo 1 del pozo B3, se movilizó personal y equipos (Bomba tríplex y equipo Sonolog) hasta la locación del pozo. Se diligenció el permiso de trabajo y el AR correspondiente y se realizó la charla preoperacional. Se divulgó los riesgos, peligros y controles asociados a la operación. Se registró una presión de THP de 200 psi y de CHP de 54 psi. También se tomó registro de nivel encontrando fluido a 6145 ft, con una Sumergencia Total de 2654 ft, Sumergencia Efectiva de 968 ft, PIP de 424 psi, %Líquido de 36% y un Gas Flow de 36 Mscf/D. Además, se registró una frecuencia de 61.5 Hz, Amp de 23.3, Volt de 481, PIP de 460 psi y Tm de 304 °F. Se realizaron las conexiones de líneas de la Bomba Tríplex a la salida del anular en la cabeza del pozo y se inyectó por el anular 30 Bls de Nafta + 110 Bls de salmuera de 8.4 ppg base KCl aditivada con solvente a 2.5 gpt y surfactante a 2 gpt + Inhibidor de Incrustaciones. Finalmente, se dejó el pozo en operación achicando fluido e inyectado y se proyectó continuar la operación al día siguiente con el bombeo de la segunda fase de Lavado de Perforados.
- **Día Operativo 2:** Durante el segundo día de operaciones en el pozo B3, se realizó la movilización del personal y equipos necesarios para llevar a cabo la intervención de Lavado de Perforados. Se llevó a cabo una charla preoperacional para difundir los riesgos, peligros y controles asociados a la operación. Se registraron las presiones en el pozo, THP: 200 psi / CHP: 54 psi, y se tomó registro del nivel de fluido, encontrando el mismo a una profundidad de 7132 ft, con una sumergencia total de 1667 ft y una sumergencia efectiva de 431 ft. Además, se registraron los valores de PIP, %Líquido, Gas Flow, Frecuencia, Amp, Volt y Tm. Posteriormente, se realizaron las conexiones de las líneas de la Bomba

Tríplex a la salida del anular en la cabeza del pozo y se inyectaron 30 barriles de salmuera de 8.4 ppg base KCl aditivada con solvente de 2.5 gpt y surfactante 2 gpt por el anular, y 47 barriles de Nafta por succión para el control del pozo. Sin embargo, a las 9:00 horas se observó alta temperatura del motor por lo cual se procedió a realizar una disminución en la frecuencia del equipo BES, lo que generó el apagado de la misma. A pesar de esta situación, se continuó con la operación de Lavado de Perforados llenando el anular con 190 barriles de salmuera de 8.4 ppg base KCl aditivada + inhibidor de incrustaciones, observando un aumento de la presión de inyección hasta 800 psi. Posteriormente, se desplazaron los fluidos con 90 barriles adicionales de salmuera con los mismos aditivos. A las 12:30 horas, se dejó el pozo en remojo para dar arranque al equipo BES al día siguiente. Finalmente, se retiraron las conexiones, líneas y la Bomba Tríplex, y se movilizó el personal, los equipos y las herramientas a la base.

- **Día Operativo 3:** Movilización de personal y equipos (Bomba tríplex y equipo Sonolog) hasta locación del pozo B3. Se realizó charla preoperacional. Se divulgaron riesgos, peligros y controles asociados a la operación. Se registraron presiones THP: 50 psi / CHP: 40 psi. Tomó registro de nivel encontrando fluido a 6463 ft, Sumergencia Total: 2336 ft, Sumergencia Efectiva: 1883 ft, PIP: 420 psi, %Líquido: 80%, Gas Flow: 7 Mscf/D. Se Realizó conexiones de líneas de la Bomba Tríplex a salida del anular en cabeza de pozo. Inyectó por anular 110 Bls de fluido de control, técnicos de variador arrancó equipo a las 15:30 horas llevando frecuencia hasta 58 Hz progresivamente, oscilando corriente entre 30 y 40 Amp. El pozo queda operando en condiciones normales, esperando estabilización para incremento de frecuencia.

- **Día Operativo 4:** Se procedió a la movilización del personal hasta la locación del pozo B3 y se llevó a cabo una divulgación de los riesgos, peligros y controles asociados a la operación. Se registraron las presiones de pozo THP: 204 psi / CHP: 40 psi y se tomó un registro de nivel encontrando el fluido a una profundidad de 6145 ft, con una Sumergencia Total de 2654 ft y una Sumergencia Efectiva de 968 ft. También se registró un PIP de 404 psi, %Líquido de 36%, Gas Flow de 36 Mscf/D, Frecuencia de 61.5 Hz, Amp de 23.3, Volt de 481, PIP de 460 psi y Tm de 304 °F. Se realizó un seguimiento del comportamiento de la temperatura y se evaluaron las capacidades. Posteriormente, se inyectaron 10 bbl de salmuera de 8.4 ppg base KCl aditivada con solvente a 2.5 gpt y surfactante a 2 gpt, 50 bbl de Nafta, 10 bbl de salmuera de 8.4 ppg base KCl aditivada con solvente a 2.5 gpt y surfactante a 2 gpt (espaciador) y un inhibidor de incrustaciones diluido en 50 bbl de KCl aditivada con solvente a 2.5 gpt y surfactante a 2 gpt por gravedad. Una vez que se alcanzó una PIP de 80 psi por encima de la PIP mínima (370 psi), se apagó el equipo BES y se cerró la válvula de cabeza de pozo (tubing), registrando la PIP en el variador, mientras se continuó el bombeo de la capacidad anular hasta ubicar la Nafta a nivel de perforados, desplazando con salmuera de 8.4 ppg base KCl aditivada con solvente a 2.5 gpt y surfactante a 2 gpt hasta llenar el pozo. El forzamiento de la Nafta se realizó con 162 bbl de fluido de control a 0.7 bpm en promedio a una presión máxima de 700 psi. Se dejó el pozo cerrado en la válvula lateral de producción y en la salida del anular a partir de las 17:15 hrs. Posteriormente, se dejó el pozo en remojo según el programa por 4 horas. Se procedió con el desarme de los equipos y se movilizó la bomba Trípex a la base. Finalmente, se alineó

y arrancó el pozo a las 22:00 horas con 46 Hz y en rampa de 1 hora hasta 48 Hz, dejando la locación en excelentes condiciones de aseo.

IV. Resultados

En esta sección, se presentarán los resultados obtenidos a partir de las pruebas de producción realizadas en los pozos A2 y B3, posteriores a la ejecución del Lavado de Perforados, incluyendo tanto los aspectos técnicos como económicos. A continuación, se detallarán los hallazgos más relevantes y se discutirán sus implicaciones.

4.1. Resultados Operativos de la Intervención Rigless Pozo A2

A continuación, se presentan los resultados operativos de la intervención rigless realizada el 3 de junio de 2022 en el pozo A2 ubicado en el departamento del Putumayo. Se observó una significativa afectación en las variables de producción y operativas del pozo A2, caracterizada por una marcada declinación, como se muestra en la *figura 8*. Esta declinación agresiva en la producción de fluidos parece estar relacionada con la deposición de compuestos orgánicos en los perforados del pozo, respaldada por la caracterización de fluidos realizada y documentada en el apartado 6.1 del presente trabajo.

Además, en la *figura 12* se aprecia una clara disminución de la presión PIP a medida que transcurre el tiempo, lo cual se correlaciona con la pérdida de producción y resulta en una disminución del rendimiento productivo desde el inicio hasta la ejecución del lavado de perforados. Es importante destacar que la declinación en la producción antes del lavado de perforados no está asociada a variaciones en la velocidad de extracción de la bomba, como se muestra en la *figura 41*. Asimismo, los resultados positivos posteriores al lavado de perforados no se ven afectados por la velocidad de la bomba.

Cabe mencionar que una vez ejecutado el lavado de perforados y removidos los depósitos orgánicos que obstruían el flujo de fluidos, se incrementó la velocidad de la bomba BES. Esto

permitió un aumento en la producción de fluidos, y por razones operativas se decidió aumentar la velocidad de la bomba.

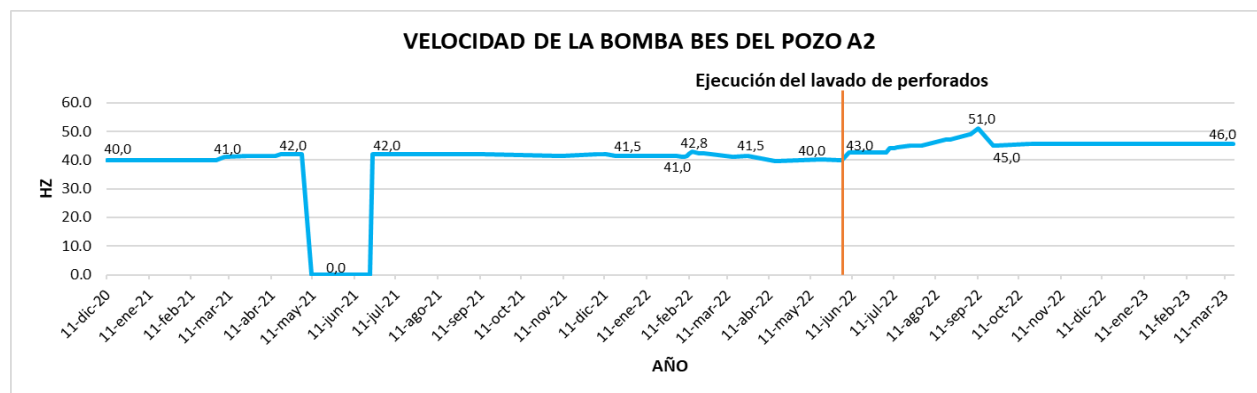


Figura 41. Velocidad Bomba del Pozo A2 desde febrero del 2021 hasta marzo del 2023

Fuente: Compañía Operadora

4.1.1 Comportamiento del BSW del Pozo A2

En la Figura 42 se presenta la evolución del porcentaje de agua y sedimentos (BSW) antes y después de realizar la intervención de lavado de perforados en el pozo A2. No se observaron diferencias en el porcentaje de BSW antes y después de la intervención. Nueve meses previos a la intervención, el promedio de BSW fue de 12,5%, y nueve meses después de la intervención, este valor se mantuvo invariable, sin experimentar cambios significativos.

Estos hallazgos sugieren que la intervención de lavado de perforados no generó un impacto significativo en el porcentaje de BSW durante el periodo de estudio en el pozo A2. A pesar de la aplicación de la nafta durante la intervención, no se observaron modificaciones apreciables en el porcentaje de BSW, indicando una ausencia de alteraciones notables en las propiedades de mojabilidad de la formación (Oliveira, 2015).

Es fundamental tener en cuenta otros factores relacionados con las permeabilidades relativas y variables para comprender de manera más exhaustiva la falta de cambios significativos

en el porcentaje de BSW antes y después de la intervención de lavado de perforados en el pozo A2.

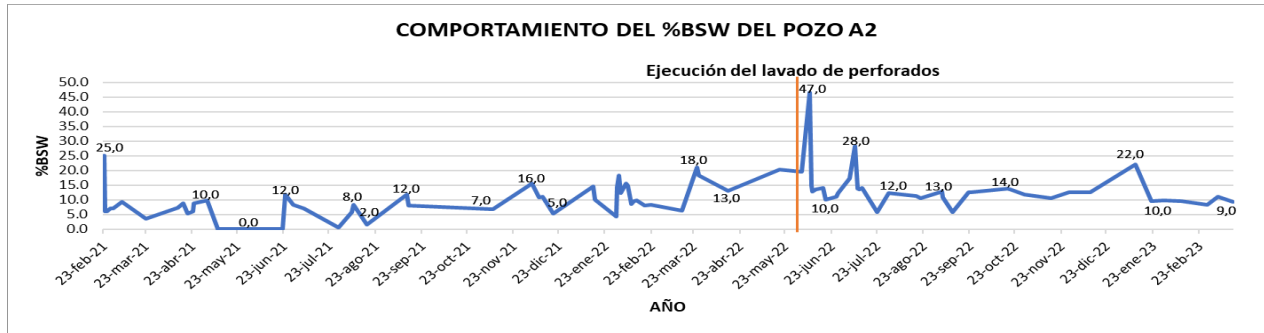


Figura 42. %BSW del Pozo A2 desde febrero del 2021 hasta marzo del 2023
Fuente: Compañía Operadora

4.1.2 Comportamiento de las Presiones del Pozo A2

El comportamiento de las presiones PIP y PWF está relacionado con los resultados obtenidos en la prueba de caracterización del fluido del pozo, específicamente el Screening Test realizado en mayo de 2022. Según los hallazgos de esta prueba, se determinó que el crudo producido en el pozo A2 presenta una tendencia a la precipitación de asfáltenos. A partir de esta información, se puede inferir que la afectación en las presiones está asociada con la deposición de asfáltenos, que ocurre como resultado de la precipitación del material y su posterior acumulación en los perforados. Este fenómeno se desencadena debido a las variaciones de presión entre el yacimiento y el fondo fluuyente durante el proceso de extracción del petróleo.

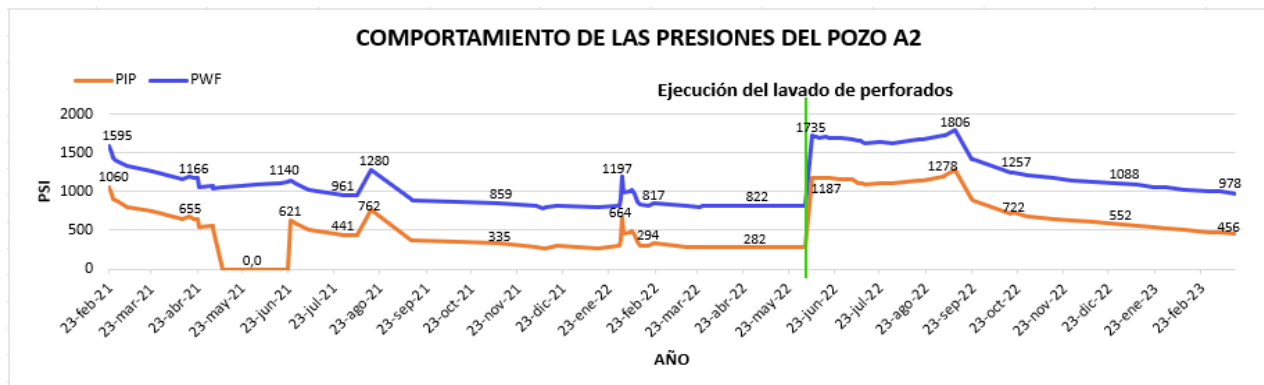


Figura 43. Comportamiento de Presión PIP y PWF del Pozo A2 desde su Puesta en Producción hasta marzo del 2023
Fuente: Compañía Operadora

Después de realizar el lavado de perforados en el pozo A2, se observa una eficacia notable en la intervención. La recuperación de la presión PIP se atribuye a la posible remoción del material orgánico presente en los cañoneados, utilizando nafta como fluido. Se estima que la presión PWF se restablece a valores similares a los iniciales registrados en el año 2021 en el mes de febrero cuando el pozo inició su vida productiva, lo cual puede explicarse considerando que si la presión PIP se ha recuperado y la bomba no ha experimentado cambios operativos, como la disminución en la velocidad de extracción, el aumento en la presión PIP se debe al incremento en la columna de fluido, posiblemente debido a la remoción del material orgánico depositado en los perforados.

Es importante destacar que los valores de presión obtenidos después del lavado de perforados son similares a los valores iniciales registrados en febrero de 2021 para el pozo A2. La recuperación en las presiones PWF y PIP se mantiene estable desde junio de 2022 hasta septiembre de 2022, momento en el cual se detecta una posible falla en un accesorio del completamiento del pozo A2, lo que podría estar generando una recirculación de fluido. A pesar de la disminución en la producción del pozo A2 en septiembre de 2022, las presiones PIP y PWF se mantuvieron en 1273 psi y 1806 psi, respectivamente, lo que indica que el pozo A2 aún estaba en excelentes condiciones operativas y era capaz de aprovechar todo su potencial de producción. Después de descartar problemas en el equipo de fondo, se identificó una falla en el "blanking plug", que afectaba el rendimiento del pozo.

La falla del "blanking plug" puede atribuirse a la capacidad de la nafta para disolver, ya que, al ser una sustancia altamente aromática, puede afectar los elastómeros (poliacrilato) del blanking plug, que presentan baja resistencia a los hidrocarburos aromáticos. Esta interacción debilitó la estructura del "blanking plug", resultando en la pérdida de su capacidad de sellado.

En septiembre de 2022, se realizó el reemplazo del "blanking plug", lo que provocó una disminución en las presiones PWF y PIP a valores de 1257 psi y 728 psi, respectivamente. Esta situación representa una disminución del 30% en comparación con los valores anteriores al cambio del "blanking plug". Esta disminución puede asociarse al hecho de que, al no haber recirculación de fluidos, la columna de fluido se reduce, lo que a su vez está provocada por la disminución en las presiones PWF y por ende la PIP.

En la actualidad, se observa una declinación en las presiones del pozo, evidente en términos de presión. Esta declinación puede atribuirse a un declive natural, considerando que la velocidad de extracción de la bomba no ha experimentado cambios significativos. Con nueve meses de operación continua del pozo A2 hasta marzo de 2023, es posible que el pozo esté experimentando una nueva deposición de compuestos orgánicos en los perforados, como resultado de 270 días de "run life" desde la ejecución del lavado de perforados. Es importante tener en cuenta que, según la recomendación del fabricante, se sugiere que la presión PIP no caiga por debajo de 250 psi. Si se mantienen las condiciones actuales, se estima que, para junio de 2023, el valor de PIP alcance ese umbral.

4.1.3 Producción de Fluidos del Pozo A2

Después de la intervención rigless realizada el 3 de junio de 2022 en el pozo A2, se analizaron los resultados operativos en cuanto a la producción de fluidos. El pozo A2, ubicado en el departamento del Putumayo, fue trazado por la compañía operadora con un potencial de 694 BOPD, lo que demuestra su alto valor productivo. La historia de producción del pozo se remonta a febrero de 2021, cuando inició su vida operativa con una producción de 965 BFPD, compuesta por 724 BOPD y 240 BWPD. Es relevante mencionar que esta producción está asociada a una

cantidad de gas de 350 KSCFD, de los cuales más del 80% corresponde a CO2.

En la *figura 44* se presenta el perfil completo de producción del pozo, que abarca desde su puesta en marcha en febrero de 2021 hasta marzo de 2023 (16 meses), mostrando la producción de fluidos (aceite y agua). Es evidente que el pozo experimentó una disminución en su producción en los meses previos a la intervención de lavado de perforados. Esta reducción en la producción estuvo acompañada por una disminución en las presiones del pozo, como se mencionó anteriormente.

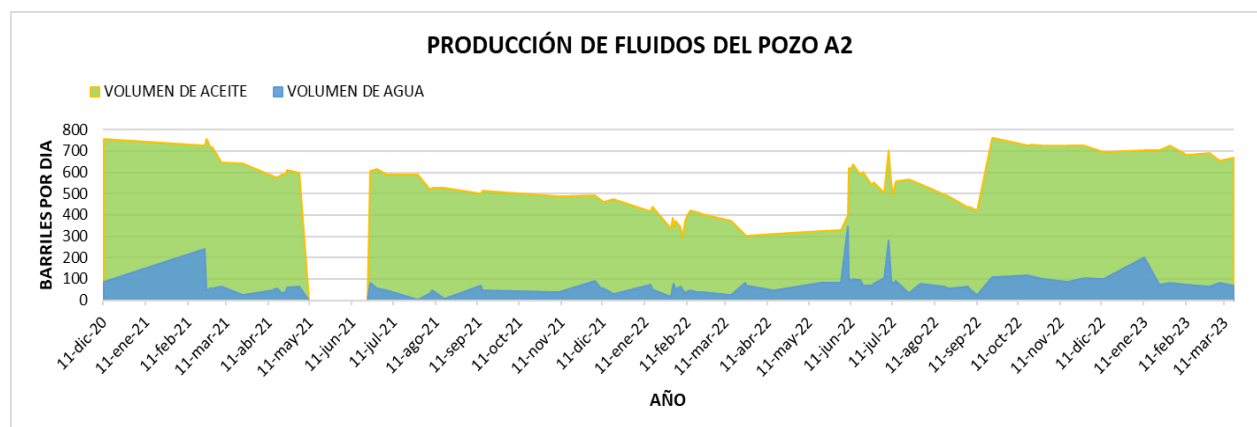


Figura 44. Perfil Completo de Producción de Aceite y Agua del Pozo A2 desde su Puesta en Producción hasta marzo del 2023

Fuente: Compañía Operadora

La posible deposición de compuestos orgánicos en los perforados del pozo A2 causaba una obstrucción en el flujo, restringiendo el paso a través de los cañoneados. Esta obstrucción, combinada con la acumulación de depósitos, resultó en una pérdida significativa de productividad en el pozo. Durante los 16 meses anteriores a la ejecución del lavado de perforados, la producción del pozo disminuyó de 756 BOPD en febrero de 2021 a 348 BOPD en junio de 2022, lo que equivale a una pérdida promedio de 25.5 BOPD por mes.

Sin embargo, luego de realizar el lavado de perforados, se observó un incremento notable en la producción del pozo. La producción aumentó de 348 BOPD antes de la intervención a 637

BOPD después de la misma, alcanzando el 91,78% del potencial del pozo, que se estableció en 694 BOPD. Estos resultados destacan la alta eficacia del lavado de perforados, ya que generó un aumento del 83% en la producción en comparación con los valores anteriores al lavado. En otras palabras, la producción se incrementó de 348 BOPD a 637 BOPD.

Además, al comparar los valores posteriores al lavado de perforados con los valores iniciales de producción en febrero de 2021, se observa que antes de la intervención el pozo solo producía el 46% de la producción inicial de 756 BOPD. Sin embargo, después del lavado de perforados, la producción del pozo alcanzó los 637 BOPD, lo que representa el 84,25% de la producción inicial reportada.

Después del lavado de perforados, se observó un incremento en la producción de crudo en el pozo A2. Sin embargo, este incremento se vio afectado por una falla en el "blanking plug" durante el periodo del 3 de junio al 11 de septiembre, como se muestra en la *figura 44*. Esta falla ocasionó una recirculación de fluidos que resultó en una disminución significativa en la producción del pozo. La causa probable de la falla en el "blanking plug" fue el desgaste de los elastómeros de este, los cuales se vieron afectados por la presencia de la nafta, fluido utilizado en el lavado de perforados debido a su eficacia en la remoción de depósitos orgánicos.

A pesar de la disminución en la producción debido a esta situación, es importante destacar que, durante esos tres meses, la producción promedio se mantuvo en alrededor de 538 BOPD, lo cual seguía siendo superior al valor registrado antes del lavado de perforados (348 BOPD). Esto indica un aumento de aproximadamente 200 BOPD en comparación con los valores previos al lavado de perforados, demostrando la eficacia de esta intervención técnica en el incremento de la producción mediante la remoción de depósitos orgánicos.

La producción de crudo se vio afectada por una falla en el "blanking plug", interrumpiendo el incremento previsto. Para evitar futuras fallas, se recomienda realizar un estudio exhaustivo de los componentes del sistema de completamiento y el fluido utilizado en el lavado de perforados. Esto garantizará un proceso eficiente y sin contratiempos en intervenciones posteriores. Aunque la producción no se vio fuertemente afectada en este caso, con un promedio de 538 BOPD, es crucial considerar esta situación para evitar impactos negativos en el futuro. Se debe realizar un análisis detallado de los componentes de la bomba y el fluido utilizado en el lavado de perforados para prevenir posibles fallas que puedan afectar la producción.

En septiembre de 2022, se realizó el reemplazo del "blanking plug" por parte de la compañía operadora, lo cual eliminó la recirculación de fluidos y tuvo un impacto significativo en la producción. Como resultado, se lograron niveles de producción similares a los iniciales, alcanzando 760 BOPD. Desde septiembre de 2022 hasta marzo de 2023, el pozo A2 mantuvo un promedio de producción de 716 BOPD. Este valor supera el potencial establecido para el pozo en 20 BOPD y que representa el 94,7% de la producción inicial de 756 BOPD.

Este incremento en la producción es un indicador positivo que demuestra la efectividad de la intervención de lavado de perforados y del cambio realizado en el "blanking plug". La remoción de los depósitos orgánicos en los cañoneados y la eliminación de la recirculación de fluido permitió un flujo más eficiente y sin restricciones, lo que se tradujo en un aumento significativo en la producción de crudo. Es importante destacar que mantener una producción cercana al potencial establecido para el pozo es crucial para maximizar su rendimiento y valor económico. Gracias a la intervención realizada y al cambio del "blanking plug", el pozo A2 ha logrado mantener un alto

nivel de producción, lo cual es una excelente noticia para la compañía operadora y para la rentabilidad del proyecto en general.

Tras evaluar los resultados obtenidos, se puede concluir que la ejecución del lavado de perforados ha sido exitosa. Esta intervención ha demostrado ser altamente efectiva en incrementar la producción del pozo A2, lo cual es de gran relevancia para la operadora y el proyecto en general. Los resultados asociados al lavado de perforados han sido muy positivos. Se ha observado un aumento significativo en la producción del pozo, lo que ha permitido maximizar su potencial productivo. Este incremento se ha logrado mediante una intervención rigless y al no tener necesidad de utilizar una unidad de trabajo, hace ventajoso la intervención en términos operativos.

Además de ser una intervención exitosa en términos de producción, se aseguran los controles para mitigar los riesgos asociados a la operación y eso hace que la operación se pueda ejecutar de forma segura. Se ha llevado a cabo de manera eficiente y sin comprometer la integridad del pozo ni la seguridad de los trabajadores involucrados. Asimismo, es importante destacar que el hecho de no requerir equipo pesado ha permitido llevar a cabo la intervención de manera más eficiente.

4.1.4 Comportamiento del Índice de Productividad Pozo A2

En la industria petrolera, el índice de productividad del pozo A2 es una medida clave para evaluar su desempeño en términos de capacidad de producción. El índice de productividad se calcula utilizando el caudal de fluidos líquidos del pozo A2 y está relacionado con la diferencia de presión entre la presión del yacimiento y la presión de fondo fluyente. La *figura 45* muestra el comportamiento del índice de productividad a lo largo del tiempo, proporcionando información importante sobre la eficiencia de producción del pozo A2.

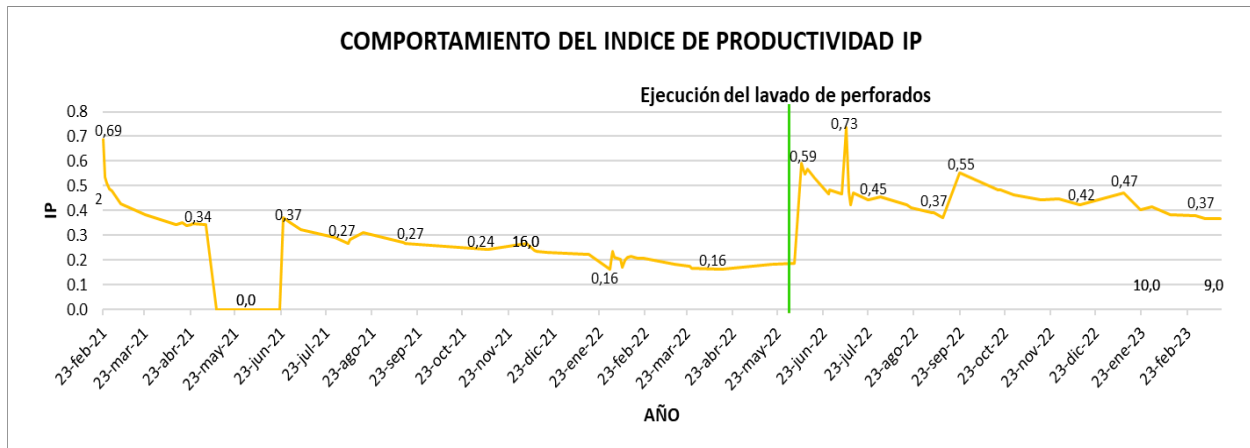


Figura 45. Perfil Completo del Comportamiento del Índice de Productividad del Pozo A2 desde su Puesta en Producción hasta marzo del 2023

Fuente: Compañía Operadora

En la *Figura 45* se puede observar un perfil temporal del índice de productividad (IP) del pozo A2 durante un período de 16 meses, desde febrero de 2021 hasta junio de 2022. Durante este período, se registró una disminución sustancial en el IP, pasando de 0,69 a 0,19. Esta disminución se atribuye a la posible deposición de materia orgánica en los cañoneados del pozo, específicamente debido a la precipitación de asfáltenos presentes en el crudo, los cuales obstruyeron el flujo de petróleo y agua desde la formación hacia el pozo. Esta obstrucción condujo a una reducción significativa en la productividad del pozo.

Con el fin de abordar esta disminución en la productividad, se implementó un lavado de perforados como medida correctiva en junio de 2022. Como se muestra en la *Figura 45*, este lavado resultó en una mejora inmediata del IP, aumentando de 0,16 a 0,59. Sin embargo, esta mejoría fue de corta duración, ya que después de 3 meses, en septiembre de 2022, el IP experimentó una disminución a 0,39. Esta disminución puede atribuirse a la posible falla en el blacking plug, lo que provocó una recirculación inadecuada de los fluidos del pozo A2 y una consecuente reducción en

la productividad del pozo. A pesar de esta disminución, es importante destacar que el IP seguía siendo superior al valor previo de la ejecución del lavado de perforados, lo cual indica una mejora relativa.

En septiembre de 2022, se reemplazó el blacking plug, lo que condujo a una mejora adicional en el IP, alcanzando 0,55 y aumentando la capacidad de producción del pozo. Sin embargo, después de 7 meses, en marzo de 2023, el IP disminuyó nuevamente a 0,37 debido a complicaciones operativas o la posible presencia de material orgánico en los perforados del pozo nuevamente.

4.1.5 Resumen de Aportes de Fluidos Pozo A2

Tabla 13. Resumen de Aporte de Fluidos Pozo A2
Fuente: Compañía Operadora

	APORTE DE FLUIDOS POZO A2						VARIACIÓN
	ANTES			DESPUÉS			
	dic-20	15-abr	3-jun	10-jun	23-sep	30-ene	
BFPD	840	358	411	706	869	806	295
S&W (%)	10	13	20	13	13	10	-7
BOPD	756	311	330	616	760	726	286
BWPD	84	47	81	90	109	80	9
PIP (psi)	1074	290	282	1184	896	529	902
PWF (psi)	1591	822	814	1713	1421	1054	899
VEL EXT (HZ)	40	39,5	40	42,5	45	45,6	2,5
IP (stbd/psi)	0,60	0,16	0,19	0,55	0,55	0,41	0,361

4.2 Resultados Operativos de la Intervención Rigless Pozo B3

El pozo B3, ubicado en el campo B en el departamento de Putumayo, Colombia, cuya perforación inició en 1987, es un pozo de gran valor comercial producto de su producción actual. La compañía operadora estableció un potencial de producción de 356 barriles de petróleo por día (BOPD) para el año 2022, con una producción asociada a 419 barriles de fluidos por día (BFPD) y una fracción de agua (BSW) del 15%. En este apartado del documento, se presentarán los resultados y análisis derivados de las pruebas de producción realizadas en el pozo B3 a lo largo del año 2022

hasta marzo de 2023. Es importante destacar que estos análisis se centran en evaluar el desempeño operativo de la intervención rigless en el pozo B3, ejecutado en el mes de octubre del 2022, mes después de la ejecución de un Well service, en donde se realizó el cambio de bomba electrosumergible.

4.2.1 Comportamiento del BSW del Pozo B3

Según los resultados de las pruebas de producción realizadas en el pozo B3 antes de la ejecución del lavado de perforados mediante el bombeo de nafta en octubre de 2022, se observó un promedio de BSW de 17,5%. Sin embargo, después de la intervención, se evidenció una reducción significativa del BSW al 11,7% en promedio durante los siguientes 6 meses, como se muestra en la *Figura 46*. Esta disminución del BSW podría atribuirse posiblemente al efecto de la nafta utilizada durante la intervención, la cual pudo haber alterado las propiedades de mojabilidad de la roca, afectando la distribución de los fluidos en el pozo.

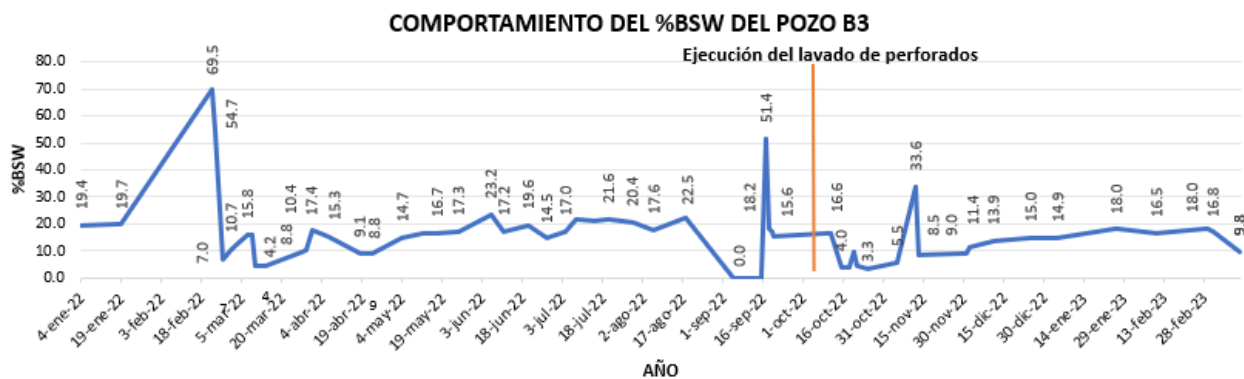


Figura 46. %BSW del Pozo B3 desde enero del 2022 hasta marzo del 2023

Fuente: Compañía Operadora

Como resultado de este cambio en la mojabilidad, es probable que se haya desplazado una menor cantidad de agua desde la formación hacia el pozo durante la producción, lo que contribuiría

a la disminución observada en el porcentaje de BSW durante los 6 meses posteriores a la intervención. La reducción de aproximadamente 5,5% en el BSW representa un aumento en la producción de aproximadamente 20 BOPD en comparación con los 272 BOPD que el pozo B3 estaba produciendo días antes de la ejecución del lavado de perforados. Es decir, la simple reducción del BSW del pozo B3 hizo que su producción pasará de 272 BOPD a casi 293 BOPD, manteniendo la misma cantidad de fluido producido (327 BFPD).

Estos resultados nos permiten concluir que el lavado de perforados tuvo un impacto positivo en la productividad del pozo B3, demostrando su eficacia al mejorar la producción de petróleo.

4.2.2 Comportamiento de la Presión del Pozo B3

En la *Figura 47*, se presenta el comportamiento de las presiones PIP (Presión de Entrada de la Bomba) y PWF (Presión en el Fondo Fluyente) del pozo B3 durante el período comprendido entre el año 2022 y marzo de 2023. Se observa una tendencia negativa en los valores de presión antes de la ejecución del lavado de perforados en el mes de octubre del 2022. Durante los 9 meses del 2022 previos a la intervención de lavado de perforados mediante el bombeo de nafta de manera rigless, se registró un valor máximo de 985 psi para la presión PWF y 757 psi para la presión PIP. Asimismo, se obtuvieron valores mínimos de 579 psi y 360 psi para las presiones PWF y PIP, respectivamente, en ese mismo período.

Estos resultados indican que el comportamiento de las presiones antes del lavado de perforados presentaba una variación del 40% en pérdida de presión. Además, el análisis de fluidos realizado mediante el screening test del pozo B3, documentado en el capítulo 6.1 de este informe, reveló la posible presencia de deposición de material orgánico en los perforados del pozo. Esta deposición afectaba negativamente el flujo de los fluidos y, por consiguiente, la productividad del

pozo.

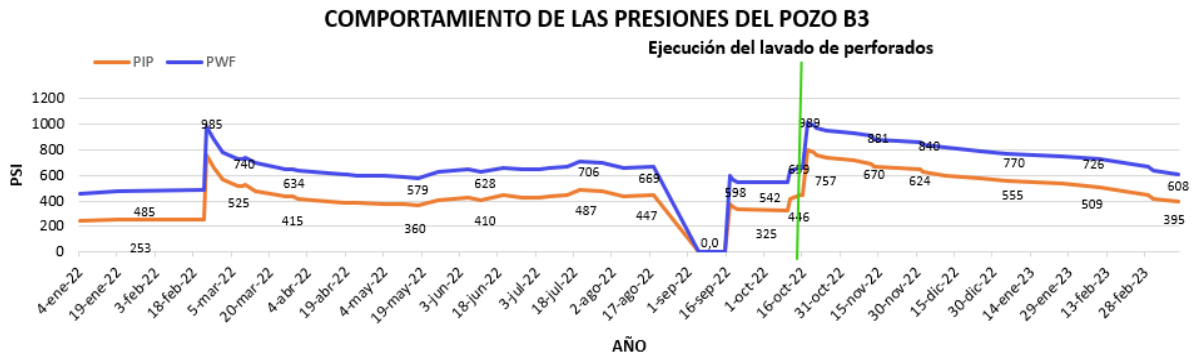


Figura 47. Comportamiento de Presión PIP y PWF del Pozo B3 desde enero del 2022 hasta marzo del 2023

Fuente: Compañía Operadora

Cabe destacar que el cambio del equipo de fondo realizado en septiembre de 2022 no logró restaurar las presiones a niveles óptimos para obtener una mayor productividad del pozo B3. Estos hallazgos respaldaron la necesidad de realizar una intervención adicional, como el lavado de perforados, para abordar el problema de deposición y optimizar el rendimiento del pozo.

Una vez se llevó a cabo la intervención rigless mediante el bombeo de nafta para el lavado de perforados en el pozo B3, siguiendo una secuencia operativa similar a la empleada en el pozo A2, se obtuvieron resultados exitosos en términos de recuperación de presiones. La Figura 47 muestra claramente cómo se logra restablecer de manera significativa tanto la presión en el fondo del pozo (PWF) como la presión en la entrada del equipo de fondo (PIP). La PWF aumenta de 659 psi antes del lavado de perforados a 1016 psi, lo que representa una recuperación adicional del 55% en comparación con el estado inicial. De manera similar, la PIP se eleva de 446 psi a 800 psi, mostrando una recuperación de aproximadamente el 80% en la presión.

Es importante resaltar que, a pesar de la observada declinación en las presiones entre octubre de 2022 y marzo de 2023, el pozo B3 muestra valores de presión similares a los registrados

antes de la ejecución del lavado de perforados, específicamente en marzo de 2023. Esto indica que, durante los 6 meses posteriores a la intervención, el pozo ha mantenido una estabilidad en las presiones y ha experimentado una mejora en la eficiencia del flujo de fluidos, lo cual ha contribuido a maximizar su productividad. Sin embargo, estos resultados también resaltan la necesidad de llevar a cabo un nuevo lavado de perforados con el objetivo de prolongar y mantener la mejora productiva del pozo B3 en el futuro.

4.2.3 Producción de Fluidos del Pozo B3

En la *figura 48* se muestra el comportamiento de la producción de fluidos líquidos del pozo B3. Antes de la ejecución del lavado de perforados en octubre de 2022, se observa una variación significativa y negativa en la producción del pozo. Inicialmente, el pozo estaba produciendo 365 barriles de aceite por día, pero durante los 9 meses anteriores al lavado de perforados, esta cifra disminuyó considerablemente, llegando a tan solo 228 barriles de aceite por día. Esta pérdida de producción es significativa en comparación con el potencial estimado del pozo, que se sitúa en 356 BOPD de aceite y 419 BFPD de fluidos.

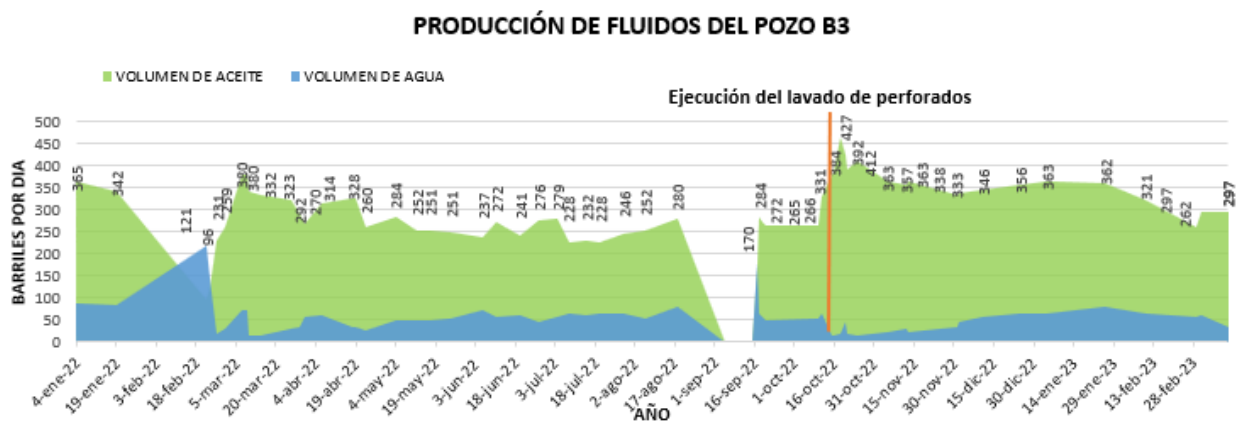


Figura 48. Perfil Completo de Producción de Aceite y Agua del Pozo B3 desde enero del 2022 hasta marzo del 2023

Fuente: Compañía Operadora

En la figura 48, es relevante destacar que, a pesar del reemplazo del equipo BES de fondo realizado durante el well service en septiembre de 2022, el pozo B3 no logró aumentar su productividad a los niveles esperados antes de la ejecución del lavado de perforados. Estos resultados, respaldados por la caracterización de fluidos detallada en el apartado 6.1 de esta investigación, confirman que la presencia de depósitos de material orgánico en los perforados del pozo estaba causando una disminución en su productividad.

Una vez ejecutado el lavado de perforados mediante el bombeo de nafta, se observaron resultados altamente positivos. Desde octubre hasta marzo de 2023, el pozo B3 mantuvo un promedio de producción de 355 BOPD, lo que indica que el pozo alcanzó su potencial de producción. El éxito de la intervención rigless, en la cual se realizó el lavado de perforados, se refleja claramente en la producción de aceite. Antes del lavado, el pozo B3 tenía un promedio de producción de 251 BOPD, mientras que después del lavado y hasta marzo de 2023, la producción promedio se elevó a 355 BOPD.

Este resultado demuestra claramente la eficacia de la intervención rigless con lavado de perforados mediante el bombeo de nafta. Además, es importante destacar que esta mejora en la producción de aceite tiene un impacto directo en la evaluación técnico-económica de la intervención, ya que permite maximizar la rentabilidad de los campos petroleros en el sur de Colombia.

De acuerdo con los niveles de producción actuales, reportados en marzo de 2023, se evidencia que los niveles de producción del pozo B3 han vuelto a estar en valores similares a los registrados antes de la ejecución del lavado de perforados. Esta observación, respaldada por el análisis de resultados, indica que sería factible llevar a cabo nuevamente un lavado de perforados.

Dada la tendencia de los niveles de producción a retornar a los valores previos al lavado de perforados, se recomienda realizar una nueva intervención rigless para mantener la productividad óptima del pozo B3. Esta recomendación operativa surge del análisis detallado de los resultados obtenidos, donde se ha demostrado que el lavado de perforados mediante el bombeo de nafta ha sido efectivo en mejorar la productividad del pozo. Al realizar un nuevo lavado de perforados, se espera eliminar cualquier posible acumulación de material orgánico y maximizar la eficiencia del flujo de fluidos, lo cual contribuirá a mantener niveles de producción favorables en el pozo B3.

4.2.4 Comportamiento del Índice de Productividad Pozo B3

En la *figura 49* se puede evidenciar, el comportamiento del índice de productividad, el cual está dado a partir de la relación de producción sobre la diferencia de presión; la *figura 49* se puede analizar teniendo en cuenta la fecha en la cual se ejecutó el lavado de perforados de manera rigless para el mes de octubre del 2022. El comportamiento del índice de productividad desde enero del 2022 a octubre del 2022 presenta una pequeña declinación la cual permite afirmar que el comportamiento del índice de productividad para ese periodo del tiempo fue constante, es importante tener en cuenta que el pozo B3 tuvo una intervención de Well Service, la cual en términos productivos no tuvo una afectación positiva en la producción.

Una vez se ejecutó el lavado de perforado en el mes de octubre del 2022 se puede evidenciar en la *figura 49*, el incremento del índice de productividad de manera muy positiva ya que logra alcanzar un pico máximo en octubre del 2022, donde el IP pasa de 0,280 a 0,331.

En términos de resultados se logra determinar que la ejecución de la intervención rigless, resulta bastante positiva para el pozo B3, el aumento de la producción hace de esta intervención una manera eficaz para lograr recuperar, mantener y aumentar la producción del pozo alcanzando

niveles establecidos en el potencial de la compañía operadora.

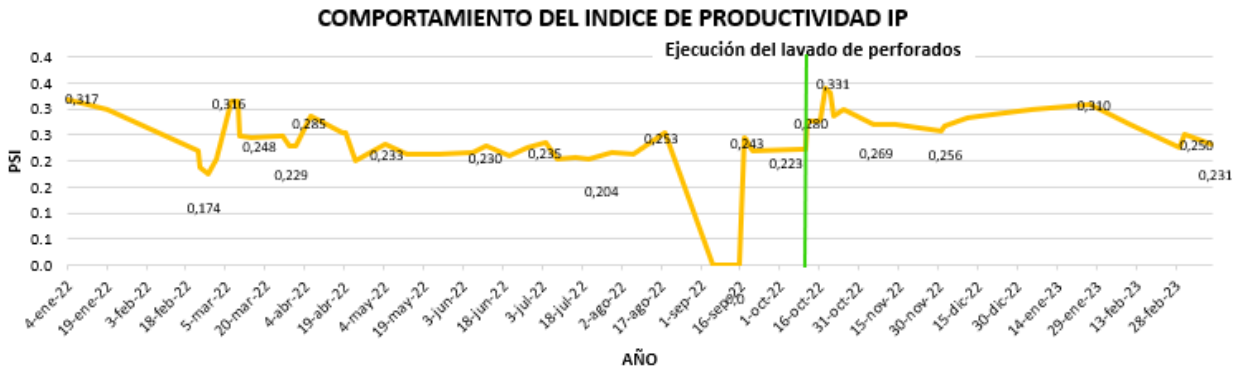


Figura 49. Perfil Completo del Comportamiento del Índice de Productividad del Pozo B3 desde enero del 2022 hasta marzo del 2023

Fuente: Compañía Operadora

4.2.5 Resumen de Aportes de Fluidos Pozo B3

Tabla 14. Resumen de Aporte de Fluidos Pozo B3

Fuente: Compañía Operadora

	APORTE DE FLUIDOS POZO B3						VARIACIÓN
	ANTES			DESPUÉS			
	ene-23	6-ago	10-oct	16-oct	25-oct	4-ene	
BFPD	453	306	319	400	426	427	81
S&W (%)	19	18	17	4	3	4	-13
BOPD	365	252	266	384	412	363	118
BWPD	88	54	53	16	14	64	-37
PIP (psi)	240	440	325	446	739	550	121
PWF (psi)	460	660	542	659	948	770	117
VEL EXT (HZ)	54,5	61,5	51	48	47,2	46,7	-3
IP (stbd/psi)	0,32	0,21	0,22	0,28	0,30	0,30	0,057

4.3 Evaluación Económica de la Intervención

4.3.1 Análisis Económico para la Intervención en el Pozo A2

Según el reporte de costo y rentabilidad del campo A, emitido por la compañía operadora para el mes de mayo de 2022 (figura 16), el pozo A2 tenía una producción planificada de 477 barriles de petróleo por día (BOPD) para el año 2022. Sin embargo, durante el primer semestre del

año, es decir, el período de enero a junio de 2022, la producción promedio fue de 450 BOPD. Esta disminución significativa en la producción generó una preocupación en la rentabilidad del campo A.

Específicamente, para el mes de junio de 2022, la producción del pozo A2 cayó a 330 BOPD, mientras que en enero del mismo año alcanzó 479 BOPD. Esta variación en la producción durante el primer semestre del año tuvo un impacto directo en la rentabilidad del campo A, ya que no se estaba cumpliendo con la producción planificada.

A lo largo de este documento se ha analizado la productividad del pozo A2 mediante la cantidad de barriles de aceite producidos por día, dichos datos permiten obtener que los valores de la producción de aceite que se reportan a continuación para el periodo de enero del 2022 a marzo del 2023 son:

- Producción promedio antes de la intervención (enero a junio 2022): 363 BOPD
- Producción promedio después de la intervención (junio 2022 a marzo 2023): 603 BOPD

Para evaluar el impacto de la intervención en el pozo A2, se utilizaron los datos históricos del precio del petróleo Brent obtenidos del portal "investing". El análisis permitió determinar el precio promedio del barril de petróleo antes y después de la intervención.

Durante el período de enero a junio de 2022, es decir, antes de la intervención, el precio promedio del petróleo Brent fue de \$107,85 USD por barril (bbl). Sin embargo, después de la intervención, desde junio de 2022 hasta marzo de 2023, el precio promedio del petróleo Brent disminuyó a \$89,86 USD por barril (bbl).

4.3.1.1 Costo de la Intervención

La intervención de lavado de perforados tuvo un costo estimado de subsuelo (sin IVA) de \$19.694,66 USD, gastos que se asocian a la realización del Lavado de Perforados del pozo A2 y se encuentran consignados en la *figura 39* de este documento. Teniendo en cuenta la tasa de cambio representativa del mercado “TRM” en \$3940 COP para la fecha de aprobación de la intervención (mayo del 2022), se obtiene que el costo de la realización del lavado de perforados fue de \$77'596.959,79 COP

4.3.1.2 Costos de Operación del Campo A

A Continuación, en la *figura 50*, se presenta los costó de operación del campo A por mes, mismo que asciende a \$1.667'655.090 COP, distribuido en diferentes rubros operativos con una equivalencia en USD de \$409.843,96 USD, dando como resultado que los costos operativos anuales son \$4'918.116 USD. Información suministrada por la compañía.

Costos	Costos por Mes COP	Cst. Unidad USB/BL
MATERIALES	1.331.776.627	2,78
COSTOS DE OPERACIÓN	1.422.993.303	2,94
COSTOS DE LEVANTAMIENTO	1.667.655.090	3,49

Figura 50. Detalles de los Costos Operacionales del Campo A por Mes, Costo del Barril para el Mes de Mayo en 6,30 USD

Fuente: Compañía Operadora

4.3.1.3 Flujo Efectivo Neto Anual

Para realizar el flujo de caja, se tuvo en cuenta que la ejecución del lavado de perforados se realizó los primeros días del mes de junio, lo que permite analizar 6 meses antes y 6 meses después.

Flujo efectivo neto = (Producción * Precio promedio del barril de petróleo * 180 días)-

costos mensuales de operación * 6

**Flujo efectivo neto antes = (363 BOPD * \$107.85 USD/barril * 180 días) –
\$409.843,96 USD*6 ≈ 4'587.856,24 USDS**

**Flujo efectivo neto después = (603 BOPD * \$89.86 USD/barril * 180 días) –
\$409.843,96 USD*6 ≈ 7'294.340,64 USD**

Flujo efectivo neto anual = 4'587.856,24 USD + 7'294.340,64 USD ≈ 11'882.196,88 USD

El flujo efectivo neto anual total después de la intervención de lavado de perforados es de aproximadamente \$11,882,196.88 USD. Este resultado sugiere que la intervención fue rentable, ya que se generó un flujo efectivo neto positivo después de considerar los costos de operación durante los primeros 6 meses después de la intervención.

4.3.1.4 Tiempo de Recuperación de la Inversión

El tiempo de recuperación de la inversión es de aproximadamente 0,606 días. Esto significa que tomará alrededor de 0,606 días recuperar la inversión de la intervención cuyo costo fue de \$19.694,66 dólares, dicha recuperación es a través de los flujos de efectivo generados por el pozo después de la intervención.

Inversión Inicial: \$19.694,66 dólares

Flujo de Efectivo Neto Anual: \$11.882.196,88 USD

TIR = Inversión inicial / Flujo de efectivo neto anual

TIR = \$19.694,66 USD / \$11.882.196,88 USD ≈ 0,00166 años

TIR ≈ 0,00166 años * 365 días/año ≈ 0,606 días

Este resultado confirma que la intervención de lavado de perforados fue extremadamente rentable y viable, ya que la inversión inicial se recuperó en menos de un día gracias al incremento en la producción de petróleo y los ingresos generados, considerando los costos de operación y los precios del petróleo.

4.3.1.5 Resultados del Análisis Económico Campo A

Tiempo de recuperación de la inversión: La inversión inicial de \$19.694,66 dólares para la intervención se recuperaron a través de la producción adicional en aproximadamente 1 día. Esto significa que el gasto de la intervención se pagó en muy corto tiempo a partir de la producción adicional generada.

Rentabilidad: La mejora de la producción del pozo resultante de la intervención de lavado de perforados permitió que el pozo generará flujos de efectivo significativamente mayores. Basado en el precio promedio del barril de petróleo para el año 2022 el cual sufrió alteraciones fuertes durante el año, situación que se evidencia con el precio promedio del barril de petróleo Brent para el primer semestre del año 2022 el cual su promedio fue de \$107,85 dólares, en contraste con el promedio para el segundo semestre del año el cual su precio fue de \$89,86 dólares por barril. El flujo de efectivo neto anual se estima en aproximadamente \$11'882.196,88 dólares para el año 2022, teniendo en cuenta la intervención, sus costos y el aumento de producción. Es importante destacar que desde un análisis económico del proyecto en caso de que no se hubiera presentado la ejecución de la intervención para el mes de junio del 2022, se hubiera obtenido un flujo de caja mucho menor al presentado el cual rondaría un valor aproximado de \$8'000.244,88 USD, considerando que la producción promedio se hubiera mantenido durante todo el año en 363 bbl y el precio de barril para segundo semestre del año 2022.

Los resultados obtenidos subrayan la importancia y eficacia de la intervención, ya que esta no solo logró mejorar significativamente la producción del pozo, sino también mitigar los efectos de la volatilidad en los precios del petróleo. El flujo de efectivo neto anual demostró ser mucho más sólido y favorable gracias a la ejecución de la intervención, lo cual reafirma su impacto positivo en la rentabilidad y viabilidad económica del proyecto.

Impacto en el costo de levantamiento: La significativa mejora en la producción de petróleo, que pasó de 363 BOPD en promedio para los primeros 6 meses del año a 603 BOPD en promedio para los siguientes 6 meses una vez ejecutada la intervención de lavado de perforados, contribuyó directamente a un flujo de efectivo neto anual sustancialmente más alto, generando ingresos más significativos que permitieron recuperar la inversión inicial en un tiempo sumamente corto.

Además, los resultados obtenidos tras la intervención redujeron significativamente los costos de levantamiento del campo. Con un costo previo de 6,30 USD por barril producido, la ejecución del lavado de perforados llevó este costo a tan solo 3,79 USD por barril, *ver figura 51*. Esta notable disminución en el costo de levantamiento del campo es un indicador clave de su rentabilidad y eficiencia operativa.

el campo B, según lo establecido por la compañía operadora, ascienden a \$29.973.424.799 COP, y considerando el valor promedio de la Tasa Representativa del Mercado (TRM) durante el período de abril de 2022 a abril de 2023 de \$4.534,10 COP por dólar, se traduciría en un costo operacional de \$6,610,659.51 USD.

Costos	Costos por Mes COP	Cst. Unidad USB/BL
MATERIALES	22.948.084.144	35,57
COSTOS DE OPERACIÓN	24.434.826.593	37,88
COSTOS DE LEVANTAMIENTO	1.667.655.090	46,47

Figura 52. Detalles de los Costos Operacionales del Campo B para el de Octubre, Costo Barril en 46,47 USD

Fuente: Compañía Operadora

Dado que los costos totales del campo son respaldados por los 8 pozos activos, se puede inferir que aproximadamente \$826.332,45 USD del costo mensual operacional se asignan específicamente al pozo B3. Esta asignación refleja la importancia y relevancia del pozo B3 en la operación general del campo B y destaca su participación significativa en el gasto operacional mensual total.

4.3.2.3 Flujo Efectivo Neto Anual

Para realizar el flujo de caja, se consideró que la ejecución del lavado de perforados tuvo lugar en octubre de 2022. Por lo tanto, se analizaron los datos durante 6 meses antes y 6 meses después de la intervención, abarcando el periodo desde marzo de 2022 hasta marzo de 2023. Los registros de producción de aceite reflejaron una producción promedio antes de la intervención de 233 BOPD, mientras que después de la intervención, la producción promedio aumentó a 355 BOPD.

Para evaluar el impacto de la intervención en el pozo B3, se utilizaron los datos históricos del precio del petróleo Brent obtenidos del portal "investing". El análisis permitió determinar que, durante el periodo de marzo a octubre de 2022, el precio promedio del petróleo Brent fue de \$105,18 USD por barril (bbl). Sin embargo, después de la intervención, desde octubre de 2022 hasta marzo de 2023, el precio promedio del petróleo Brent disminuyó a \$83,90 USD por barril (bbl).

Flujo efectivo neto = (Producción promedio * Precio promedio del barril de petróleo * 180 días) - costos mensuales de operación * 6

Flujo efectivo neto antes = (233 BOPD * \$105,18 USD/barril * 180 días) - \$826.332,45 USD*6 \approx -546.745,5 USDS

Flujo efectivo neto después = (355 BOPD * \$83,90USD/barril * 180 días) - \$826.332,45 USD*6 \approx 403.215,3 USD

Flujo efectivo neto anual = -546.745,5 USD + 403.215,3 USD \approx -143.530,2 USD

Al calcular el flujo efectivo neto, que considera los ingresos por producción y los costos operacionales, se obtuvieron los siguientes resultados: antes de la intervención, el flujo de efectivo neto fue de aproximadamente \$ -546.745,5 USD, mientras que después de la intervención, el flujo efectivo neto fue de \$403.215,3 USD. El flujo efectivo neto anual, que es la suma de los flujos de efectivo antes y después de la intervención, resultó en aproximadamente \$ -143.530,2 USD.

Es importante resaltar que, si no se hubiera realizado el lavado de perforados, el flujo efectivo anual habría sido aproximadamente \$ -1'985.974,2 USD, una cifra significativamente

mayor al flujo efectivo neto real. Estos resultados muestran cómo la intervención en el pozo B3 tuvo un impacto positivo al mejorar la producción y lograr un flujo de efectivo neto más favorable, lo que demostró ser una decisión económica acertada para el proyecto.

4.3.1.4 Tiempo de Recuperación de la Inversión

A continuación, se presenta el análisis por el cual se va a establecer el tiempo de recuperación del valor de la inversión para la intervención en la cual se logra ejecutar el lavado de perforados:

Inversión inicial: \$18.847,58 dólares (costo de la intervención en octubre de 2022)

Flujo de efectivo neto anual después de la intervención: \$403.215,3 dólares

Tiempo de recuperación de la inversión (TIR) = Inversión inicial / Flujo de efectivo neto anual después de la intervención

TIR = \$18.847,58 / \$403.215,3 \approx 0,0467 años

TIR \approx 0,0467 años * 365 días/año \approx 17,04 días

Por lo tanto, el tiempo de recuperación de la inversión, tomará aproximadamente 17,04 días para lograr recuperar la inversión de la intervención la cual fue de \$18.847,58 USD, esta recuperación se produce a través del aumento de producción y los flujos de efectivo generados por el pozo B3 después de la intervención de lavado de perforados.

Resultado, que significa que la inversión inicial se recuperará en un período muy corto de tiempo, lo que sugiere que la intervención de lavado de perforados en el pozo B3 ha sido altamente rentable y efectiva en términos económicos.

4.3.1.4 Resultado del Análisis Económico Campo B

Tiempo de recuperación de la inversión: Un TIR tan bajo confirma el éxito rotundo de la intervención, generando flujos de efectivo netos considerablemente favorables en un lapso muy corto. La agilidad en la recuperación de la inversión es una señal altamente positiva, evidenciando que la decisión de llevar a cabo el lavado de perforados en el pozo B3 ha sido acertada en términos económicos. El TIR de apenas 17,04 días evidencia la pronta recuperación de la inversión de \$18.847,58 dólares realizada en la intervención. Demostrando que la intervención fue eficiente en la recuperación económica destacando el impacto positivo, lo cual fortalece aún más la efectividad en la rentabilidad del proyecto.

Rentabilidad: Los resultados del análisis de rentabilidad indicaron un incremento significativo en la producción del pozo B3 después de la intervención. La producción promedio aumentó de 233 barriles de petróleo por día (BOPD) a 355 BOPD, lo que indica un flujo efectivo neto anual de aproximadamente \$ -143.530,2 USD. Este valor negativo refleja una mejora en la situación financiera del proyecto, ya que representa una disminución en las pérdidas en comparación con el flujo efectivo neto anual sin intervención, el cual hubiera sido aproximadamente de \$ -1'985.974,2 USD.

Esto demuestra que la intervención en el pozo B3 fue una decisión acertada y rentable para la compañía operadora. A pesar de la disminución en el precio del petróleo Brent, la mejora en la producción del pozo permitió generar mayores ingresos y reducir las pérdidas asociadas al proyecto. La rentabilidad alcanzada con la intervención evidencia el impacto positivo en la eficiencia operativa del campo B, posicionando al pozo B3 como un activo valioso dentro de la cartera de producción de la compañía.

4.4 Alternativas de mejoras con implementación de los lavados de perforados

1.Estudio de compatibilidad de nafta y crudo: Antes de realizar futuras intervenciones de lavado de perforados, es crucial llevar a cabo estudios de compatibilidad entre la nafta utilizada y el crudo del pozo. Estos estudios deben analizar la variabilidad de la composición de la nafta y su interacción con el crudo producido, para evitar problemas de precipitación de asfáltenos. Una evaluación precisa de la compatibilidad ayudará a seleccionar la nafta más adecuada y a evitar complicaciones en la producción.

2.Cronograma de Frecuencia de Intervención: Establecer un cronograma planificado para repetir las intervenciones de lavado de perforados. La acumulación de compuestos orgánicos con el tiempo puede afectar negativamente el flujo del pozo nuevamente. Mediante intervenciones periódicas, se evitará la formación de depósitos y se mantendrá la eficiencia del flujo, asegurando una producción óptima y evitando costosas disminuciones en la productividad.

3.Estudio de Compatibilidad con Componentes del Sistema de Completamiento: Realizar un análisis exhaustivo de la compatibilidad de la nafta con cada componente del sistema de completamiento del pozo. Esto evitará problemas como el desgaste de elastómeros que ocurrió en el pozo A2. Se deben evaluar cuidadosamente los materiales y sellos utilizados en el sistema para garantizar que sean compatibles con la nafta y que mantengan su integridad durante las intervenciones y después de las misma.

4.Ajuste de la Técnica y Productos Utilizados: Considerar la inclusión de productos que aborden otros tipos de daño, como compuestos inorgánicos, en las intervenciones de lavado de perforados. Esto permitirá adaptar la técnica a las condiciones específicas de los pozos y maximizar la remoción de depósitos y la mejora de la productividad.

5.Simulaciones con Diferentes Escenarios: Realizar simulaciones detalladas que contemplen diferentes escenarios operativos. Estas simulaciones pueden incluir oportunidades de crecimiento mediante el uso de estimulación selectiva o fracturamiento hidráulico. Al analizar varios escenarios, se podrá identificar la estrategia más adecuada para mejorar la producción y la rentabilidad del pozo.

En conjunto, la implementación de estas alternativas de mejoras operacionales permitirá maximizar la eficacia de las intervenciones de lavado de perforados en los pozos. Un enfoque cuidadoso en la selección de productos, la planificación de intervenciones y la compatibilidad de materiales asegurará resultados positivos y una mayor productividad del pozo a lo largo del tiempo. Estas mejoras contribuirán al éxito del proyecto y a la eficiencia operativa en el campo petrolero.

Conclusiones

- La implementación del lavado de perforados mediante bombeo de nafta sin equipo de varillaje ha demostrado ser una estrategia altamente efectiva y económica, con resultados operativos y productivos sobresalientes. A través de un seguimiento exhaustivo realizado durante los meses posteriores a la intervención en los pozos A2 y B3, en comparación con los meses previos, se pudo evaluar su efectividad a lo largo del tiempo. Los resultados obtenidos en este seguimiento reafirmaron la eficacia de esta técnica para aumentar significativamente la producción, gracias a las mejoras logradas en las condiciones operativas de los pozos.
- La elección de la nafta como fluido para la ejecución del lavado de perforados en los pozos A2 y B3, debido a su naturaleza aromática, resultó ser efectiva en la remoción de los

compuestos orgánicos precipitados (asfáltenos). Durante el seguimiento posterior a la aplicación del lavado, se constató que los beneficios obtenidos en la remoción de estos compuestos superaron ampliamente cualquier limitación asociada a su naturaleza alifática. La nafta demostró su eficacia y rentabilidad en la remoción de compuestos orgánicos, lo que respalda el éxito del proceso de lavado de perforados en los pozos A2 y B3.

- La intervención rigless mediante lavado de perforados con nafta demostró ser altamente efectiva para incrementar la producción del pozo A2. La remoción de depósitos orgánicos permitió alcanzar un aumento del 83% en la producción, manteniendo niveles cercanos al potencial máximo del pozo. Aunque se presentaron fluctuaciones temporales debido a complicaciones operativas, la intervención resultó en una mejora significativa del índice de productividad del pozo. En general, el lavado de perforados con nafta se posiciona como una técnica rentable y segura para optimizar el rendimiento y eficiencia en la producción petrolera.
- El análisis económico confirma que la intervención de lavado de perforados en el pozo A2 resultó ser una decisión altamente rentable y viable. La inversión inicial de aproximadamente \$19.694,66 USD se recuperó en un corto período de tiempo, lo que indica la efectividad de la intervención para mejorar tanto la producción como el rendimiento del pozo. La aplicación del lavado de perforados generó una producción adicional significativa, lo que se tradujo en flujos de efectivo netos notoriamente mayores. Esta mejora en la rentabilidad del proyecto fue evidente gracias a la producción adicional generada después de la intervención.

Es relevante destacar que el campo A, donde se llevó a cabo la intervención, es un campo en desarrollo con un Lifting Cost de \$6,30 USD/bbl en mayo de 2022. Sin embargo, tras la ejecución de la intervención, este costo disminuyó a \$4,63 USD/bbl en julio del mismo año, y posteriormente, en septiembre de 2022, alcanzó un valor de \$3,79 USD/bbl. Este bajo costo de levantamiento resalta aún más la eficiencia del lavado de perforados, ya que logró aumentar la producción a un costo reducido y en un tiempo corto, mejorando de manera significativa las condiciones operativas del pozo.

- La ejecución del lavado de perforados en el pozo B3 resultó en una reducción del BSW del 15% al 11,7%. Esta disminución del BSW provocó un aumento en la producción de petróleo de aproximadamente 20 BOPD en comparación con su producción previa de 272 BOPD, alcanzando casi 293 BOPD. Además, se observó una recuperación significativa de la presión en el fondo del pozo (PWF) y en la entrada del equipo de fondo (PIP), mejorando la eficiencia del flujo de fluidos y maximizando la productividad. La producción promedio del pozo se incrementó de 251 BOPD a 355 BOPD, alcanzando su potencial estimado de 356 BOPD. Demostrando que el lavado de perforado resulta ser altamente efectivo para mejorar la productividad del pozo B3.
- La intervención rigless con lavado de perforados en el pozo B3 se demostró como una decisión acertada y rentable para la compañía operadora. A pesar de que el flujo efectivo neto resultante fue negativo, su magnitud fue significativamente menor en comparación con el flujo efectivo neto proyectado, el cual no consideraba los resultados positivos del lavado de perforados. Si la intervención no se hubiera realizado, el flujo efectivo neto anual habría sido aproximadamente 10 veces mayor y también negativo. Sin embargo, el seguimiento

posterior confirmó una mejora sostenida en la producción del pozo B3, respaldando la eficiencia operativa del campo B y la efectividad de la intervención. Estos resultados demuestran que el lavado de perforados contribuyó significativamente a la maximización de la producción y a la reducción del flujo efectivo neto negativo, lo que subraya la relevancia económica de la decisión tomada y su impacto positivo en el proyecto.

- Este estudio ha destacado varias alternativas de mejora para la implementación de lavados de perforados. Se recomienda realizar estudios de compatibilidad entre la nafta y el crudo, establecer un cronograma para intervenciones repetidas, analizar la compatibilidad de la nafta con los componentes del sistema de completamiento y ajustar la técnica para abordar daños por compuestos inorgánicos. Además, la simulación de diferentes escenarios proporciona una visión más completa de los resultados esperados. La adopción de estas mejoras promete optimizar la eficiencia operativa y aumentar la producción del pozo, asegurando un desempeño sostenible y exitoso

Bibliografía

Acevedo-Alvarez, V., Ramírez Jaramillo, E. (2010) Predicción de envoltentes de precipitación de parafinas bajo la presencia de inhibidores químicos y naturales. Universidad Nacional Autónoma de México. Ciudad Universitaria, México, D.F. *Tesis de grado*. Recuperado de <http://oilproduction.net/files/Precipitaci%C3%B3n%20de%20Parafinas-UNAM-OilProduction.pdf>

Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2023). *Mapa de Tierras*. Recuperado de <https://www.anh.gov.co/es/hidrocarburos/mapa-de-tierras/>

Agencia Nacional de Hidrocarburos. (s/f). Caguán - Putumayo. Recuperado de <https://www.anh.gov.co/es/hidrocarburos/oportunidades-disponibles/procesosde-seleccion/ronda-colombia-2010/tipo-1/cagu%C3%A1n-putumayo/>

Akbarzadeh, K., Hammami, A., Kharrat, A., Zhang, D., Allenson, S., Creek, J., Kabir, S., Jamaluddin, J., Marshall, A. G., Rodgers, R. P., Mullins, O. C., Solbakken, T., Andrews,

B., & Betancourt, S. (s/f). *En el campo petrolero, los asfáltenos son conocidos por obstruir los pozos, las líneas*. Slb.com. Recuperado de <https://www.slb.com/-/media/files/oilfield-review/p22-43-spanish>

Asociación Colombiana del Petróleo. (2018). *¿Para qué Sirve el Petróleo? Los 6 Usos Más Comunes*. Recuperado de <https://acp.com.co/web2017/es/sala-de-prensa/en-los-medios/886-para-que-sirve-el-petroleo-los-6-usos-mas-comunes>

Buenrostro González, E., Bazúa Rueda, Enrique. (2002). Caracterización y modelamiento termodinámico de la precipitación de asfáltenos. *Tesis Doctoral*. Universidad Nacional Autónoma de México. *Digital*. Recuperado de <http://132.248.9.195/pdtestdf/0312727/Index.html>

Cárdenas Romay, D. J. (2019). Relación entre las variables de proceso que intervienen en la explotación de yacimientos de petróleo y la precipitación de asfáltenos, con base en meta-análisis. Trabajo de grado. Universidad de Bogotá Jorge Tadeo Lozano. Recuperado de: <https://shorturl.at/bAOS5>

Chow-Pangtay, S. (s/f). Petroquímica y sociedad. Cap I. *HISTORIA DEL PETROLEO*. Edu.mx. Recuperado el 24 de julio de 2023, de http://bibliotecadigital.ilce.edu.mx/sites/ciencia/volumen1/ciencia2/39/html/sec_7.html

Dehaghani, A. H. S., & Badizad, M. H. (2016). Experimental study of Iranian heavy crude oil viscosity reduction by diluting with heptane, methanol, toluene, gas condensate and naphtha. *Petroleum*, 2(4), 415–424. <https://doi.org/10.1016/j.petlm.2016.08.012>

Delgado, José Gregorio. (2006). Asfáltenos, composición, agregación, precipitación. Laboratorio de formulación, interfaces, reología y procesos. Universidad de los Andes, Merida – Venezuela. Versión 1. *CUADERNO CUADERNO FIRP FIRP S369-A*. Recuperado de <https://es.firp-ula.org/wp-content/uploads/2019/06/S369A.pdf>

Delgado-Linares, José. (2019). Precipitación asfáltenos S368NT. Recuperado el 24 de julio de 2023, de https://www.researchgate.net/publication/330993312_Precipitation_asfaltenos_S368NT

Fakher, S., & Imqam, A. (2018). *Investigating the Viscosity Reduction of Ultra-Heavy Crude Oil Using Hydrocarbon Soluble Low Molecular Weight Compounds to Improve Oil Production and Transportation* (Vol. 2). <http://onepetro.org/SPEHOCE/proceedings-pdf/18HOCE/2-18HOCE/D021S006R003/1225601/spe-193677-ms.pdf/1>

Georgie, W., & Smith, C. (2012). The challenges in processing heavy oil. *All Days*, SPE-157894-MS.

Harynuk, J.C., McKenna, A.M., Héberger, P.C. (s,f). Characterization of gasoline and diesel fuel composition using comprehensive two-dimensional gas chromatography with time-of-flight mass spectrometry.

Hesami, S., Rashidi, A., Ghazanfari, M. H., & Riazi, M. (2016). Experimental investigation of asphaltene and paraffin removal from crude oil by thermal and chemical methods. *Petroleum Science and Technology*, 34(12), 1097-1104.

J.C. Harynuk, A.M. McKenna, y P.C. Héberger. (2023). "Polarity Determination of Gasoline Components by Comprehensive Two-Dimensional Gas Chromatography and Time-of-Flight Mass Spectrometry".

J.-F. Argillier, I. H. P. G. and J.-P. H. Inst. F. du P. and P. G. T. S. A. (2005). *Heavy Oil Dilution*.
<http://onepetro.org/SPEITOHOS/proceedings-pdf/05ITOHOS/All-05ITOHOS/SPE-97763-MS/2853942/spe-97763-ms.pdf/1>

Jaimes, M. G. (2010). Field application of a rig less practical method for stimulation of beam pumping wells. *All Days*, SPE-138814-MS.

Jaimes, MG. (2010). "Aplicación en Campo de un Método sin Plataforma para la Estimulación de Pozos con Bombeo de Viga". Documento presentado en la Conferencia de Ingeniería Petrolera de América Latina y el Caribe de la SPE, Lima, Perú, diciembre de 2010. doi:
<https://doi-org.usco.basesdedatosezproxy.com/10.2118/138814-MS>

J-F. Argillier, L. B. F. B. J.-L. D. I. H. R. B. (2001). *Influence of Asphaltenes Content and Dilution on Heavy Oil Rheology*.

Kamal, M. S., Islam, M. R., & Idris, A. K. (2015). Asphaltene removal from crude oil: A review. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 133, 723-740.

Kim, M. S., Kim, Y. J., Kim, K. S., & Lee, J. M. (2017). Characteristics of paraffin deposition and its removal by thermal method in production wells. *Journal of Mechanical Science and Technology*, 31(11), 5615-5621.

Kokal, S. L., & Sayegh, S. G. (1995). Asphaltenes: The cholesterol of petroleum. *All Days*.

Liu, Y., Liu, X., Yang, M., Song, G., Gao, H., & Bai, B. (2017). Study on thermal treatment technology of asphaltene deposits in crude oil pipeline. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 158, 752-761.

McKenna, A.M., Harynuk, J.C., Héberger, P.C. (s,f). Analysis of gasolines using comprehensive two-dimensional gas chromatography with time-of-flight mass spectrometry and partial least squares regression. Este estudio utiliza la GCxGC y la TOF-MS para analizar la composición de diferentes tipos de gasolina y evalúa el uso de la regresión de mínimos cuadrados parciales (PLS) para predecir la calidad de la gasolina.

Meza, L., Alvarado, J. G., Márquez, R., & Forgiarini, A. (2022). Performance evaluation of demulsifier using the optimum formulation HLD concept: A practical case using heavy crude oil diluted in naphtha or in synthetic aromatic oil. *SPE Journal*, 27(04), 1856–1868. <https://doi.org/10.2118/209577-pa>

Ministerio de Salud de Chile. (2013). Guía metodológica para la Evaluación económica de Intervenciones en Salud en Chile. ISBN (versión digital): 978-956-348-023-8. Recuperado el 24 de julio de 2023, de https://www.orasconhu.org/case/sites/default/files/files/EE_FINAL_web.pdf

Mmata, B., Ajiienka, J., Onyekonwu, M., & Chukwu, G. (2017). Determination of wax precipitation tendency using Sara analysis. *Day 2 Tue, August 01, 2017*, D023S008R001.

Murtaza, S., Al-Ruwaily, A. A., Taqi, A. A., Qahtani, S. S., Chacon, A., Gonzalez, A. J., & Bustamante, E. (2013). Wellbore asphaltene cleanout using a new solvent formulation in a

horizontal Open Hole oil producer in carbonate reservoir of North Ghawar field—scripting a success story. *All Days*, SPE-164434-MS.

New Jersey Department of Health and Senior Services. (2007). Hoja informativa sobre sustancias peligrosas, NAFTA. *RESUMEN DE RIESGOS*. .nj.gov. Recuperado de <https://nj.gov/health/eoh/rtkweb/documents/fs/0518sp.pdf>

Oliveira, G. (2015). *Evaluación de sistemas de surfactantes en agua de producción como medio para la recuperación mejorada de crudos extrapesados en los campos cabrutica y petromonagas* (Doctoral dissertation).

Padilla – Martillo, Yolanda. (2002). Análisis Objetivo de la producción para probar los beneficios de sobrepasar la zona de daño al punzar un pozo de petróleo. Aplicación al campo Cononaco de Petroproducción. Recuperado el 24 de julio de 2023, de <https://tesis.ipn.mx/jspui/bitstream/123456789/15642/1/Estudio%20sobre%20depositaci%C3%B3n%20y%20remoci%C3%B3n%20de%20asfaltenos%20durante%20el%20flujo%20a%20trav%C3%A9s%20de%20medios%20porosos.pdf>

Pathak, V., Babadagli, T., & Edmunds, N. R. (2010). Hot solvent injection for heavy oil/bitumen recovery: An experimental investigation. *All Days*, SPE-137440-MS.

Puype, F., Heyndrickx, S., Dewulf, J. (s,f) Aromatics in Gasoline: Environmental and Health Concerns.

Ramírez, Roberto. (s,f). Explotación de petróleo y desarrollo en la Amazonia Colombiana: El caso de Orito. Recuperado el 24 de julio de 2023, de

<https://repositorio.unal.edu.co/bitstream/handle/unal/11610/9789587613483.parte2.pdf?sequence=3&isAllowed=y>

Ramos Loredó, R. K. (2010). Estudio sobre la depositación y remoción de Asfaltenos Durante el flujo a través de Medios Porosos. Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura.

<https://www.dspace.espol.edu.ec/bitstream/123456789/3318/1/5840.pdf>

Ricardo Ledesma, F., Botteon, C. (2015). *Análisis de costos para la toma de decisiones en la Industria petrolera*. UNCUYO. Licenciatura en Economía. Recuperado de

https://bdigital.uncu.edu.ar/objetos_digitales/7546/ledesma-facundo.pdf

Right, B., & Right, J. R. (2022, octubre 11). *What is EBITDA and how is it valuable?* Bankrate;

Bankrate.com. <https://www.bankrate.com/investing/ebitda/>

Rossello, Eduardo & Nevistic, Vicente & Salvay, Raúl & Pina, Luis & Covellone, Graciela.

(2019). CUENCA PUTUMAYO (COLOMBIA). Recuperado de

https://www.researchgate.net/publication/337335303_CUENCA_PUTUMAYO_COLOMBIA

Servicio Geológico Colombiano. (2014). *Compilación de la cuenca de Caguán – Putumayo*.

Recuperado de

<https://recordcenter.sgc.gov.co/B20/23008100024725/Documento/Pdf/2105247251103000.pdf>

Thakur, G., Rodrigues, F. C., Dathathri, E., Nayak, S. K., & Pal, K. (2018). Protein-based gels.

En *Polymeric Gels* (pp. 31–54). Elsevier.

Universidad ESAN. (2018). *VPN y TIR: los índices para evaluar proyectos de inversión*. Perú.

Recuperado de <https://www.esan.edu.pe/conexion-esan/vpn-y-tir-los-indices-para-evaluar-proyectos-de-inversion-1>

Vargas, Carlos. (2007). Colombian Sedimentary (FORMACIONES) Basins. Recuperado de:

https://www.researchgate.net/publication/326424170_Colombian_Sedimentary_Basins

Vreeken, T., Caponi, F., Vreeken, AJ. (s,f). Aromaticity determination of gasoline components by nuclear magnetic resonance spectroscopy.

Zhao, Q., Zhang, X., Zhang, J., & Gao, H. (2017). A review of paraffin deposition in oil and gas production. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 45, 41