

Análisis de factibilidad económica de los pozos inyectoros de agua con sarta de inyección selectiva mediante la técnica de conversión de pozos depletados, para aumentar la producción de crudo pesado en un campo petrolero del municipio castilla la nueva mediante la guía de buenas prácticas del PMBOK sexta edición.

Carlos Orley Gil Amaya

Trabajo de grado para optar el título de Magister en Dirección y Gestión de Proyectos

Director

Alexander Anchicoque Calderón

Magister en Diseño y Gestión de Proyectos Tecnológicos

Universidad Santo Tomás, Bucaramanga

División de Ingenierías y Arquitectura

Maestría en Dirección y Gestión de Proyectos

2025

Dedicatoria

A Dios por darme la oportunidad de estar con vida y enseñarme los caminos correctos para poder alcanzar esta nueva meta.

A mi esposa Dayana Bustos González por brindarme todo el apoyo incondicional y por todas las motivaciones para alcanzar un logro más en mi vida.

A mi madre Luceina Amaya Rincón por brindarme todo el apoyo incondicional y por todas las motivaciones para alcanzar un logro más en mi vida. Todo lo que soy hoy, te lo debo a ti.

Agradecimientos

Al Ingeniero Alexander anchicoque calderón por dirigir mi proyecto de grado de maestría y por sus aportes realizados.

A la prestigiosa Universidad Santos Tomas sede Bucaramanga por contar con los más altos índices de calidad en educación y formación profesional.

Por todos los docentes que hacen parte del programa de Maestría en Dirección y Gestión de Proyectos, gracias a cada uno por los aportes profesionales que hicieron a lo largo de nuestra formación magistral.

Contenido

| | |
|--|----|
| Introducción | 20 |
| 1. Aspectos contextuales..... | 22 |
| 1.1 Planteamiento del problema/caso de negocio..... | 22 |
| 1.2 Objetivos..... | 23 |
| 1.2.1 Objetivo general | 23 |
| 1.2.2 Objetivos específicos..... | 24 |
| 1.3 Descripción institucional | 24 |
| 2. Marco referencial | 25 |
| 2.1. Marco teórico..... | 25 |
| 2.2. Marco conceptual..... | 30 |
| 2.2.1. Fundamentos de dirección de proyectos..... | 30 |
| 2.2.2. Definición de proyecto | 32 |
| 2.2.3. Definición de portafolio, programa y subproyecto..... | 32 |
| 2.2.4. Ciclo de vida de un proyecto | 33 |
| 2.3. Estado del arte..... | 34 |
| 3. Áreas de conocimiento..... | 44 |
| 3.1. Gestión de la integración del proyecto | 45 |
| 3.1.1. Acta de constitución del proyecto | 46 |
| 3.2. Gestión del alcance del proyecto | 51 |
| 3.2.1 Definir el alcance..... | 52 |
| 3.2.2 Crear la EDT..... | 52 |
| 3.2.3 Validar el alcance | 55 |

| | |
|--|----|
| ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA CONVERSIÓN DE POZOS INYECTORES DE AGUA. | 5 |
| 3.3 Gestión del cronograma del proyecto | 55 |
| 3.3.1. Desarrollar el cronograma | 56 |
| 3.4 Gestión de los costos del proyecto..... | 58 |
| 3.4.1. Determinar el presupuesto..... | 59 |
| 3.4.2. Controlar los costos | 62 |
| 3.5 Gestión de la calidad del proyecto..... | 68 |
| 3.5.1 Planificar la gestión de la calidad..... | 68 |
| 3.5.2 Control de calidad del proyecto..... | 70 |
| 3.6 Gestión de los recursos del proyecto | 70 |
| 3.6.1 Matriz RACI, roles y responsabilidades..... | 71 |
| 3.6.2 Dirigir el equipo del proyecto..... | 72 |
| 3.6.3 Controlar los recursos del proyecto | 72 |
| 3.7 Gestión de las comunicaciones del proyecto | 73 |
| 3.7.1 Gestionar comunicaciones..... | 74 |
| 3.7.2 Establecer medios y estrategias de comunicación..... | 74 |
| 3.7.3 Metodología para la gestión de comunicaciones..... | 75 |
| 3.7.4 Herramientas y canales de comunicación..... | 76 |
| 3.7.5 Matriz de comunicaciones | 76 |
| 3.7.6 Cronograma de comunicaciones..... | 77 |
| 3.7.7 Monitoreo y control de comunicaciones | 77 |
| 3.8 Gestión de los riesgos del proyecto | 78 |
| 3.8.1 Identificar los riesgos del proyecto..... | 78 |
| 3.8.2 Planificación de respuestas a los riesgos | 79 |

| | |
|--|-----|
| ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA CONVERSIÓN DE POZOS INYECTORES DE AGUA. | 6 |
| 3.8.3 Análisis cualitativo de los riesgos | 85 |
| 3.8.4 Monitoreo y control de riesgos | 87 |
| 3.9 Gestión de las adquisiciones del proyecto | 88 |
| 3.9.1 Planificar la gestión de las adquisiciones | 88 |
| 3.9.2 Efectuar las adquisiciones | 89 |
| 3.10 Gestión de los interesados del proyecto..... | 89 |
| 3.10.1 Planificar la gestión de los interesados..... | 89 |
| 3.10.2 Matriz interés poder de los interesados | 90 |
| 4. Análisis del comportamiento histórico de producción de los pozos depletados candidatos a convertir en pozos inyectores selectivos de agua | 94 |
| 4.1 Propiedades físicas del yacimiento | 95 |
| 4.1.1 Presión de yacimiento de pozo | 95 |
| 4.1.2 Permeabilidad | 96 |
| 4.1.3 Porosidad | 97 |
| 4.2 Historial de producción del pozo A-1 | 98 |
| 4.3 Historial de producción del pozo A-2..... | 103 |
| 4.4 Historial de producción del pozo A-3..... | 108 |
| 5. Criterios de selección para la conversión de pozos depletados a inyectores de agua con sarta de inyección selectiva..... | 113 |
| 5.1 Criterios técnicos | 113 |
| 5.1.1 Condiciones del yacimiento | 114 |
| 5.1.2 Condiciones del pozo..... | 114 |
| 5.1.3 Características de fluidos..... | 114 |

| | |
|---|-----|
| 5.1.4 Selectividad del yacimiento..... | 114 |
| 5.2 Criterios económicos | 114 |
| 5.2.1 Costo de inversión | 115 |
| 5.2.2 Viabilidad financiera | 115 |
| 5.3 Criterios operativos..... | 115 |
| 5.3.1 Facilidad de implementación..... | 115 |
| 5.3.2 Mantenimiento y operación | 116 |
| 5.4 Criterios regulatorios | 116 |
| 5.4.1 Cumplimiento normativo..... | 116 |
| 5.4.2 Permisos y licencias | 116 |
| 5.4.3 Impacto ambiental | 116 |
| 5.5 Screening para la selección de los pozos a convertir..... | 117 |
| 6. Análisis financiero | 121 |
| 6.1 Inversión inicial | 122 |
| 6.2 Flujo neto de efectivo | 122 |
| 6.3 Regalías..... | 123 |
| 6.4 Indicadores financieros | 124 |
| 6.4.1 Valor presente neto (VPN)..... | 125 |
| 6.4.2 Tasa interna de retorno (TIR)..... | 125 |
| 6.4.3 Tiempo de recuperación de la inversión (payback)..... | 126 |
| 6.4.4 Payback simple..... | 126 |
| 6.4.5 Payback ajustado | 127 |

| | |
|--|-----|
| 7. Análisis de factibilidad económica de los pozos inyectoros de agua con sarta de inyección selectiva mediante la técnica de conversión de pozos depletados | 127 |
| 7.1 Análisis de factibilidad económica del pozo A-1 | 128 |
| 7.1.1 Ingresos..... | 129 |
| 7.1.2 Egresos | 132 |
| 7.1.3 Cálculos de indicadores financieros | 138 |
| 8. Discusión..... | 142 |
| 9. Conclusiones..... | 143 |
| Referencias..... | 146 |
| Apéndices..... | 151 |

Lista de tablas

| | |
|---|----|
| Tabla 1. <i>Resumen del estado del arte a nivel internacional</i> | 37 |
| Tabla 2. <i>Resumen del estado del arte a nivel nacional</i> | 40 |
| Tabla 3. <i>Acta de constitución de proyecto</i> | 46 |
| Tabla 4. <i>Recursos financieros aprobados</i> | 50 |
| Tabla 5. <i>Tablero de gestión de la calidad del proyecto</i> | 69 |
| Tabla 6. <i>Roles y responsabilidades del plan de gestión de calidad</i> | 69 |
| Tabla 7. <i>Aspectos de control de calidad del proyecto</i> | 70 |
| Tabla 8. <i>Matriz RACI, roles y responsabilidades</i> | 71 |
| Tabla 9. <i>Responsabilidades sobre el control de recursos</i> | 73 |
| Tabla 10. <i>Interrelación de los interesados en las comunicaciones</i> | 74 |
| Tabla 11. <i>Estrategias de comunicación</i> | 75 |
| Tabla 12. <i>Stakeholders principales</i> | 76 |
| Tabla 13. <i>Requisitos de comunicación</i> | 76 |
| Tabla 14. <i>Matriz de comunicaciones del proyecto</i> | 77 |
| Tabla 15. <i>Cronograma de actividades del proyecto</i> | 77 |
| Tabla 16. <i>Riesgos potenciales en el proyecto</i> | 79 |
| Tabla 17. <i>Matriz identificación de los riesgos</i> | 79 |
| Tabla 18. <i>Valoración de probabilidad</i> | 85 |
| Tabla 19. <i>Valoración de probabilidad x impacto (severidad)</i> | 86 |
| Tabla 20. <i>Matriz de probabilidad - Impacto de los riesgos identificados</i> | 86 |
| Tabla 21. <i>Estrategias y acciones de tratamiento de los riesgos</i> | 86 |
| Tabla 22. <i>Plan de gestión de adquisiciones para el proyecto</i> | 88 |

| | |
|--|-----|
| ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA CONVERSIÓN DE POZOS INYECTORES DE AGUA. | 10 |
| Tabla 23. <i>Interesados y nivel de participación</i> | 89 |
| Tabla 24. <i>Interrelación entre interesados y requisitos de comunicación</i> | 90 |
| Tabla 25. <i>Matriz de interés/poder del proyecto</i> | 91 |
| Tabla 26. <i>Producción trimestral del pozo A-1</i> | 99 |
| Tabla 27. <i>Producción trimestral pozo A-1 después del workover</i> | 102 |
| Tabla 28. <i>Producción trimestral del pozo A-2</i> | 104 |
| Tabla 29. <i>Producción trimestral pozo A-2 después del workover</i> | 107 |
| Tabla 30. <i>Producción trimestral del pozo A-3</i> | 110 |
| Tabla 31. <i>Producción trimestral pozo A-3 después del workover</i> | 112 |
| Tabla 32. <i>Screening para la selección de pozos</i> | 117 |
| Tabla 33. <i>Matriz de selección para conversión de pozos depletados</i> | 118 |
| Tabla 34. <i>Cálculos de regalías por producción de hidrocarburos en Colombia.</i> | 124 |
| Tabla 35. <i>Ajuste del precio de venta del crudo en el pozo A-1</i> | 130 |
| Tabla 36. <i>Ganancia de crudo con sarta de inyección selectiva vs sistema de producción en el pozo A-1</i> | 130 |
| Tabla 37. <i>Producción neta del pozo A-1 del sistema inyección de agua con sarta selectiva y sistema convencional de producción.</i> | 131 |
| Tabla 38. <i>Ingresos totales por producción de crudo descontando regalías</i> | 132 |
| Tabla 39. <i>Ingreso total neto de la compañía descontando el impuesto del 32% correspondiente al año 2025</i> | 134 |
| Tabla 40. <i>Costos asociados al lifting cost para el pozo A-1</i> | 135 |
| Tabla 41. <i>Flujo de caja neta para sarta de inyección de agua selectiva y sistema de producción convencional</i> | 136 |

Tabla 42. *Costos de inversión inicial para la conversión de un pozo inyector* 137

Tabla 43. *Indicadores económicos de los pozos evaluados*..... 141

Lista de figuras

| | |
|--|----|
| Figura 1. <i>Resumen cronograma</i> | 49 |
| Figura 2. <i>Proceso de gestión del alcance del proyecto</i> | 51 |
| Figura 3. <i>EDT completa y alineada con los objetivos establecidos en el proyecto</i> | 53 |
| Figura 4. <i>EDT completa</i> | 54 |
| Figura 5. <i>Procesos de gestión del cronograma del proyecto</i> | 56 |
| Figura 6. <i>Cronograma de proyecto de desarrollo de guía metodológica</i> | 57 |
| Figura 7. <i>Cronograma de proyecto de desarrollo de guía metodológica parte 2</i> | 57 |
| Figura 8. <i>Cronograma de proyecto de desarrollo de guía metodológica parte 3</i> | 58 |
| Figura 9. <i>Presupuesto del proyecto de conversión</i> | 59 |
| Figura 10. <i>Presupuesto del proyecto de conversión parte 2</i> | 60 |
| Figura 11. <i>Presupuesto del proyecto de conversión parte 3</i> | 61 |
| Figura 12. <i>Presupuesto del proyecto de conversión parte 4</i> | 62 |
| Figura 13. <i>Control del presupuesto del proyecto y seguimiento de variación</i> | 63 |
| Figura 14. <i>Control del presupuesto del proyecto y seguimiento de variación parte 2</i> | 64 |
| Figura 15. <i>Control del presupuesto del proyecto y seguimiento de variación parte 3</i> | 65 |
| Figura 16. <i>Control del presupuesto del proyecto y seguimiento de variación parte 4</i> | 66 |
| Figura 17. <i>Control del presupuesto del proyecto y seguimiento de variación parte 5</i> | 67 |
| Figura 18. <i>Descripción y planificación de respuestas a los riesgos</i> | 81 |
| Figura 19. <i>Descripción y planificación de respuestas a los riesgos parte 2</i> | 82 |
| Figura 20. <i>Descripción y planificación de respuestas a los riesgos parte 3</i> | 83 |
| Figura 21. <i>Descripción y planificación de respuestas a los riesgos parte 4</i> | 84 |
| Figura 22. <i>Matriz RAM (Risk Assessment Matrix)</i> | 85 |

| | |
|--|-----|
| Figura 23. <i>Mapa de cuadrantes de interés/poder</i> | 94 |
| Figura 24. <i>Ejemplo de porosidad y permeabilidad.....</i> | 97 |
| Figura 25. <i>Estado mecánico del pozo A-1</i> | 99 |
| Figura 26. <i>Producción trimestral del pozo A-1 durante 6 años</i> | 101 |
| Figura 27. <i>Estado mecánico del pozo A-2</i> | 104 |
| Figura 28. <i>Producción trimestral del pozo A-2 durante 5 años</i> | 106 |
| Figura 29. <i>Estado mecánico del pozo A-3</i> | 109 |
| Figura 30. <i>Producción trimestral del pozo A-3 durante 5 años</i> | 111 |

Lista de apéndices

| | |
|---|-----|
| Apéndice A. <i>Costos estimados en la gestión del proyecto</i> | 151 |
| Apéndice B. <i>Identificación de riesgos específicos para la intervención-contingencia</i> | 152 |
| Apéndice C. <i>Matriz de probabilidad y ocurrencia</i> | 153 |
| Apéndice D. <i>Simulación de tubería inyección selectiva en WellCat</i> | 154 |
| Apéndice E. <i>Simulación de camisa de circulación</i> | 155 |
| Apéndice F. <i>Simulación de los empaques</i> | 156 |
| Apéndice G. <i>Simulación de válvulas</i> | 157 |
| Apéndice H. <i>Simulación de fuerzas triaxiales</i> | 158 |
| Apéndice I. <i>Simulación de fuerzas axiales</i> | 159 |

Resumen

Este estudio aborda el *problema* de la disminución en la producción de crudo pesado en las prácticas de recuperación avanzada de petróleo, como la inyección de agua a través de pozos inyectoros, particularmente en campos maduros de Colombia. La caída en la presión del yacimiento ha provocado una reducción en la producción. El *objetivo* principal es demostrar las ventajas de convertir pozos productores depletados en pozos inyectoros para prolongar y aumentar el ciclo de producción en estos campos maduros. El *método* implementado incluye un análisis petrofísico, ingenieril y de yacimientos, orientado a mejorar la productividad mediante la inyección de agua, a la vez que se reducen los costos asociados al tratamiento y vertimiento de agua hacia ríos y otros cuerpos de agua. Los *resultados* muestran una alta eficiencia en la producción de petróleo en pozos cercanos y una optimización en el uso de recursos para el tratamiento del agua restante. A partir de estos resultados, se destaca la necesidad de estandarizar el proceso utilizando las buenas prácticas del PMBOK, sexta edición. La *discusión* se centra en la relevancia de esta guía para maximizar los estándares en la conversión de pozos productores depletados en pozos inyectoros de agua en el campo Castilla, y su potencial como referencia en la industria petrolera colombiana. Este estudio contribuye al conocimiento de nuevas técnicas de conversión en campos maduros, con el objetivo de extender la vida productiva de pozos aledaños en patrones de cinco puntos y establecer una base sólida para futuras investigaciones en el sector de hidrocarburos en Colombia.

Palabras clave: pozos productores, pozos inyectoros, conversión de pozos, yacimientos, petrofísicos, campos maduros, inyección de agua

Abstract

This study addresses the issue of declining heavy crude oil production in advanced oil recovery practices, such as water injection through injector wells, particularly in mature fields in Colombia. The drop in reservoir pressure has led to a reduction in production. The main *objective* is to demonstrate the advantages of converting depleted production wells into injector wells to extend and enhance the production cycle in these mature fields. The implemented *method* includes petrophysical, engineering, and reservoir analysis aimed at improving productivity through water injection, while also reducing costs associated with the treatment and discharge of water into rivers and other bodies of water. The *results* show high efficiency in oil production in nearby wells and optimization in resource usage for the treatment of remaining water. Based on these results, the need to standardize the process using the PMBOK, Sixth Edition, best practices is emphasized. The *discussion* focuses on the relevance of this guide to maximize standards in the conversion of depleted production wells into water injector wells in the Castilla field and its potential as a reference in the Colombian oil industry. This study contributes to the knowledge of new conversion techniques in mature fields, with the aim of extending the productive life of nearby wells in five-spot patterns and establishing a solid foundation for future research in the hydrocarbon sector in Colombia.

Keywords: production wells, injector wells, well conversion, reservoirs, petrophysics, mature fields, water injection

Glosario

Campos maduros: es un yacimiento de petróleo o gas natural que ha estado en producción durante un tiempo prolongado y ha alcanzado una etapa avanzada de explotación. En esta fase, la mayoría de los hidrocarburos de fácil acceso ya han sido extraídos, y la producción comienza a declinar debido a la disminución de la presión del yacimiento y al agotamiento de las reservas.

Conversión de pozo: es el proceso mediante el cual un pozo que originalmente fue diseñado y utilizado para un propósito específico (como la producción de petróleo o gas) es modificado para cumplir una función diferente. Este proceso es común en la industria petrolera y puede realizarse por diversas razones, como la optimización de la recuperación de hidrocarburos en un yacimiento.

Crudo pesado: es un tipo de petróleo caracterizado por su alta densidad y viscosidad, lo que significa que es más espeso y fluye con mayor dificultad en comparación con los crudos ligeros. El crudo pesado tiene una gravedad API baja (generalmente por debajo de 22 grados API), lo que lo hace más denso que otros tipos de petróleo.

Inyección de agua: es una técnica de recuperación secundaria utilizada en la industria petrolera para aumentar la producción de petróleo de un yacimiento. Consiste en inyectar agua a alta presión en el yacimiento a través de pozos inyectores con el objetivo de mantener o aumentar la presión en el yacimiento, lo que ayuda a empujar el petróleo hacia los pozos productores, facilitando su extracción.

PMBOK: (Project Management Body of Knowledge) es un estándar y una guía de buenas prácticas para la gestión de proyectos desarrollado por el Project Management Institute (PMI). Proporciona un conjunto de principios, procesos y prácticas recomendadas que sirven como referencia para la planificación, ejecución, control y cierre de proyectos en diversas industrias.

Pozo depletado: es un pozo que ha experimentado una reducción significativa en su capacidad de producción debido a la disminución de la presión del yacimiento. A medida que se extraen los hidrocarburos del yacimiento, la presión natural que impulsa el flujo de petróleo o gas hacia la superficie disminuye. Cuando esta presión cae por debajo de un cierto nivel, el pozo ya no puede producir cantidades económicamente viables de hidrocarburos y se considera depletado.

Pozo inyector: es un pozo utilizado para inyectar fluidos, como agua, gas, o vapor, en un yacimiento de petróleo o gas natural con el objetivo de mantener o aumentar la presión en el yacimiento y mejorar la recuperación de los hidrocarburos. Este proceso se conoce como recuperación secundaria o terciaria.

Pozo productor: es un tipo de pozo perforado en un yacimiento de petróleo o gas natural con el propósito de extraer estos recursos. Estos pozos son diseñados específicamente para facilitar el flujo de petróleo o gas desde el yacimiento hacia la superficie, donde luego pueden ser procesados y transportados para su uso comercial.

Propiedades petrofísicas: son características físicas y químicas de las rocas que determinan su capacidad para almacenar y transmitir fluidos, como petróleo, gas o agua, dentro de un yacimiento. Estas propiedades son fundamentales en la evaluación y explotación de yacimientos de hidrocarburos, ya que influyen directamente en la cantidad de recursos que se pueden extraer y en la eficiencia de los métodos de recuperación.

Sarta de inyección: es un conjunto de tubos y accesorios que se utilizan en la industria petrolera para la inyección de fluidos en un pozo de petróleo o gas. La sarta de inyección se emplea en diversas técnicas de recuperación mejorada y secundaria, como la inyección de agua, gas o vapor, para mantener o aumentar la presión en el yacimiento y mejorar la producción de hidrocarburos.

Vertimiento: se refiere al proceso de liberación o descarga de líquidos, sólidos, o gases en un medio ambiente, como un cuerpo de agua (ríos, lagos, océanos) o al suelo. En la industria, especialmente en el contexto de la gestión de aguas residuales y el tratamiento de fluidos, el vertimiento puede implicar la liberación de efluentes o residuos provenientes de procesos industriales o de producción.

Yacimiento: es una acumulación natural de recursos minerales o hidrocarburos, como petróleo o gas, que se encuentra atrapada en formaciones geológicas bajo la superficie de la tierra. En el contexto de la industria petrolera, un yacimiento es una reserva subterránea de petróleo o gas natural que se ha formado a lo largo de millones de años, generalmente en rocas porosas o permeables que están selladas por capas impermeables que impiden que el petróleo o gas escape.

Introducción

Las actividades petroleras en Colombia representan una parte crucial del músculo financiero de la nación, teniendo un impacto significativo en la economía del país. La dependencia de diversos sectores económicos en los hidrocarburos y materias primas derivados de la refinación ha sido un motor clave para el desarrollo industrial y económico del país. A lo largo de los años, la creciente demanda energética ha impulsado a la industria petrolera a adoptar nuevas tecnologías que permitan incrementar la producción y adaptarse a los constantes avances tecnológicos.

En respuesta a la creciente demanda de hidrocarburos, se han implementado diversas metodologías de recuperación de petróleo, con el objetivo de solucionar problemas operativos y optimizar la producción de crudo. Una de las técnicas más destacadas para la recuperación avanzada de hidrocarburos (EOR) es la conversión de pozos productores depletados en pozos inyectoros de agua, es decir aquellos pozos que ya cumplieron su etapa productiva o no producen el petróleo necesario para llegar al punto de equilibrio económico, por el cual se instala una sarta de inyección selectiva en un patrón de cinco puntos invertidos, es decir en un pozo se inyecta agua y el desplazamiento de hidrocarburos se ve reflejado en cuatro pozos que se encuentran a su alrededor y así se va aumentando la producción en los clústeres de los campos petroleros maduros del país. Esta metodología no solo ha facilitado la producción de petróleo remanente en las formaciones, sino que también ha contribuido a la disposición final del agua, la reducción de la huella de CO₂ y la disminución de vertimientos de aguas residuales en ríos, en conformidad con la resolución 0631 de 2015 del Ministerio de Ambiente.

En el marco de este proyecto, se seleccionaron dos pozos en un campo petrolero del municipio de Castilla La Nueva, donde se implementó la conversión de pozos productores depletados a pozos inyectoros. Los resultados obtenidos evidenciaron una reducción en los costos

de intervención mediante equipos de workover, un aumento en la producción de crudo debido a las altas tasas de inyección de agua, la facilidad de instalación del sistema de inyección de agua y la viabilidad financiera de esta tecnología. Estos resultados destacan la importancia de continuar explorando y optimizando técnicas de recuperación mejorada en la industria petrolera, con el fin de maximizar la producción y minimizar los impactos ambientales asociados.

Finalmente, en esta tesis se presentará una descripción detallada de la técnica de conversión de pozos productores en pozos inyectores de agua. Se abordarán los requisitos mínimos necesarios, las propiedades petrofísicas, y las condiciones del yacimiento que deben considerarse para su implementación. Asimismo, se evaluará la viabilidad de esta tecnología y se analizarán los indicadores financieros que reflejan las ganancias y resultados obtenidos al emplear esta metodología.

En el primer capítulo, el documento comienza con la presentación del problema que se abordará en el proyecto, seguido por los objetivos que motivan la realización del mismo. A continuación, se ofrece una descripción detallada de la tecnología para la conversión de pozos productores depletados en pozos inyectores de agua. El segundo capítulo se centra en establecer un marco de referencia sobre las diversas tecnologías utilizadas en el proyecto. En el tercer capítulo, se detalla la metodología del diseño del proyecto, siguiendo las buenas prácticas establecidas en la guía PMBOK (6ta edición). Basado en los resultados obtenidos durante el desarrollo del proyecto y a partir de los procesos actuales, se propondrá una guía metodológica que buscará mejorar la eficiencia en la conversión de pozos productores a pozos inyectores. Esta guía servirá como referencia para futuras conversiones en los diferentes campos maduros de Colombia y en campos petroleros de otros países.

1. Aspectos contextuales

Este proyecto, titulado “Análisis de factibilidad económica de los pozos inyectoros de agua con sarta de inyección selectiva mediante la técnica de conversión de pozos depletados, para aumentar la producción de crudo pesado en un campo petrolero del municipio Castilla La Nueva, siguiendo la guía de buenas prácticas del PMBOK, sexta edición”, nace de la necesidad de optimizar la producción de petróleo en los pozos aledaños y reducir los costos operativos asociados al tratamiento y disposición final del agua. El objetivo es desarrollar una metodología basada en las buenas prácticas del PMBOK (6ta edición). Esta iniciativa no solo beneficiará a Ecopetrol, como operador del campo Castilla, sino que también tendrá un impacto positivo en todas las empresas petroleras operadoras en Colombia y en la industria de los hidrocarburos en general.

1.1 Planteamiento del problema/caso de negocio

La industria petrolera en Colombia es un pilar fundamental para la economía nacional, con una gran parte de los ingresos del país provenientes de la extracción y refinación de hidrocarburos. Sin embargo, la creciente demanda energética, sumada a la necesidad de maximizar la producción de crudo, ha generado desafíos significativos para la industria. La explotación de los campos maduros, donde las reservas de petróleo fácilmente extraíbles se están agotando, requiere la implementación de técnicas avanzadas de recuperación mejorada que optimicen la extracción de crudo remanente.

Una de las metodologías que ha ganado relevancia en este contexto es la conversión de pozos productores en pozos inyectoros de agua, utilizando tecnologías como la sarta de inyección selectiva en patrones específicos. Esta técnica no solo busca aumentar la producción de petróleo mediante la movilización del crudo residual hacia pozos productores cercanos, sino que también

tiene implicaciones ambientales importantes, como la disposición adecuada del agua inyectada y la reducción de la huella de carbono.

No obstante, la implementación de esta tecnología presenta desafíos que requieren un análisis detallado. Es necesario evaluar las condiciones del yacimiento, las propiedades petrofísicas, y los requisitos mínimos para su aplicación efectiva. Además, se debe considerar la viabilidad financiera de esta conversión, especialmente en términos de costos de intervención, la mejora en la producción y los beneficios económicos a largo plazo.

Este proyecto se centra en un caso de estudio específico en un campo petrolero del municipio de Castilla La Nueva, donde se han convertido dos pozos productores en inyectores de agua. A partir de los resultados obtenidos, es esencial determinar si esta metodología representa una solución sostenible y económicamente viable para enfrentar los retos actuales de la industria petrolera en Colombia.

El planteamiento del problema se basa, por lo tanto, en la necesidad de analizar la efectividad y viabilidad de la conversión de pozos productores a inyectores de agua, considerando tanto los aspectos técnicos como los económicos. Esta evaluación permitirá determinar si esta técnica puede ser adoptada de manera más amplia en la industria, contribuyendo al desarrollo sostenible y a la mejora continua de la producción de crudo en el país.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Análisis de factibilidad económica de los pozos inyectores de agua con sarta de inyección selectiva mediante la técnica de conversión de pozos depletados, para aumentar la producción de

ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA CONVERSIÓN DE POZOS INYECTORES DE AGUA. 24
crudo pesado en un campo petrolero del municipio castilla la nueva mediante la guía de buenas prácticas del PMBOK sexta edición.

1.2.2 Objetivos específicos

Analizar la conversión de pozos depletados a pozos inyectoros de agua con sarta de inyección selectiva, comparando el comportamiento histórico de producción con el sistema de inyección selectiva versus el sistema convencional en un patrón de 5 puntos.

Definir los criterios de selección para la conversión de pozos depletados a inyectoros de agua con sarta de inyección selectiva para un campo petrolero del municipio de Castilla la nueva.

Elaborar un análisis de costos de operación con los resultados obtenidos en la producción de incremental de petróleo por la conversión de los pozos depletados a pozos inyectoros de agua con sarta de inyección selectiva.

1.3 Descripción institucional

Ecopetrol S.A. identificada con NIT 890903546-3 es la empresa nacional de petróleo y gas de Colombia y la mayor compañía petrolera del país. Fundada en 1951, Ecopetrol se dedica a la exploración, producción, refinación, transporte y comercialización de petróleo y gas natural. Además de su actividad principal en hidrocarburos, Ecopetrol también participa en otras áreas relacionadas con la energía y la industria petroquímica.

Exploración y producción: Ecopetrol realiza actividades de exploración y producción de petróleo y gas en Colombia y en algunos países internacionales.

Refinación: la compañía opera varias refinерías en Colombia, donde procesa crudo para obtener productos refinados como gasolina, diésel y otros combustibles.

Transporte: Ecopetrol posee y opera una red de oleoductos y gasoductos que transportan petróleo y gas desde los campos de producción hasta las refinerías y puertos de exportación.

Comercialización: la empresa comercializa petróleo y productos derivados tanto en el mercado nacional como internacional.

Energía y petroquímica: además de sus operaciones en petróleo y gas, Ecopetrol está involucrada en la generación de energía y en la producción de productos petroquímicos.

Participación estatal: es una empresa estatal, con participación mayoritaria del gobierno colombiano. Su estructura de propiedad le permite jugar un papel importante en la política energética y económica del país.

Responsabilidad social y ambiental: Ecopetrol también está comprometida con la sostenibilidad, implementando prácticas responsables en términos de impacto ambiental y social.

De acuerdo con lo anterior, y con el objetivo de que la empresa sea reconocida y mejore su posición en los campos donde se inyecta agua de forma selectiva para optimizar la producción de petróleo, así como para alcanzar un mayor potencial en la ejecución de las conversiones, se propone desarrollar el proyecto siguiendo las buenas prácticas para la dirección de proyectos establecidas en la guía del PMBOK, sexta edición.

2. Marco referencial

2.1. Marco teórico

La inyección selectiva de agua en pozos petroleros comenzó a desarrollarse en pozos petroleros comenzó a desarrollarse en la década de 1970 y 1980, cuando la industria petrolera comenzó a buscar métodos más eficientes para mejorar la recuperación secundaria y terciaria de

petróleo. Esta técnica surgió como una evolución de la inyección convencional de agua, al identificar que los patrones de flujo no eran uniformes debido a las heterogeneidades del yacimiento, lo que causaba un barrido ineficiente y una rápida recirculación del agua inyectada.

Craig, FF Jr. (1971). Explica los principios de la inyección de agua, los mecanismos de desplazamiento del petróleo por el agua, los balances de materiales y el comportamiento de fluidos en los yacimientos y analiza los factores que afectan la eficiencia de la inyección de agua, como la permeabilidad de la roca, la viscosidad del petróleo y la relación de movilidad. En el cual se presenta métodos para calcular el volumen de agua necesario y la presión de inyección óptima, aborda la selección de patrones de inyección y la ubicación de los pozos de inyección y considera la compatibilidad del agua de inyección con la formación y los fluidos del yacimiento.

Stiles, JH (1973). Presentó un enfoque sobre la interpretación de perfiles de inyección para identificar zonas de alto y bajo barrido y ayudó a optimizar la colocación de válvulas y herramientas de control selectivo en pozos inyectoros.

G.P. Willhite (1986). Proporciona una comprensión profunda de los mecanismos de desplazamiento del petróleo por el agua, analiza los factores que afectan la eficiencia de la inyección de agua, como la relación de movilidad, la heterogeneidad del yacimiento y la tensión interfacial y examina los principios de la inyección de agua, desde los conceptos básicos hasta las aplicaciones avanzadas y presenta métodos para calcular el volumen de agua necesario, la presión de inyección óptima y la tasa de inyección.

Yu, John P., Zhuang, Ziqing y Royal J. Watts (1990). Desarrollo y aplicación de un modelo de simulación Monte Carlo de microcomputadoras con Lotus. Este estudio incluye simulación de riesgos mediante la técnica de muestreo de hipercubo latino. El modelo de simulación de riesgos se completa en la hoja de cálculo, con macros de teclado que mejoran su viabilidad y aplicación.

Se obtuvieron la tasa de retorno del flujo de caja descontado (DCF) ponderada por riesgo, la relación beneficio/inversión, el valor actual neto y los periodos de recuperación. El modelo de simulación de riesgos es muy intuitivo. Permite realizar análisis estadísticos y generar tablas y gráficos para la presentación de resultados con las mejoras de macros de Lotus 1-2-3. Además, el modelo puede modificarse para adaptarse a otras aplicaciones específicas de campo, como la exploración y la perforación.

Mishra, Srikanta y HJ Ramey (1990). Se calcularon las respuestas hipotéticas de las pruebas de trazadores y transitorios de presión para un pozo de producción en un patrón de inyección/producción desarrollada de cinco puntos con una relación de movilidad unitaria. El yacimiento era un sistema de capas Dykstra-Parsons sin comunicación. Los efectos de las capas fueron evidentes en los resultados de los trazadores, pero los resultados de los transitorios de presión indicaron una sola capa de propiedades promediadas. No se observaron protuberancias convencionales en los datos de los transitorios de presión de acumulación.

De, Silin, y Patzek (2000), se plantea la implementación de alternativas avanzadas para el control, monitoreo y supervisión de las operaciones de inyección de agua. El objetivo principal es optimizar la eficiencia del barrido de petróleo y, consecuentemente, incrementar el factor de recobro. Para lograrlo, se propone la instalación de válvulas de control de presión y temperatura, las cuales permitirán una estimación precisa del volumen de agua que se desplaza a través de las formaciones. Esta estrategia no solo mejorará la gestión del proceso de inyección, sino que también proporcionará datos valiosos para la toma de decisiones informadas, contribuyendo así a una recuperación de hidrocarburos más efectiva.

Aguirre (2003), se implementó en Colombia la inyección de sartas selectivas de agua en el campo Casabe, con el objetivo de optimizar la recuperación avanzada de hidrocarburos (EOR) en

este campo maduro. La alta producción de agua en Casabe representaba un desafío, pero los resultados positivos obtenidos en un proyecto piloto demostraron la efectividad de la técnica. En consecuencia, se decidió extender la implementación a todo el campo, estableciendo así un ejemplo para la aplicación en otros campos maduros del país.

Arashi y Konopczynski (2003), Plantea que una alternativa tecnológica que ha ganado reconocimiento por su capacidad para incrementar el factor de recobro es el uso de terminaciones inteligentes. Estas se implementan tanto en pozos productores como inyectoras, especialmente en aquellos donde se realiza inyección selectiva de agua. La característica distintiva de esta tecnología radica en la incorporación de válvulas de control de flujo (FCV) accionadas desde la superficie, lo que permite un control preciso y en tiempo real del proceso de inyección.

Del Monte et al. (2016), Plantea la inyección selectiva de agua en el Campo Casabe representa uno de los desafíos técnicos más significativos en la recuperación secundaria en Colombia. Las características físicas de sus yacimientos, junto con la complejidad operativa, demandan esfuerzos adicionales para optimizar los procesos y mejorar los estándares operativos. En respuesta a esto, se iniciaron estudios multidisciplinarios en 2016, enfocados en un proyecto piloto para optimizar la inyección de agua. Este proyecto utilizó un Modelo Analítico que combina teorías de ingeniería de yacimientos y recuperación secundaria, ampliamente aceptadas en la industria, con un profundo conocimiento de las operaciones de campo.

Grados et al. (2016) proponen una estrategia para optimizar los pozos inyectoras de agua mediante la conversión de pozos productores que han alcanzado su etapa final. Esta estrategia implica modificar la mojabilidad del yacimiento para favorecer la imbibición de agua, permitiendo así la inyección de altos caudales. El objetivo es lograr un barrido homogéneo a lo largo de la formación productora, lo que se reflejaría en un aumento de la producción en los pozos adyacentes.

Portilla, Martínez, Juliana y Sandoval Ramírez, Anyi Tatiana (2020) señalan que la creciente demanda de extracción de crudo en la industria petrolera impulsa la adopción de nuevas técnicas de recobro, especialmente en las fases secundaria y terciaria. En este contexto, la implementación de sarta de inyección de agua inteligente mejorada, que implica la modificación iónica del agua a través del ajuste de la salinidad de las salmueras del yacimiento, emerge como una estrategia prometedora. Esta alteración, lograda mediante la disolución del agua de formación con salmueras de inyección de menor salinidad o la adición de minerales como Ca y Mg, ha demostrado aumentar la eficiencia del desplazamiento del crudo, particularmente en núcleos de berea, al influir en variables como la mojabilidad. Su investigación comparativa reveló un incremento del 12.71% en la eficiencia de desplazamiento con agua inteligente mejorada en comparación con el agua de formación, para las condiciones de crudo estudiadas. Estos resultados sugieren la necesidad de que la industria petrolera considere la transición hacia la aplicación comercial de estas tecnologías innovadoras en proyectos de campo.

A pesar de los avances en la inyección selectiva de agua, la presencia de yacimientos altamente heterogéneos y la rápida recirculación del agua inyectada siguen siendo desafíos críticos. La adaptación de tecnologías avanzadas de monitoreo y control podría mitigar estos problemas, pero su implementación requiere inversión y análisis de viabilidad económica. Aunque los estudios revisados han demostrado mejoras en la eficiencia de recuperación, es necesario realizar análisis a largo plazo en diferentes tipos de yacimientos. Factores como la interacción del agua inyectada con la formación, el impacto en la estabilidad de los pozos y la eficiencia operativa requieren mayor investigación. La combinación de técnicas como la inyección de agua inteligente mejorada con estrategias de monitoreo en tiempo real puede representar una evolución significativa en la gestión de yacimientos. La implementación de estos avances no solo mejoraría la eficiencia de

producción, sino que también optimizaría el uso del agua y reduciría el impacto ambiental asociado con la inyección convencional. Con la experiencia del campo Castilla ha demostrado que la inyección selectiva es una alternativa viable para mejorar la producción en campos maduros del país. Sin embargo, es necesario evaluar su aplicabilidad en otros campos colombianos con características geológicas distintas para validar su eficacia en diferentes escenarios.

2.2. Marco conceptual

En el mundo actual, donde el cambio es constante y la competencia es feroz, las organizaciones se enfrentan al desafío de innovar y mejorar continuamente para alcanzar sus objetivos estratégicos. Ya sea el lanzamiento de un nuevo producto, la construcción de una infraestructura, el desarrollo de un software o la implementación de una nueva estrategia de marketing, los proyectos se han convertido en la forma principal de llevar a cabo estas iniciativas.

La gestión de proyectos, como disciplina, ha surgido como una respuesta a la necesidad de planificar, organizar, dirigir y controlar de manera efectiva los recursos y las actividades involucradas en un proyecto. Su objetivo principal es asegurar que los proyectos se completen con éxito, cumpliendo con los objetivos establecidos dentro de las restricciones de tiempo, costo y alcance.

2.2.1. Fundamentos de dirección de proyectos

La dirección y gestión efectiva de proyectos ha adquirido una importancia vital en el panorama empresarial actual. Este proyecto de grado se enfoca en explorar en profundidad la industria de hidrocarburos desde la perspectiva de la dirección de proyectos. Para lograrlo, se profundizará en las buenas prácticas del PMBOK 6ta edición del PMI, examinando tanto los

grupos de procesos como las áreas de conocimiento, y se analizará cómo estos elementos se interconectan en el ciclo de vida del proyecto. El propósito central de este marco teórico es sentar las bases conceptuales que permitan la creación de una guía metodológica adaptada, Desarrollo de guía PMBOK para proyectos de conversión de pozos productores depletados a pozos inyectores de agua con sarta de inyección selectiva. Específicamente diseñada para la gestión de proyectos de optimización de producción y disminución de costos en tratamiento y disposición final del agua en el sector de hidrocarburos.

La industria de hidrocarburos, por su naturaleza compleja y técnica, plantea desafíos únicos en la dirección de proyectos. Este trabajo de grado busca abordar estos desafíos mediante la incorporación de las mejores prácticas del PMBOK 6ta edición, que proporcionan un enfoque estructurado y coherente para la gestión de proyectos. Se explorará cómo los grupos de procesos y las áreas de conocimiento definidos en el PMBOK pueden ser adaptados y aplicados de manera efectiva para proyectos de conversión de pozos productores depletados a pozos inyectores de agua con sarta de inyección selectiva.

Con el objetivo de mejorar la eficiencia, calidad y cumplimiento de objetivos en esta industria clave para la economía. Se explorarán detalladamente los elementos centrales del PMBOK 6ta edición, los grupos de procesos, las áreas de conocimiento y sus interacciones, con el objetivo de sentar las bases conceptuales necesarias para el desarrollo de una guía metodológica que responda a las necesidades y complejidades de la gestión de proyectos referentes a la conversión de pozos productores a pozos inyectores de agua, con el propósito de proporcionar a la organización involucrada una herramienta valiosa que optimice la dirección de proyectos en el sector de hidrocarburos.

2.2.2. Definición de proyecto

Project Management Institute PMI (2017) define un proyecto como un esfuerzo que se lleva a cabo para crear un producto, servicio o resultado único, y tiene la característica de ser naturalmente temporal, es decir, que tiene un inicio y un final establecidos, y que el final se alcanza cuando se logran los objetivos del proyecto o cuando se termina el proyecto porque sus objetivos no se cumplirán o no pueden ser cumplidos, o cuando ya no existe la necesidad que dio origen al proyecto (Ramírez et al, 2021). Desarrollo de guía PMBOK para proyectos de conversión de pozos e inyección de agua de manera selectiva,

El PMBOK 6ta edición, describe los diferentes resultados que podrían obtenerse con la implementación de un proyecto:

- Un producto
- Un servicio o la capacidad de realizar un servicio
- Una mejora de las líneas de productos o servicios existentes
- Un resultado, tal como una conclusión o un documento
- Portafolio, programas, y subproyectos

2.2.3. Definición de portafolio, programa y subproyecto

El PMI define programa como “un grupo de proyectos relacionados, subprogramas y actividades de programa, administradas de forma coordinada para obtener beneficios, que no estarían disponibles, si estos se administraran de forma individual” (PMI, 2017, p.13). Por otra parte, un portafolio “hace referencia a proyectos, programas, subportafolios y operaciones administradas en grupo, con el fin de alcanzar objetivos estratégicos” (PMI, 2017, p.13). “Los

programas o proyectos de un portafolio no necesariamente deben ser interdependientes o directamente relacionados” (Rincón, 2023, p.2).

2.2.4. Ciclo de vida de un proyecto

Se refiere a las distintas fases del proyecto desde su inicio hasta su fin, Cada fase del proyecto por lo general termina con un entregable o lección aprendida que habilita o no a continuar con la siguiente fase. de acuerdo con la guía práctica ágil del PMI, establece cuatro tipos de ciclo de vida que podemos aplicar en nuestro proyecto: Predictivo, iterativo, incremental y ágil (Lledó, 2017, pp.34-35). Desarrollo de guía PMBOK para proyectos de conversión de pozos productores depletados a pozos inyectores de agua con sarta de inyección selectiva.

Predictivo: requisitos definidos y son constantes, conocemos la dinámica, tenemos claro y definidas las fases de nuestro proyecto un inicio y un fin, riesgo es bajo y la incertidumbre es baja. Ej.: Proyectos de construcción de infraestructura.

Iterativo: requisitos dinámicos, dentro de fases las actividades se repiten en iteraciones y en cada una de ellas se incrementa el entendimiento del producto, la incertidumbre es media Ej.: Una nueva aplicación para un teléfono móvil.

Incremental: requisitos dinámicos, las actividades se realizan una sola vez por cada iteración, se realizan entregas parciales pequeñas y la característica principal es su velocidad, la incertidumbre es media. Ej: Actualizaciones de un programa de computador.

Ágil: requisitos dinámicos o cambiantes, las iteraciones son más frecuentes, la incertidumbre es alta. Ej: Desarrollo de software.

2.3. Estado del arte

A nivel internacional se analizaron varias investigaciones en Estados de Unidos de América como:

"Adaptive Water Injection Techniques Using Selective Injection Strings: Field Application and Results" de la Revista: *Journal of Natural Gas Science and Engineering* del Año: 2020. El cual presenta técnicas adaptativas para la inyección de agua utilizando sartas selectivas, con resultados de aplicaciones en campo que demuestran mejoras significativas en la recuperación.

"Challenges and Solutions in Selective Water Injection in Carbonate Reservoirs" de la Revista: *Petroleum Geoscience* del Año: 2022. Donde en el estudio se discute los desafíos específicos que presentan los reservorios carbonatados para la inyección de agua selectiva y las soluciones tecnológicas desarrolladas para superarlos.

"Design and Field Implementation of Selective Water Injection Strings in Multi-Zone Reservoirs" de la Revista: *SPE Production y Operations* del Año: 2021 donde el estudio describe el diseño y la implementación en campo de sartas de inyección de agua selectiva en reservorios con múltiples zonas productivas.

"Design and Simulation of Selective Water Injection Systems for Horizontal Wells" de la *Energy Reports*, 2023. Que Aborda el diseño y la simulación de sistemas de inyección selectiva de agua en pozos horizontales, con casos de estudio en diferentes tipos de reservorios.

"Enhanced Oil Recovery through Selective Water Injection: Experimental and Field Studies" de la Revista: *Journal of Petroleum Science and Engineering* del año: 2023. Esta investigación combina estudios experimentales y de campo para analizar cómo la inyección selectiva de agua mejora la recuperación de petróleo, enfocándose en la eficiencia del barrido y la distribución del fluido.

"Enhancing Oil Recovery through Selective Water Injection in Mature Offshore Fields" de la Revista: Offshore Technology Conference Proceedings del Año: 2022. El cual investigó cómo la inyección de agua selectiva puede ser utilizada para mejorar la recuperación de petróleo en campos offshore maduros, destacando casos de éxito.

"Improving Sweep Efficiency with Selective Water Injection: A Case Study" de la Revista: *Energy y Fuels* del año: 2020 el cual abarca un análisis de caso que investiga cómo la inyección selectiva de agua puede mejorar la eficiencia de barrido en un campo petrolero maduro.

"Innovative Technologies in Water Injection for Carbonate Reservoirs" de la Journal of Petroleum Science and Engineering, 2020. En el cual se discute tecnologías innovadoras para la inyección de agua en reservorios carbonatados, abordando desafíos específicos de estos tipos de formaciones.

"Integrated Approach to Water Injection String Design and Field Application in Offshore Reservoirs" de la Offshore Technology Conference Proceedings, 2022. En el cual se presenta un enfoque integrado para el diseño de sartas de inyección de agua en campos offshore, destacando aplicaciones prácticas.

"Integration of Fiber-Optic Monitoring in Selective Water Injection Wells: Enhancing Reservoir Management" de la Revista: SPE Reservoir Evaluation y Engineering del Año: 2021 en el cual Explora cómo la integración de tecnologías de monitoreo con fibra óptica en pozos de inyección selectiva puede mejorar la gestión del reservorio y la eficiencia de la inyección.

"Numerical Simulation of Selective Water Injection in Fractured Reservoirs" de la Revista: Computational Geosciences del Año: 2019. El cual utiliza simulaciones numéricas para evaluar la efectividad de la inyección de agua selectiva en reservorios fracturados, con énfasis en la distribución del fluido inyectado.

"Optimization of Injection String Design for Enhanced Waterflooding Performance in Multilayer Reservoirs" de la revista SPE Reservoir Evaluation y Engineering, 2021. El cual se enfoca en la optimización del diseño de sartas para mejorar el desempeño de la inyección de agua en reservorios con múltiples capas.

"Selective Water Injection in High-Temperature, High-Pressure Wells: Design and Operational Considerations" de la Revista: Journal of Petroleum Exploration and Production Technology del Año: 2021. El cual este estudio explora las consideraciones de diseño y operación para la inyección selectiva de agua en pozos con condiciones extremas de alta temperatura y presión.

"Selective Water Injection Strategies to Enhance Oil Recovery in Heterogeneous Reservoirs" de la Revista: Journal of Petroleum Science and Engineering en el Año: 2022. en el cual aborda estrategias específicas para la inyección de agua selectiva en reservorios heterogéneos, con énfasis en la maximización de la recuperación de petróleo.

"Smart Valves for Selective Water Injection: Performance Evaluation and Field Applications" de la Revista: Journal of Petroleum Technology Año: 2019 donde el estudio evalúa el desempeño de válvulas inteligentes en la inyección de agua selectiva y presenta aplicaciones en campo que demuestran su eficacia.

"Water Injection Strategies for Complex Reservoirs: A Review of Current Practices and Future Directions" de la revista Journal of Petroleum Technology, 2023. Del cual hace una revisión exhaustiva de las estrategias de inyección de agua en reservorios complejos.

Tabla 1. *Resumen del estado del arte a nivel internacional*

| <i>Título del Estudio</i> | <i>Organización</i> | <i>Año</i> | <i>Resumen</i> |
|---|--|------------|--|
| Numerical Simulation of Selective Water Injection in Fractured Reservoirs | Computational Geosciences | 2019 | Utiliza simulaciones numéricas para evaluar la efectividad de la inyección selectiva en reservorios fracturados. |
| Smart Valves for Selective Water Injection: Performance Evaluation and Field Applications | Journal of Petroleum Technology | 2019 | Evalúa el desempeño de válvulas inteligentes en inyección selectiva y sus aplicaciones en campo. |
| Adaptive Water Injection Techniques Using Selective Injection Strings: Field Application and Results | Journal of Natural Gas Science and Engineering | 2020 | Presenta técnicas adaptativas de inyección de agua con sartas selectivas, mostrando mejoras significativas en la recuperación. |
| Improving Sweep Efficiency with Selective Water Injection: A Case Study | Energy & Fuels | 2020 | Presenta un caso de estudio sobre la mejora en la eficiencia de barrido con inyección selectiva de agua. |
| Innovative Technologies in Water Injection for Carbonate Reservoirs | Journal of Petroleum Science and Engineering | 2020 | Examina tecnologías innovadoras para la inyección de agua en reservorios carbonatados y sus desafíos operacionales. |
| Design and Field Implementation of Selective Water Injection Strings in Multi-Zone Reservoirs | SPE Production & Operations | 2021 | Describe el diseño e implementación de sartas de inyección de agua selectiva en reservorios con múltiples zonas productivas. |
| Integration of Fiber-Optic Monitoring in Selective Water Injection Wells: Enhancing Reservoir Management | SPE Reservoir Evaluation & Engineering | 2021 | Explora cómo el monitoreo con fibra óptica mejora la gestión del reservorio y la eficiencia de la inyección. |
| Optimization of Injection String Design for Enhanced Waterflooding Performance in Multilayer Reservoirs | SPE Reservoir Evaluation & Engineering | 2021 | Analiza la optimización del diseño de sartas para mejorar la inyección de agua en reservorios con múltiples capas. |
| Selective Water Injection in High-Temperature, High-Pressure Wells: Design and Operational Considerations | Journal of Petroleum Exploration and Production Technology | 2021 | Explora consideraciones de diseño y operación para la inyección selectiva en pozos de alta temperatura y presión. |
| Challenges and Solutions in Selective Water Injection in Carbonate Reservoirs | Petroleum Geoscience | 2022 | Discute los desafíos en reservorios carbonatados y las soluciones tecnológicas para mejorar la inyección selectiva. |
| Enhancing Oil Recovery through Selective Water Injection in Mature Offshore Fields | Offshore Technology Conference Proceedings | 2022 | Investiga el uso de inyección selectiva en campos offshore maduros, destacando casos de éxito. |
| Integrated Approach to Water Injection String Design and Field Application in Offshore Reservoirs | Offshore Technology Conference Proceedings | 2022 | Presenta un enfoque integrado para el diseño e implementación de sartas de inyección en campos offshore. |
| Selective Water Injection Strategies to Enhance Oil Recovery in Heterogeneous Reservoirs | Journal of Petroleum Science and Engineering | 2022 | Aborda estrategias de inyección en reservorios heterogéneos, enfocadas en maximizar la recuperación de petróleo. |
| Design and Simulation of Selective Water Injection Systems for Horizontal Wells | Energy Reports | 2023 | Analiza el diseño y simulación de sistemas de inyección en pozos horizontales, considerando diferentes tipos de reservorios. |

| <i>Título del Estudio</i> | <i>Organización</i> | <i>Año</i> | <i>Resumen</i> |
|--|--|------------|---|
| Enhanced Oil Recovery through Selective Water Injection: Experimental and Field Studies | Journal of Petroleum Science and Engineering | 2023 | Combina estudios experimentales y de campo para evaluar cómo la inyección selectiva mejora la eficiencia del barrido y la recuperación de petróleo. |
| Water Injection Strategies for Complex Reservoirs: A Review of Current Practices and Future Directions | Journal of Petroleum Technology | 2023 | Realiza una revisión de estrategias de inyección en reservorios complejos y sus futuras direcciones. |

También se tomaron en cuenta investigaciones realizadas en Colombia lideradas por las diferentes facultades de ingeniería de petróleos de varias universidades como: la Universidad Nacional, la universidad Surcolombiana, la universidad de los Andes, la Universidad Industrial de Santander, la Universidad de América.

También por entidades gubernamentales como la agencia nacional de hidrocarburos (ANH) y el ministerio de minas y energías. La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) ha introducido una estrategia social para el sector de los hidrocarburos en Colombia con el objetivo de construir confianza entre los actores y promover la inversión social en las comunidades. Esta estrategia abarca directrices generales sobre acceso territorial, servidumbres, consulta previa, gestión laboral, inversión social y derechos humanos (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2019, p.9).

Lucuara Reyes y Abdeljaber Taha Hoyos (2018). Desarrollaron un modelo de estandarización operacional para el diseño de sartas selectivas en pozos inyectoros del Campo La Cira Infantas, con el objetivo de optimizar y hacer más seguro el proceso. A través de un análisis histórico y estadístico, identificaron los rangos óptimos de operación para los parámetros y variables más relevantes en el diseño de estas sartas.

Pinzón Agudelo y Rugeles Reyes (2015). Realizaron la evaluación de los componentes de las sartas selectivas en el campo La Cira-Infantas permitió identificar fallas recurrentes en la

integridad de la tubería, juntas cortas y accesorios, atribuidas principalmente a la corrosión por CO₂ y la proliferación de bacterias. Estas fallas comprometen la eficiencia del sistema de inyección de agua y reducen la vida útil de los equipos. Como solución, las autoras proponen la implementación de nuevos materiales que presenten una mayor resistencia a estos factores, evaluando sus características, ventajas y desventajas. Su análisis busca determinar la opción más costo-efectiva para mejorar el desempeño operativo y reducir los costos asociados al mantenimiento y reemplazo de los componentes afectados.

Medina Lugo y Medina Orjuela (2018) realizaron una evaluación detallada sobre el desempeño de los completamientos de sartas de inyección selectiva en el campo San Francisco, analizando el impacto del uso de válvulas reguladoras de flujo configuradas estratégicamente para mejorar la distribución del agua en las diferentes zonas del yacimiento. Su estudio resalta la importancia de optimizar el barrido vertical del fluido de inyección, con el fin de mejorar la eficiencia del proceso de recobro secundario, lo que no solo incrementa la producción de hidrocarburos, sino que también extiende el límite económico del campo. La implementación de estas tecnologías permite una mayor estabilidad en la inyección y una gestión más eficiente de los recursos, aspectos clave para la sostenibilidad del campo a largo plazo.

Castelblanco Casallas., et al. (2022). Desarrollaron un estudio enfocado en la optimización del proceso de inyección de agua en un campo de producción de crudo pesado en los Llanos Orientales, con el objetivo de maximizar el valor del proyecto mediante una estrategia que garantice su viabilidad técnica y socio-ambiental. La investigación destaca la importancia de mejorar la eficiencia del sistema de inyección para optimizar el factor de recobro y minimizar los impactos operacionales. Además, resalta la necesidad de implementar metodologías que permitan un balance entre la rentabilidad económica y la sostenibilidad ambiental del proceso.

Martínez Jaimes y Turriago Meza (2022). Realizaron un estudio orientado a la optimización del proceso de inyección de agua en un campo de crudo pesado en los Llanos Orientales, con el objetivo de maximizar el valor del proyecto a través de un enfoque técnico-económico integral. Su investigación aborda un análisis detallado del aseguramiento técnico y socio-ambiental, destacando la importancia de implementar estrategias que equilibren la eficiencia operativa con la sostenibilidad del proceso. Los resultados obtenidos permiten identificar mejoras en la gestión del agua inyectada, optimizando la recuperación del crudo y garantizando la viabilidad del proyecto en términos de rentabilidad y responsabilidad ambiental.

Melo Abdala (2024) presenta una metodología para el diseño óptimo de completamientos de inyección selectiva en yacimientos heterogéneos, con el objetivo de mejorar la distribución del agua en múltiples formaciones y optimizar el proceso de recobro secundario. Su estudio abarca la selección del campo y el patrón de inyección, el desarrollo de un modelo de simulación numérica para estimar la producción de petróleo y la evaluación económica del diseño propuesto. La investigación resalta la importancia de utilizar herramientas de simulación y análisis económico para garantizar que la estrategia de inyección no solo sea técnicamente eficiente, sino también viable desde el punto de vista financiero.

Tabla 2. *Resumen del estado del arte a nivel nacional*

| <i>Autores</i> | <i>Organización</i> | <i>Año</i> | <i>Tema de estudio</i> | <i>Hallazgos clave</i> |
|---------------------------------------|-------------------------------------|------------|--|--|
| Pinzón Agudelo y Rúgeles Reyes | Universidad Industrial de Santander | 2015 | Evaluación de los componentes de las sartas selectivas en el campo La Cira-Infantas | Identificaron fallas recurrentes por corrosión y bacterias, proponiendo el uso de nuevos materiales para mejorar la vida útil y eficiencia del sistema. |
| Lucuara Reyes y Abdeljaber Taha Hoyos | Fundación Universidad de América | 2018 | Modelo de estandarización operacional para el diseño de sartas selectivas en el Campo La Cira Infantas | Identificaron rangos óptimos de operación para mejorar seguridad y eficiencia en el diseño de sartas selectivas mediante análisis histórico y estadístico. |

| <i>Autores</i> | <i>Organización</i> | <i>Año</i> | <i>Tema de estudio</i> | <i>Hallazgos clave</i> |
|--|----------------------------------|------------|--|---|
| Medina Lugo y Medina Orjuela | Universidad Surcolombiana | 2018 | Evaluación del desempeño de completamientos de sartas de inyección selectiva en el campo San Francisco | Destacaron el impacto positivo del uso de válvulas reguladoras de flujo en la distribución del agua y el mejoramiento del barrido vertical del fluido de inyección. |
| Castelblanco Casallas, Jiménez Albornoz y Segura Sáenz | Universidad de los Andes | 2022 | Optimización del proceso de inyección de agua en un campo de crudo pesado en los Llanos Orientales | Propusieron estrategias para mejorar la eficiencia del sistema de inyección, optimizar el factor de recobro y minimizar los impactos operacionales. |
| Martínez Jaimes y Turriago Meza | Universidad de los Andes | 2022 | Optimización del proceso de inyección de agua en un campo de crudo pesado en los Llanos Orientales | Enfoque técnico-económico para mejorar la gestión del agua inyectada, maximizando la recuperación de crudo y garantizando sostenibilidad. |
| Melo Abdala | Fundación Universidad de América | 2024 | Diseño óptimo de completamientos de inyección selectiva en yacimientos heterogéneos | Uso de simulación numérica y análisis económico para optimizar la distribución del agua y la viabilidad financiera del proceso de inyección selectiva. |

La transformación de la industria de los hidrocarburos: la industria de los hidrocarburos de Colombia ha experimentado una transformación sustancial en los últimos años, caracterizada por un aumento en la inversión y el desarrollo de proyectos en este sector estratégico.

La gestión de proyectos en este contexto se ha convertido en un elemento esencial para garantizar el éxito de las operaciones y maximizar el retorno de la inversión. Colombia ha establecido un marco normativo sólido para la industria de los hidrocarburos, con regulaciones específicas que abarcan desde la exploración hasta la extracción de recursos y su transporte. La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y el Ministerio de Minas y Energía desempeñan roles cruciales en la supervisión y el cumplimiento de estas regulaciones. “Además, se observa una creciente alineación con estándares internacionales, como ISO 31000 para la gestión de riesgos, y la adopción de pautas del PMBOK como guía estructurada para la gestión de proyectos” (Saraí, 2019, p.2). Esta convergencia entre regulaciones nacionales e internacionales contribuye a la

estandarización y a una mayor eficiencia en la gestión de proyectos en el sector de los hidrocarburos.

Innovación tecnológica: la innovación tecnológica ha surgido como un catalizador de cambio en la gestión de proyectos en el sector de construcción de hidrocarburos en Colombia.

La adopción de herramientas ha redefinido la forma en que se planifican y ejecutan los proyectos, permitiendo una visualización y comunicación más precisa entre equipos multidisciplinarios. El uso de drones, sensores y sistemas de monitoreo en tiempo real ha mejorado la vigilancia de avances y riesgos, reduciendo la posibilidad de desviaciones costosas y demoras en el cronograma. La aplicación de tecnologías avanzadas ha llevado a una mayor eficiencia operativa y a una toma desarrollo de la guía del PMBOK para proyectos de conversión de pozos productores depletados a pozos inyectoros de agua selectiva.

Sostenibilidad y responsabilidad social: la gestión de proyectos en el sector de los hidrocarburos en Colombia también está experimentando un cambio hacia una mayor consideración de la sostenibilidad y la responsabilidad social debido al impacto ambiental asociado con la industria.

Se ha vuelto esencial implementar prácticas que minimicen los efectos negativos y promuevan la sostenibilidad a largo plazo. La consideración de aspectos sociales y comunitarios, como la participación de las comunidades locales y la mitigación de impactos socioeconómicos, está adquiriendo importancia en la gestión de proyectos. La adopción de enfoques sostenibles y socialmente responsables no solo contribuye al cumplimiento de regulaciones, sino que también refleja una mayor conciencia de las implicaciones más amplias de los proyectos en la sociedad y el entorno.

Desafíos persistentes: a pesar de los avances y mejoras en la gestión de proyectos en el sector de construcción de hidrocarburos en Colombia, existen desafíos persistentes.

La complejidad de las regulaciones locales y la necesidad de garantizar la participación de las comunidades en la planificación y ejecución de proyectos requieren atención continua. Además, la industria de los hidrocarburos enfrenta una creciente demanda de transición hacia fuentes de energía más limpias y sostenibles, lo que agrega una capa adicional de complejidad y adaptación en la gestión de proyectos (Duque, et ál., 2021, pp.23-24).

“La gestión de proyectos en la instalación de sartas de inyección selectivas para campos de hidrocarburos en Colombia representa una intersección entre regulaciones rigurosas, innovación tecnológica y una creciente consideración de la sostenibilidad y la responsabilidad social” (Agencia Nacional de Desarrollo) de la guía PMBOK para proyectos de conversión de pozos productores depletados a pozos inyectores de agua selectiva.

Colombia ha experimentado un crecimiento sustancial en su industria de hidrocarburos en las últimas décadas. La explotación y gestión eficiente de estos recursos son cruciales para su economía y desarrollo. Sin embargo, este auge en el sector de los hidrocarburos no ha estado exento de desafíos significativos. La diversidad geográfica y ambiental de Colombia, junto con las variaciones en la legislación local y las demandas cambiantes de las comunidades locales, han creado un entorno complejo para la gestión de proyectos en este sector. En este contexto, diversos estudios e investigaciones se han llevado a cabo en diferentes regiones del país con el propósito de abordar estos desafíos y mejorar las prácticas de gestión de proyectos en el sector de hidrocarburos. En el contexto colombiano, se han llevado a cabo diversas investigaciones y estudios complementarios para abordar desafíos similares en la gestión de proyectos dentro de la industria de hidrocarburos. Estos estudios proporcionan una visión integral sobre las tendencias y

ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA CONVERSIÓN DE POZOS INYECTORES DE AGUA. 44
mejores prácticas aplicadas en el país, permitiendo contrastar los hallazgos con enfoques internacionales.

Para la recopilación de información relevante sobre la problemática analizada en este estudio, se realizó una revisión de diversos trabajos que abordan la conversión de pozos productores depletados a pozos inyectores de agua selectiva. Estos estudios constituyen el estado del arte, pues examinan las variables clave relacionadas con este proceso y su impacto en la producción de crudo pesado. En este sentido, se ha desarrollado una guía basada en las buenas prácticas del PMBOK, adaptada a la realidad de los proyectos de conversión de pozos en Colombia, con el propósito de optimizar la toma de decisiones y mejorar la eficiencia operativa en el sector.

3. Áreas de conocimiento

En la actualidad, para la creación y gestión de proyectos, es esencial seguir directrices reconocidas internacionalmente, ya que estas son vitales para asegurar que las iniciativas se desarrollen de manera efectiva. En este contexto, el Project Management Institute (PMI) ha establecido un pilar fundamental conocido como el PMBOK, acrónimo de “Project Management Body of Knowledge”. La 6ta edición de esta guía, conforme a las directrices del PMI, presenta un enfoque multidisciplinario y sistemático para la gestión de proyectos, abarcando todas las áreas del conocimiento necesarias para el éxito de cualquier proyecto.

Este proyecto se centra en realizar un análisis de factibilidad económica para determinar la viabilidad de convertir pozos productores depletados en pozos inyectores de agua, siguiendo la guía de buenas prácticas del PMBOK en su sexta edición. Este marco de referencia se proporciona

como un fundamento que cubre áreas clave del conocimiento, ofreciendo un enfoque integral y adaptable para la gestión de proyectos.

A lo largo del desarrollo de este proyecto, se explorarán y revisarán las áreas de conocimiento delineadas por el PMI, cada una de las cuales desempeña un papel crucial en el éxito de la gestión de proyectos. Desde la identificación de los procesos, la gestión de recursos, la planificación, hasta el control de cada una de las áreas, se atribuyen los elementos esenciales para realizar un análisis de viabilidad económica siguiendo los estándares internacionales del PMI, conforme a la guía de buenas prácticas del PMBOK, 6ta edición.

3.1. Gestión de la integración del proyecto

La gestión de la integración de proyectos desempeña un papel crucial en el análisis de la viabilidad económica para la conversión de pozos productores depletados en pozos inyectores de agua mediante el uso de sartas de inyección selectiva, alineándose con las directrices de las buenas prácticas del PMBOK 6ta edición. Este enfoque es esencial para sincronizar todos los aspectos del proyecto, desde su inicio hasta su culminación, asegurando una ejecución eficaz y precisa.

En el campo castilla, ubicado en el municipio de Castilla la Nueva, cuando el campo entra en su curva de declinación debido a la madurez del proyecto, surge la necesidad de evaluar nuevas tecnologías para optimizar la producción de crudo pesado y reducir los costos por barril producido. La gestión eficaz, capaz de adaptarse a los cambios, es fundamental en este contexto, especialmente cuando se trata de la conversión de pozos productores en pozos inyectores. La industria petrolera se caracteriza por condiciones cambiantes y dinámicas, lo que hace que este tipo de evaluación sea indispensable.

La justificación para fortalecer las condiciones que permitan la conversión de pozos productores en pozos inyectores radica en la necesidad de alinear todos los elementos del proyecto con los objetivos estratégicos, optimizando los recursos, reduciendo desviaciones presupuestarias y mejorando la calidad. Este enfoque, en línea con la guía PMBOK 6ta edición, no solo respalda la creación de proyectos siguiendo las buenas prácticas, sino que también garantiza una dirección eficiente y efectiva para futuros proyectos de conversión de pozos en el campo Castilla.

3.1.1. Acta de constitución del proyecto

El documento de inicio del proyecto para el análisis de factibilidad económica de los pozos inyectores de agua, utilizando la técnica de conversión de pozos depletados con sarta de inyección selectiva para incrementar la producción de crudo pesado en un campo petrolero, establece los fundamentos, recursos asignados y roles necesarios, así como los posibles desafíos y restricciones del proyecto. Este documento actúa como un aval oficial y proporciona un marco para la gestión eficiente del proyecto, asegurando su alineación con las buenas prácticas establecidas en la guía PMBOK y con los objetivos de la empresa. De este modo, define expectativas claras desde el inicio y establece las bases cruciales para el éxito del proyecto.

Tabla 3. Acta de constitución de proyecto

| <i>Acta de constitución</i> | | | | | |
|---|--|---------------|--|---------------|---------------|
| Elaborado por: | Carlos Gil | Revisado por: | Dayana Bustos | Aprobado por: | Dayan Sánchez |
| Nombre del proyecto | Análisis de factibilidad económica de los pozos inyectores de agua con sarta de inyección selectiva mediante la técnica de conversión de pozos depletados, para aumentar la producción de crudo pesado en un campo petrolero del municipio castilla la nueva mediante la guía de buenas prácticas del PMBOK sexta edición. | | | | |
| Director del proyecto | | | Patrocinador | | |
| Alexander Anchicoque -USTABUCA | | | Empresas Operadoras Petroleras en Colombia | | |
| Propósito del proyecto | | | | | |
| Desarrollar un análisis de factibilidad económica de los pozos inyectores de agua con sarta de inyección selectiva, utilizando la técnica de conversión de pozos depletados para aumentar la producción de crudo pesado en un campo | | | | | |

Acta de constitución

petrolero en el municipio de Castilla La Nueva, siguiendo la guía de buenas prácticas del PMBOK (sexta edición) y considerando las prácticas específicas del campo. Aunque existe abundante información sobre la gestión de proyectos en general, es necesario enfocarse en los desafíos y particularidades únicas del desarrollo de proyectos de construcción en la industria petrolera. Al integrar las mejores prácticas de la industria con los estándares internacionalmente reconocidos del PMBOK, esta guía llenará el vacío existente en las empresas operadoras de petróleo en Colombia y a nivel internacional, proporcionando un marco de referencia práctico y aplicable que mejorará la ejecución, el control y la entrega exitosa de sus proyectos de conversión.

Los objetivos medibles del proyecto y los criterios de éxito asociados

1. Diagnóstico de proceso:

Medir: Analizar la conversión de pozos depletados a pozos inyectoros de agua con sarta de inyección selectiva, comparando el comportamiento histórico de producción con el sistema de inyección selectiva versus el sistema convencional en un patrón de 5 puntos.

2. Establecer criterios aplicables:

Medir: Definir los criterios de selección para la conversión de pozos depletados a inyectoros de agua con sarta de inyección selectiva para un campo petrolero del municipio de Castilla la nueva.

3. Construir un análisis financiero para su validación:

Medir: Elaborar un análisis de costos de operación con los resultados obtenidos en la producción de incremental de petróleo por la conversión de los pozos depletados a pozos inyectoros de agua con sarta de inyección selectiva

La descripción de alto nivel del proyecto, los límites y los entregables claves

Descripción de alto nivel del proyecto

Este proyecto tiene como objetivo principal desarrollar un análisis financiero para determinar la viabilidad económica de la conversión de pozos productores depletados en pozos inyectoros de agua con sarta selectiva, utilizando la metodología de las buenas prácticas del PMBOK (sexta edición). El fin es mejorar la eficiencia y calidad en la ejecución de proyectos, utilizando esta implementación como referencia para futuros trabajos en la industria y otras empresas petroleras.

Límites del proyecto:

**Enfoque exclusivo al desarrollo de un análisis financiero para determinar la viabilidad de las conversiones de los pozos depletados, sin incluir implementación ni mediación de impactos en proyectos reales.

**Adaptación de la guía de proyectos predictivos en la conversión de pozos depletados a pozos inyectoros de agua en el sector de los hidrocarburos.

**Validación interna con expertos y colaboradores, sin extenderse a validación en proyectos reales.

**Recursos limitados a acceso a información, apoyo de expertos y colaboración interna

Entregables claves

1. Informe con la comparación de la producción incremental con los pozos inyectoros vs los pozos depletados en el patrón de 5 puntos.

2. Informe de los criterios de selección y condiciones petrofísicas para determinar los pozos candidatos para convertir.

3. Informe del resultado financiero de la conversión de los depletados a pozos inyectoros de agua, teniendo en cuenta el costo variable del precio internacional de petróleo y el dólar.

Requisitos de alto nivel (técnico, regulatorios, estratégicos, comerciales)

Técnicos:

Compatible con los estándares técnicos para la conversión de pozos depletados a pozos inyectoros de agua. Adaptable a diferentes proyectos predictivos.

Regulatorios:

Acta de constitución

Cumplimiento de normativas locales e internacionales.
Integración de lineamientos de seguridad y medio ambiente.

Estratégicos:

Alineación con los objetivos estratégicos de las empresas petroleras en Colombia.
Compromiso con los principios de mejora continua y adaptabilidad.

Comerciales:

Mejora de la competitividad y ventaja en la ejecución de proyectos.

Optimización de recursos y reducción de desviaciones presupuestarias.
Cumplimiento de expectativas y requerimientos de los clientes.

Riesgo de alto Nivel

Complejidad técnica:

Desafío: Adaptar la guía a la diversidad de proyectos técnicos.

Medidas Preventivas: Realizar una revisión técnica exhaustiva y fomentar la colaboración con expertos de la industria.

Cambios regulatorios:

Desafío: Ajustarse a las modificaciones en las normativas del sector de hidrocarburos.

Medidas Preventivas: Mantenerse informado sobre los cambios regulatorios y actualizar la guía según sea necesario.

Aceptación organizacional:

Desafío: Superar la resistencia interna a la adopción de la guía.

Medidas Preventivas: Implementar programas de formación y mejorar la comunicación interna para fomentar la aceptación.

Figura 1. Resumen cronograma

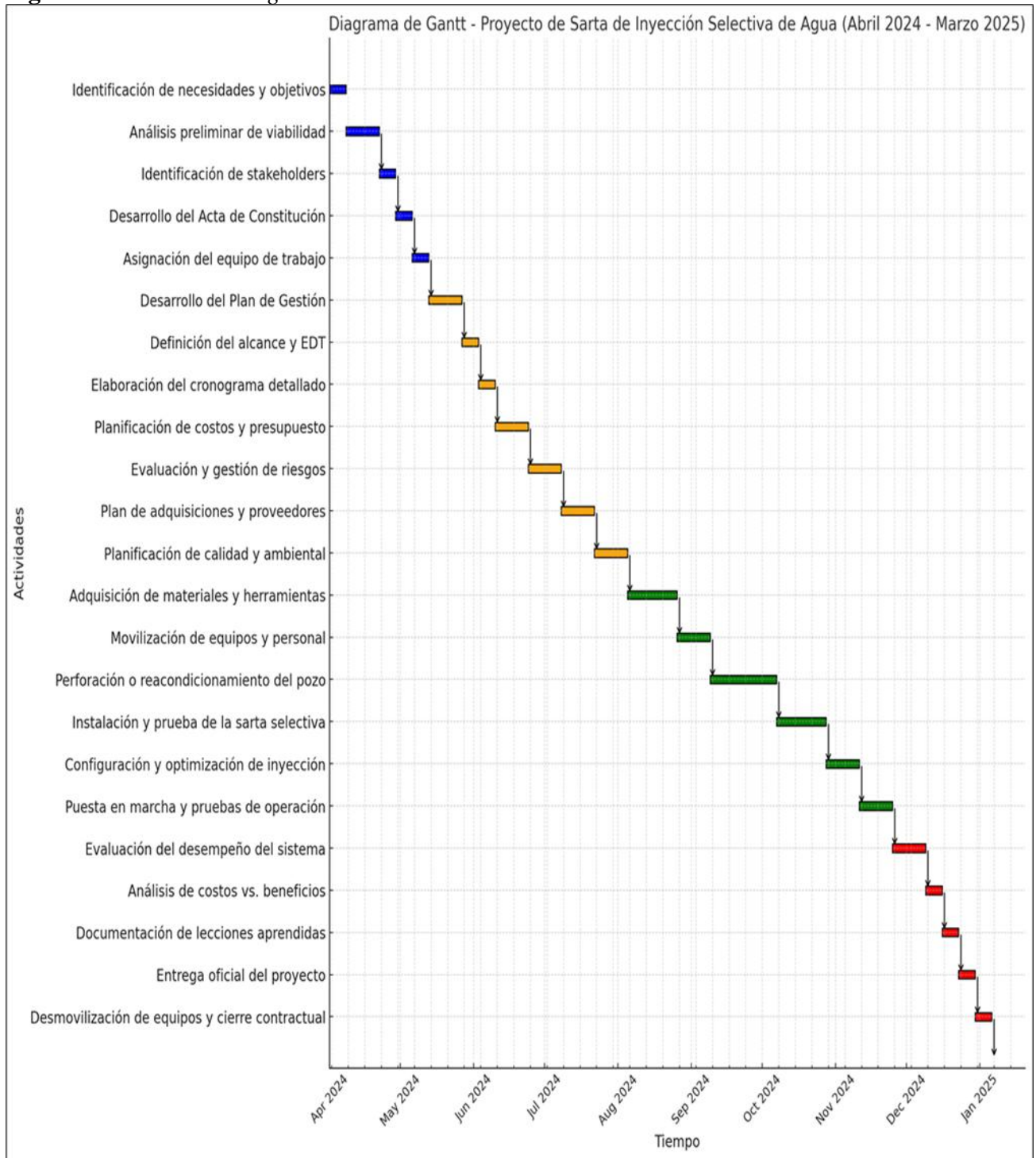


Tabla 4. Recursos financieros aprobados

| <i>Recursos financieros aprobados</i> | | | | |
|---|----------------|--------------|-------------|--------------|
| <i>Presupuesto del proyecto</i> | | | | |
| Ítem | Descripción | Unidad (mes) | %Dedicación | Valor (USD) |
| 1 | Equipo | 1 | | \$ 99.609 |
| 2 | Servicios | 1 | | \$ 349.333 |
| 3 | Compras | 1 | | \$ 50.136 |
| 4 | Gerenciamiento | 1 | | \$ 9.981 |
| 5 | Contingencias | | | \$ 49.908 |
| TOTAL, por mes | | | | \$ 558.976 |
| TOTAL, Costo estimado desarrollo proyecto (4 meses) | | | | \$ 2.235.868 |

Presupuesto incluye los costos administrativos asociados al desarrollo del proyecto (recursos humanos, equipo de computación).

| <i>Lista de interesados clave</i> | |
|---|---|
| Director del proyecto | Definición y ejecución de procesos. |
| Equipo del proyecto | Implementación de procesos y mejoras de gestión. |
| Clientes de la industria | Impacto en la satisfacción del cliente y mejoras. |
| Experto de la industria | Validación técnica y aseguramiento de calidad. |
| Equipo financiero | Validación económica y financiera del proyecto. |
| Colaboradores externos y contratistas | Adaptación a cambios en procesos de gestión. |
| Comité de calidad | Asegurar que la guía mejore los estándares. |
| Director trabajo final de maestría | Asesoría y guía durante el desarrollo del proyecto. |
| Universidad -comité de trabajo de grado | Aprobación de trabajo final de Maestría. |

| <i>Requisitos de aprobación del proyecto</i> |
|--|
| Éxito del proyecto: |
| Desarrollo y entrega exitosa de la guía metodológica. |
| Alineación con objetivos estratégicos y procesos de la empresa operadora |
| Validación positiva de expertos internos y externos. |
| Decisión sobre el éxito del proyecto: |
| Gerencia de la empresa operadora |
| Comité de calidad de la empresa. |
| Expertos internos y externos involucrados en la validación técnica. |
| Firma de aprobación: |
| Firma de la gerencia la empresa operadora |
| Aprobación formal del comité de calidad de la empresa. |
| Firma de los expertos internos y externos. |
| Criterios de aprobación: |
| Cumplimiento de plazos y entregables. |

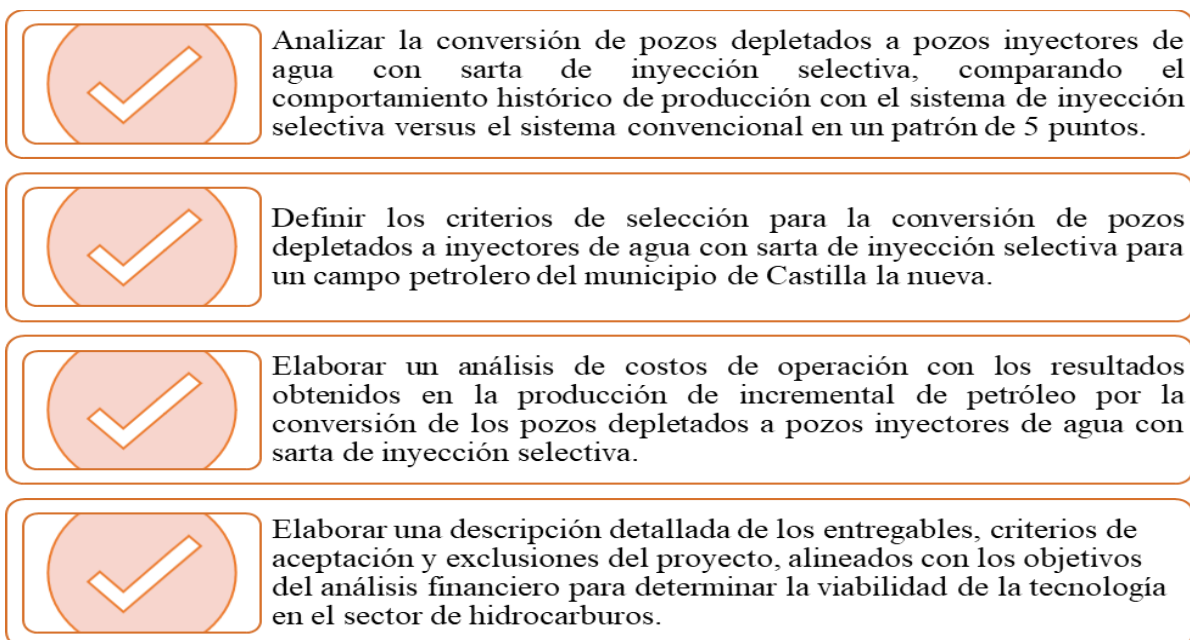
| <i>Guía desarrollada y validada</i> |
|--|
| Guía validada completamente desarrollada y validada por expertos de la industria petrolera |
| Aprobación: |
| Aprobación por parte del comité de proyecto de grado de la universidad santo tomas de Bucaramanga. |
| Cumplimiento de plazos y entregables: |
| Todos los plazos y entregables cumplidos. |
| Aceptación de interesados clave: |
| Retroalimentación positiva de interesados clave |
| El director del proyecto asignado, su responsabilidad y su nivel de autoridad |
| Alexander Anchicoque, director asignado por la universidad Santo Tomás, su principal rol será el de guiar el desarrollo del trabajo final de maestría propuesto, aprobará los cambios significativos en consulta con la universidad. |

| <i>Autorizan acta de constitución</i> | |
|---|---|
| Alexander Anchicoque Director de Proyecto - USTABUCA | Comité de proyecto de grado USTA BUCARAMANGA |

3.2. Gestión del alcance del proyecto

Para gestionar el alcance del proyecto en el análisis de factibilidad económica de pozos inyectoros de agua con sarta de inyección selectiva, utilizando la técnica de conversión de pozos depletados para aumentar la producción de crudo pesado en un campo petrolero en el municipio de Castilla la Nueva, es fundamental comprender las necesidades específicas y los objetivos detallados del proyecto. Siguiendo la guía de buenas prácticas del PMBOK (sexta edición), este proceso implica definir y controlar rigurosamente qué se incluirá y qué no se incluirá en el proyecto. De este modo, se asegura el cumplimiento de todos los requisitos y expectativas de los interesados. Con base en los lineamientos del PMBOK y las mejores prácticas de la industria, la gestión del alcance tiene como objetivo garantizar que el proyecto se enfoque en entregables claros y medibles, contribuyendo al éxito general de la empresa en el sector de los hidrocarburos.

Figura 2. *Proceso de gestión del alcance del proyecto*



3.2.1 Definir el alcance

El proyecto se enfoca en realizar un análisis de factibilidad económica para la conversión de pozos depletados en pozos inyectoros de agua con sarta de inyección selectiva, con el objetivo de aumentar la producción de crudo pesado en un campo petrolero ubicado en el municipio de Castilla La Nueva. El análisis se desarrollará siguiendo las buenas prácticas establecidas en la sexta edición de la guía PMBOK. El alcance se limita a actividades de investigación, documentación y la elaboración de una guía técnica. La fase de implementación y la evaluación del impacto en proyectos reales no están incluidas en este proyecto. La validación de la guía se llevará a cabo internamente con la participación de expertos y colaboradores de las empresas operadoras de petróleo, garantizando así su relevancia y aplicabilidad en el contexto organizacional. Se definirán criterios específicos de éxito y finalización del proyecto, los cuales servirán como parámetros para evaluar el grado de cumplimiento de los objetivos establecidos.

3.2.2 Crear la EDT

La elaboración de la Estructura de Desglose del Trabajo (EDT), o WBS por sus siglas en inglés, debe alinearse con los objetivos del proyecto. Este proceso implica descomponer el proyecto de manera jerárquica, definir entregables claros y específicos, involucrar a los interesados clave en el proceso, y mantener la EDT actualizada para reflejar cualquier cambio en el alcance y los requisitos del proyecto.

Figura 3. EDT completa y alineada con los objetivos establecidos en el proyecto

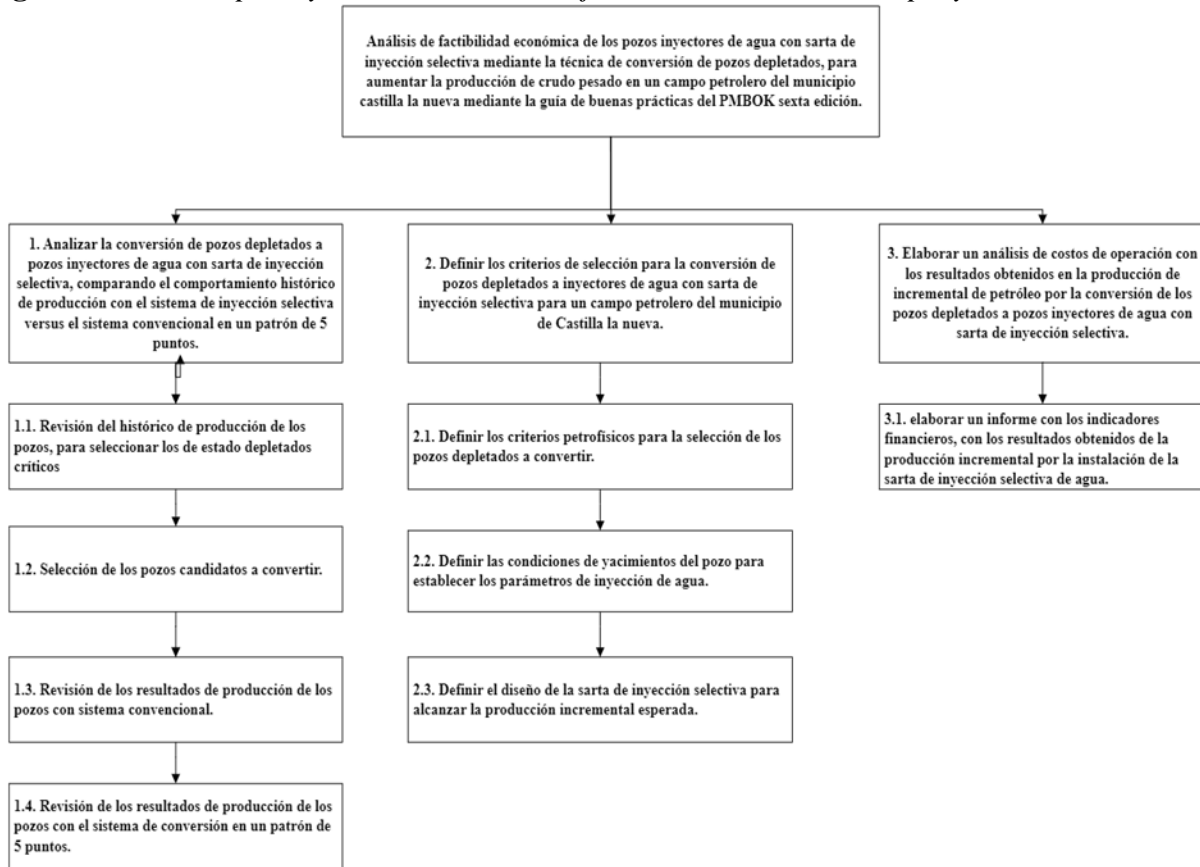
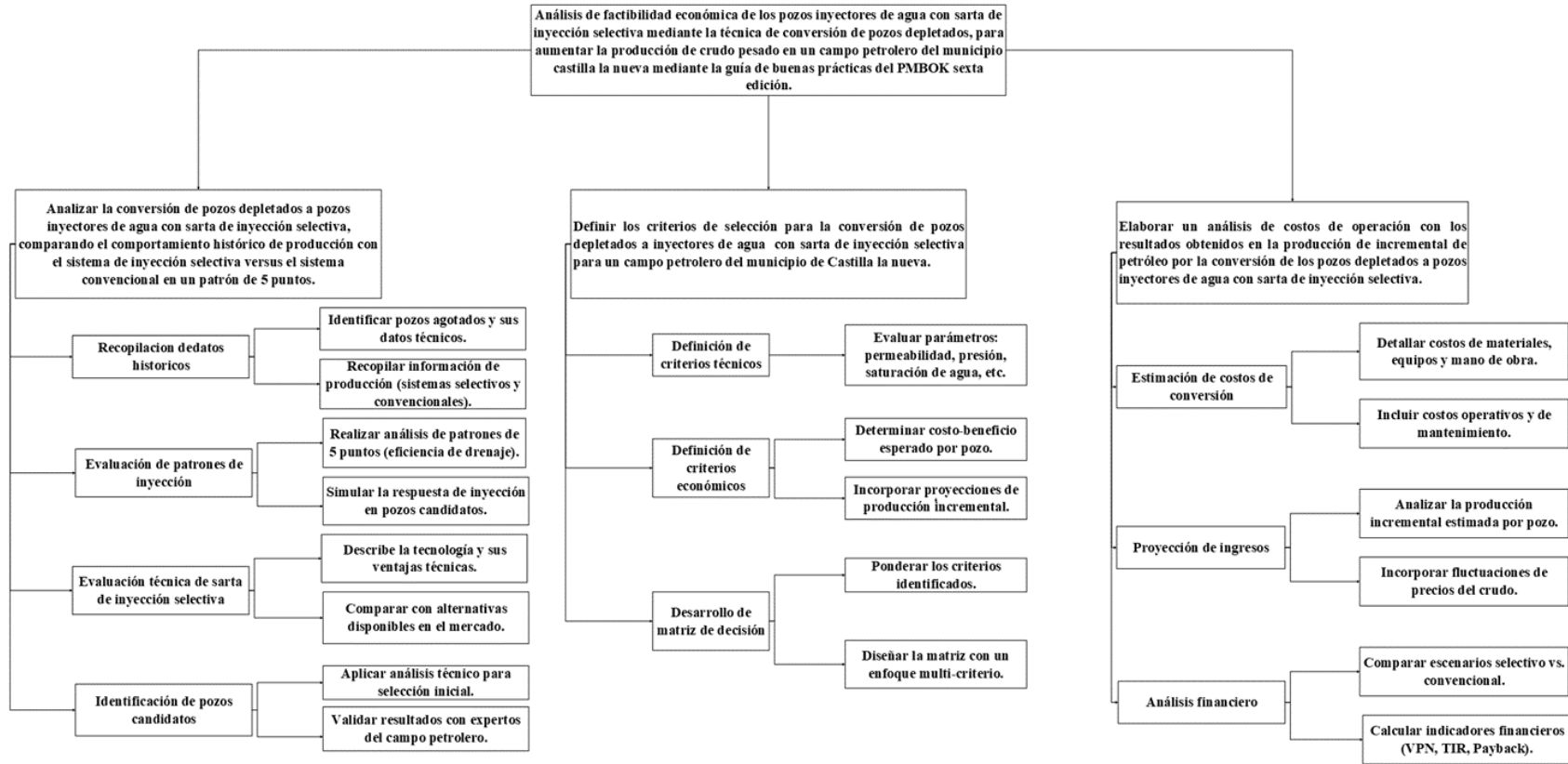


Figura 4. EDT completa



3.2.3 Validar el alcance

Para validar el alcance del proyecto, es fundamental considerar varios aspectos clave. En primer lugar, se debe garantizar la alineación de los procesos actuales con los lineamientos establecidos en el PMBOK, evaluando el grado de correspondencia y adecuación. Posteriormente, es esencial identificar y documentar los procesos de gestión aplicables, enfocados específicamente en los proyectos de conversión de pozos depletados a pozos inyectores de agua con sartas de inyección selectiva. Además, el desarrollo del proyecto y de los procesos debe realizarse siguiendo la guía metodológica basada en el PMBOK, asegurando la completitud de las entregas y el cumplimiento de los plazos establecidos. Finalmente, se debe establecer un sistema de monitoreo y control que permita evaluar el progreso y realizar ajustes necesarios para garantizar el éxito del proyecto.

3.3 Gestión del cronograma del proyecto

La gestión efectiva del cronograma del proyecto comienza con la identificación exhaustiva de todas las actividades y tareas necesarias para alcanzar los objetivos del proyecto. Posteriormente, se determina una secuencia lógica de ejecución, estableciendo dependencias entre actividades y asignando plazos realistas para cada una de ellas. Para ello, se emplean herramientas como diagramas de Gantt, que facilitan la visualización y organización de las tareas a lo largo del tiempo.

Durante la ejecución del proyecto, se realiza un seguimiento continuo del progreso, lo que permite identificar posibles desviaciones y realizar los ajustes necesarios para asegurar el cumplimiento de los plazos establecidos. Además, se documentan de manera sistemática los

cambios realizados al cronograma, asegurando un registro claro y detallado del progreso del proyecto y las razones que justifican dichas modificaciones.

Figura 5. *Procesos de gestión del cronograma del proyecto*



3.3.1. Desarrollar el cronograma

Para elaborar el cronograma del proyecto, es fundamental tener en cuenta los objetivos específicos, los recursos financieros asignados, los plazos definidos y la estrecha colaboración entre el director del proyecto y los especialistas en sarta de inyección selectiva de agua. Esto garantizará la alineación con los requisitos de aprobación establecidos por las diferentes áreas de ingeniería del campo petrolero. Además, se empleará la herramienta Project para gestionar el cronograma, lo que facilitará la definición de la línea base y permitirá el seguimiento en tiempo y costos de cada actividad durante la instalación de la sarta de inyección selectiva de agua.

Figura 6. Cronograma de proyecto de desarrollo de guía metodológica

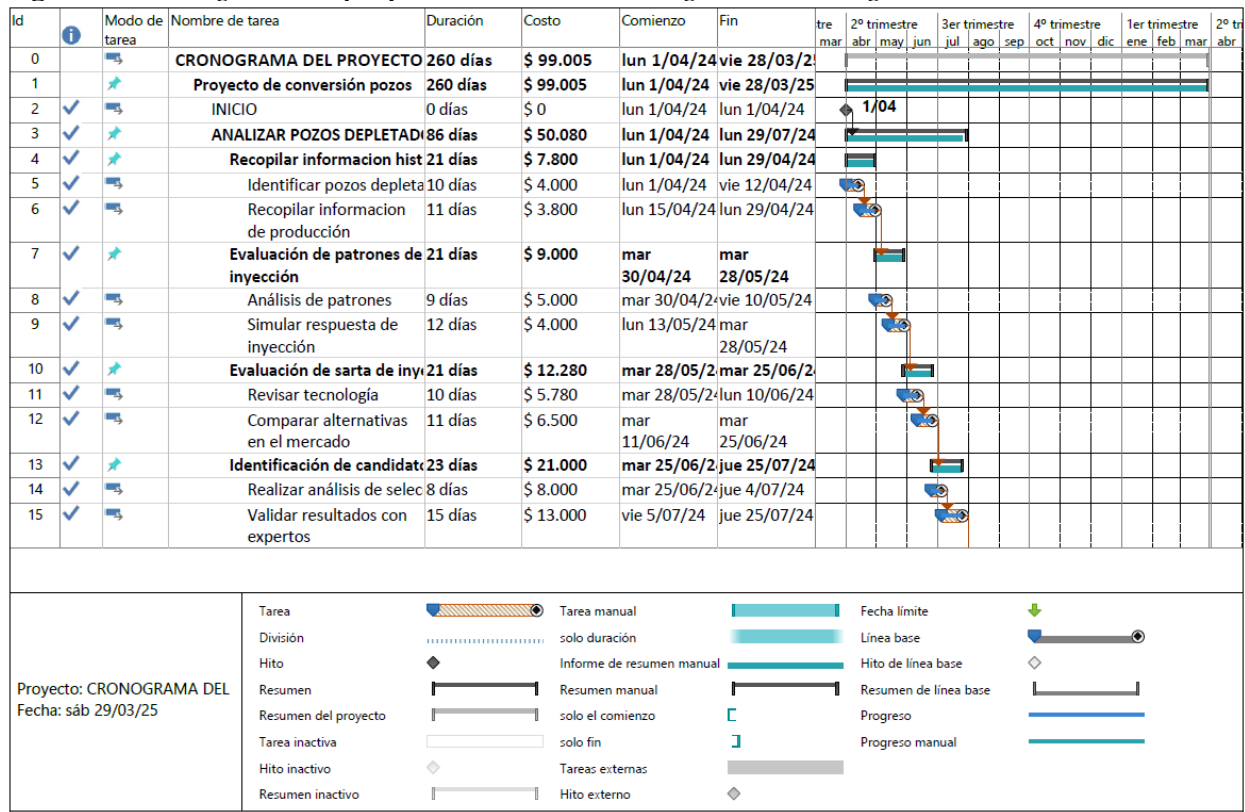


Figura 7. Cronograma de proyecto de desarrollo de guía metodológica parte 2

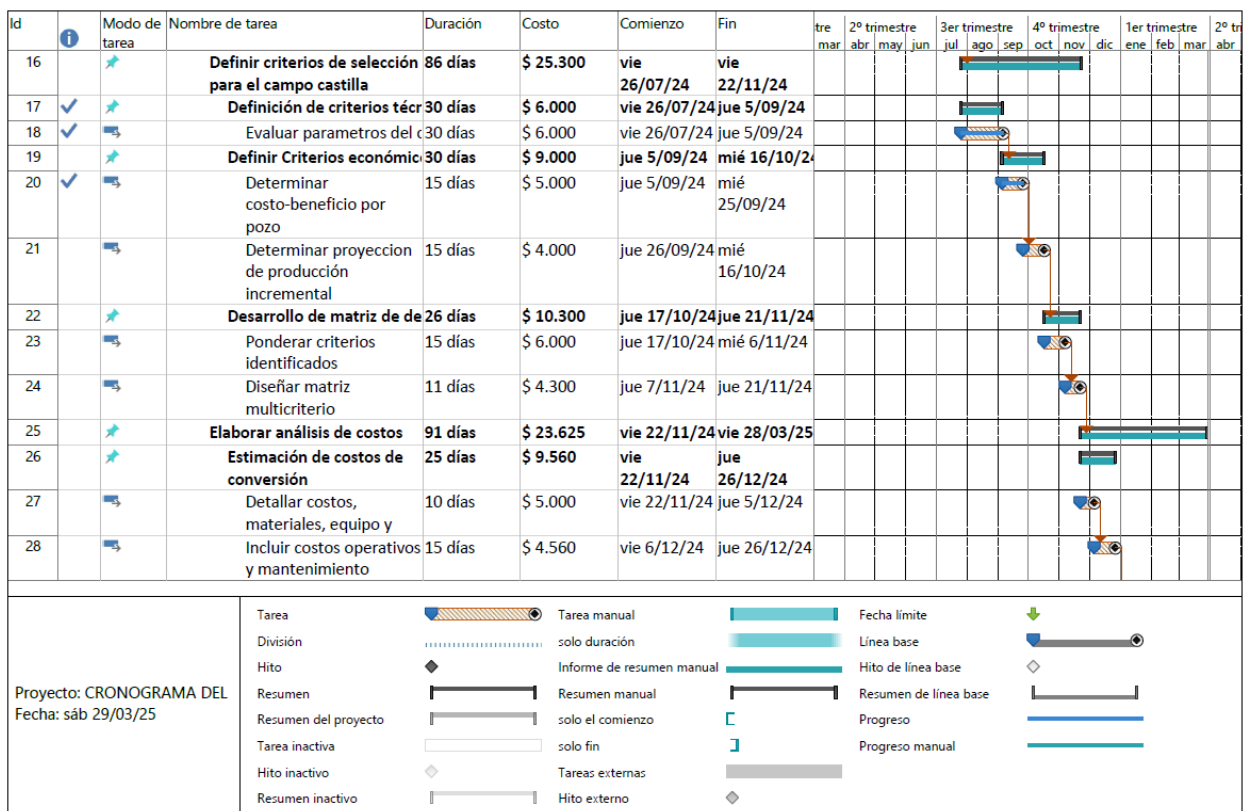
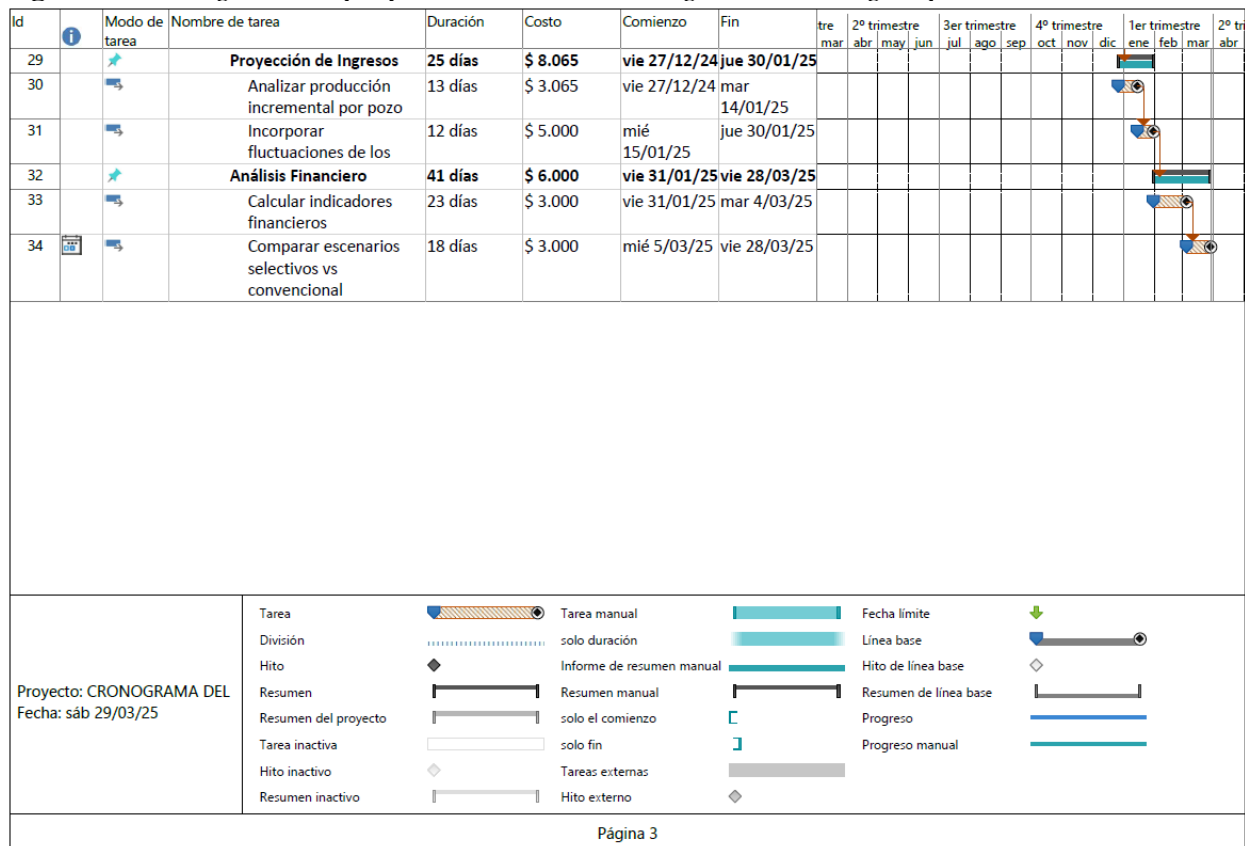


Figura 8. Cronograma de proyecto de desarrollo de guía metodológica parte 3



3.4 Gestión de los costos del proyecto

Para gestionar los costos de una manera efectiva, se comienza identificando y estimando los recursos necesarios para la conversión del pozo con sarta de inyección selectiva, incluyendo desde los materiales a utilizar hasta el software especializado en simulación. Posteriormente, se define un presupuesto detallado que abarque todas las partidas requeridas para la ejecución del proyecto. Se implementa un seguimiento continuo de los gastos para identificar posibles desviaciones y aplicar medidas correctivas de ser necesario. Además, se documenta todo el proceso de gestión de costos para garantizar una visión completa y clara del manejo financiero del proyecto, en línea con las recomendaciones del PMI en su guía PMBOK (6ª edición), lo cual permitirá una evaluación.

3.4.1. Determinar el presupuesto

Para la conversión de un pozo agotado a un pozo inyector equipado con sarta de inyección selectiva, se elaborará un presupuesto detallado que incluirá todos los servicios necesarios para alcanzar los caudales de inyección requeridos. Este proceso tiene como objetivo optimizar la producción en los pozos aledaños, asegurando la alineación de las actividades con los parámetros técnicos.

Figura 9. Presupuesto del proyecto de conversión

| DESCRIPCION | UNIDAD | VR.UN. US\$ | CANT | VALORTOTAL USD | VALORTOTAL ON IVA USD |
|---|---------------|--------------------|-------------|------------------------|------------------------|
| EQUIPO DEWO | UNIDAD | VR.UN. US\$ | CANT | VALOR TOTAL USD | VALOR TOTAL USD |
| Movilización Entre Pozos De 10, 1 A 20 Km | | \$ 13.561 | 1 | \$ 13.561 | \$ 14.852,01 |
| TARIFA OPERACIÓN | | | | \$ - | |
| Equipo Activo en Operaciones 250 Klbs | HR | \$ 450 | 504 | \$ 226.800 | \$ 248.391,36 |
| OTRAS TARIFAS | | | | \$ - | |
| Tarifa Camión sistema (180 bbl), 24 horas | DIA | \$ 964 | 11 | \$ 10.122 | \$ 12.045 |
| Tractocamión con Brazo Hidráulico / Camión Grúa, 24 horas | MES | \$ 41.307 | 0,70 | \$ 28.915 | \$ 34.409 |
| Tractomula con Cama Alta / Cama Baja, 24 horas | MES | \$ 12.218 | | \$ - | \$ - |
| Tractomula con Cama Alta / Cama Baja, 24 horas | DIA | \$ 711 | 11 | \$ 7.462 | \$ 8.880 |
| Ayudante de Reacondicionamiento, 8 horas | DIA | \$ 146 | 21 | \$ 3.066 | \$ 3.649 |
| SIST ADQUIS, TRANSM, GESTION DE DATOS | MES | \$ 9.143 | 0,70 | \$ 6.400 | \$ 7.617 |
| TOTAL | | | | \$ 296.326 | \$ 329.842 |
| COMPANY MAN | UNIDAD | VR.UN. US\$ | CANT | VALOR TOTAL USD | VALOR TOTAL USD |
| SERVICIO DE SUPERVISIÓN A POZOS O FACILI | DAY | \$ 763 | 23 | \$ 17.560,04 | \$ 20.896 |
| ASISTENTE DE ASEGURAMIENTO DE LA INFORMACIÓN | DAY | \$ 142 | 23 | \$ 3.258,64 | \$ 3.878 |
| ALIMENTACIÓN | DAY | \$ 23 | 23 | \$ 523,95 | \$ 624 |
| TRANSPORTE ENTRE POZOS. | DAY | \$ 2.959 | 1 | \$ 2.958,54 | \$ 3.521 |
| TOTAL | | | | \$ 24.301 | \$ 28.918 |
| SERVICIO SLICK LINE | | | CANT | VALOR TOTAL USD | VALOR TOTAL USD |
| Movilización entre pozos | | | | \$ - | \$ - |
| Renta Unidad de Slick line | | | 0,133 | \$ 22.478,53 | \$ 26.749 |
| TOTAL | | | | \$ 22.478 | \$ 26.749 |
| PULLING Y RUNNING | | | CANT | VALOR TOTAL USD | VALOR TOTAL USD |
| Servicio de Pulling de EBES con Spooler | | | 1 | \$ 10.800 | \$ 12.852 |
| Servicio de desacople con spooler equipo BES | | | 1 | \$ 5.900 | \$ 7.021 |
| Servicio acople con spooler equipo BES | | | | \$ - | \$ - |
| Servicio de Pulling & Running de EBES con Spooler | | | | \$ - | \$ - |
| TOTAL | | | | \$ 16.700 | \$ 19.873 |

Figura 10. Presupuesto del proyecto de conversión parte 2

| WBCO | | | | CANT | VALOR TOTAL USD | VALOR TOTAL USD |
|--|------------|--------------|-------|-----------|-----------------|-----------------|
| | UNIDAD | VR. UN. US\$ | | | | |
| HERRAMIENTAS PARA CA SING 9-5/8" | | | | | | |
| HERRAMIENTAS WELL BORE CLEAN OUT - Service per Running set of tools NC50 for casing 9 5/8" - 9 5/8" | Corrida | \$ 5.061 | 1 | \$ 5.061 | \$ 6.023 | |
| HERRAMIENTAS PARA MOLER - Taper Mill 6 1/2" a 8 1/2" OD with crushed carbide only (por corrida) - 9 5/8" | Corrida | \$ 4.930 | 1 | \$ 4.930 | \$ 5.867 | |
| HERRAMIENTAS PARA MOLER - Concave or Flat Junk Mill with inserts 8 1/4" Hole (por corrida) - 9 5/8" | Corrida | \$ 5.673 | | \$ - | \$ - | |
| HERRAMIENTAS PERCUSION Y ACCESORIAS - Cross Over Rotary Sub. 6 1/2" OD - 9 5/8" | Die | \$ 75 | 4 | \$ 302 | \$ 359 | |
| HERRAMIENTAS PERCUSION Y ACCESORIAS - Cross Over Rotary Sub. 6 1/2" OD - 9 5/8" | Die | \$ 75 | 4 | \$ 302 | \$ 359 | |
| HERRAMIENTAS PERCUSION Y ACCESORIAS - Cross Over Rotary Sub. 6 1/2" OD - 9 5/8" | Die | \$ 75 | 4 | \$ 302 | \$ 359 | |
| HERRAMIENTAS PARA CA SING 7" | | | | | | |
| HERRAMIENTAS WELL BORE CLEAN OUT - Service per Running set of tools NC38 for casing 7" - 7" | Corrida | \$ 4.366 | 1 | \$ 4.366 | \$ 5.196 | |
| HERRAMIENTAS PARA MOLER - Taper Mill 4 1/2" a 6 1/8" OD with crushed carbide only (por corrida) - 5 1/2" - 7" | Corrida | \$ 3.834 | 1 | \$ 3.834 | \$ 4.562 | |
| HERRAMIENTAS PARA MOLER - Blade Junk Mills (Concave or Convex) Up to 6" OD (por corrida) - 7" | Corrida | \$ 9.243 | 1 | \$ 9.243 | \$ 10.999 | |
| HERRAMIENTAS PERCUSION Y ACCESORIAS - Cross Over Rotary Sub. 4 3/4" OD - 7" | Die | \$ 59 | 4 | \$ 236 | \$ 280 | |
| HERRAMIENTAS PERCUSION Y ACCESORIAS - Cross Over Rotary Sub. 4 3/4" OD - 7" | Die | \$ 59 | 4 | \$ 236 | \$ 280 | |
| HERRAMIENTAS PERCUSION Y ACCESORIAS - Cross Over Rotary Sub. 4 3/4" OD - 7" | Die | \$ 59 | 4 | \$ 236 | \$ 280 | |
| PERSONAL | | | | | | |
| PERSONAL WBCO - Operator WBCO (charge per DIA) - all sizes | Die | \$ 1.241 | 5 | \$ 6.203 | \$ 7.382 | |
| MOVILIZACION DE HERRAMIENTAS | | | | | | |
| MOV-B-5 Movilizacion con Camión 300. TARIFA BASE 10 KM | FA BASE 10 | \$ 568 | 2 | \$ 1.135 | \$ 1.351 | |
| MOV-B-6 Movilizacion con Camión 300. Km Adicional | Km | \$ 27 | 100 | \$ 2.704 | \$ 3.218 | |
| TOTAL | | | | \$ 39.086 | \$ 46.513 | |
| REGISTROS ELECTRICOS | | | | | | |
| REGISTRO INTEGRIDAD EN CA SING 9-5/8" | | | | | | |
| REE-1-8 Registro ultrasónico con binado Gamma Ray CBL-VOL-CCL, con imagen, modo cemento. Cargo por profundidad | FT | \$ 0.98 | 7708 | \$ 7.654 | \$ 8.989 | |
| REE-1-8 Registro ultrasónico con binado Gamma Ray CBL-VOL-CCL, con imagen, modo cemento. Cargo por registro | FT | \$ 0.98 | 7708 | \$ 7.654 | \$ 8.989 | |
| REE-1-1 Registro ultrasónico con binado Gamma Ray, con imagen, modo corrosión. Cargo por profundidad | FT | \$ 0.98 | 7708 | \$ 7.654 | \$ 8.989 | |
| REE-1-1 Registro ultrasónico con binado Gamma Ray, con imagen, modo corrosión. Cargo por registro | FT | \$ 0.98 | 7708 | \$ 7.654 | \$ 8.989 | |
| REE-1-1 Interpretación registro de corrosión - Calculo de desgaste, presión de colapso, presión de estallido | FT | \$ 0.69 | 7708 | \$ 5.319 | \$ 6.329 | |
| REGISTRO INTEGRIDAD EN CA SING CASING 7" | | | | | | |
| REE-1-2 Cargo Basico de registros y cañoneo | GB | \$ 7.705 | 1 | \$ 7.705 | \$ 9.169 | |
| REE-1-8 Registro ultrasónico con binado Gamma Ray CBL-VOL-CCL, con imagen, modo cemento. Cargo por profundidad | FT | \$ 0.98 | 9230 | \$ 9.045 | \$ 10.784 | |
| REE-1-8 Registro ultrasónico con binado Gamma Ray CBL-VOL-CCL, con imagen, modo cemento. Cargo por registro | FT | \$ 0.98 | 1522 | \$ 1.492 | \$ 1.775 | |
| REE-1-1 Registro ultrasónico con binado Gamma Ray, con imagen, modo corrosión. Cargo por profundidad | FT | \$ 0.98 | 9230 | \$ 9.045 | \$ 10.784 | |
| REE-1-1 Registro ultrasónico con binado Gamma Ray, con imagen, modo corrosión. Cargo por registro | FT | \$ 0.98 | 1522 | \$ 1.492 | \$ 1.775 | |
| REE-1-1 Interpretación registro de corrosión - Calculo de desgaste, presión de colapso, presión de estallido | FT | \$ 0.69 | 9230 | \$ 6.369 | \$ 7.579 | |
| MOVILIZACION DE HERRAMIENTAS | | | | | | |
| MOV-B-R Unidad de Registros (Incluye Personal) | FA BASE 10 | \$ 745.00 | 2 | \$ 1.490 | \$ 1.773 | |
| MOV-B-R Unidad de Registros (Incluye Personal) | Km | \$ 18.35 | 100 | \$ 1.835 | \$ 2.184 | |
| MOV-B-7 Camión 800 | FA BASE 10 | \$ 763.47 | 2 | \$ 1.527 | \$ 1.817 | |
| MOV-B-7 Camión 800 | Km | \$ 52.29 | 100 | \$ 5.229 | \$ 6.223 | |
| COORDINACIÓN A SENTAMIENTO SEALBORE PACKER 7" | | | | | | |
| REE-1-1 Cargo básico por operación | GLOBAL | \$ 4.584.68 | | \$ - | \$ - | |
| REE-1-8 GR cargo por profundidad. Corrido solo | FT | \$ 0.32 | 27690 | \$ 8.861 | \$ 10.544 | |
| REE-1-8 GR cargo por registro. Corrido solo | FT | \$ 0.32 | 900 | \$ 288 | \$ 343 | |
| MOV-B-R Unidad de Registros (Incluye Personal) | FA BASE 10 | \$ 367.00 | 1 | \$ 367 | \$ 437 | |
| MOV-B-R Unidad de Registros (Incluye Personal) | Km | \$ 18.35 | 100 | \$ 1.835 | \$ 2.184 | |
| TOTAL | | | | \$ 59.113 | \$ 117.945 | |

ANÁLISIS ECONÓMICO DE LA CONVERSIÓN DE POZOS INYECTORES DE AGUA. 61

Figura 11. Presupuesto del proyecto de conversión parte 3

| CAÑONEO | | | UNIDAD | VR. UN. US\$ | CANT. | VALOR TOTAL USD | VALOR TOTAL USD |
|---|--|--------------|--------|--------------|-------|-------------------|-------------------|
| CAÑONEO WIRELINE | | | | | | | |
| CAN-1-1 | Cargo por profundidad cañoneo con cable | GLOBAL | \$ | 10.586,69 | 1 | \$ 10.587 | \$ 12.588 |
| CAN-1-1 | Cargo por profundidad cañoneo tamaño de cañon 4-5/8" -1-11/16". No aplica para operaciones de TCP | FT | \$ | 1,52 | 9230 | \$ 14.030 | \$ 16.558 |
| REE-1-8 | GR cargo por profundidad. Comido solo | FT | \$ | 0,41 | 7708 | \$ 3,160 | \$ 3,761 |
| REE-1-8 | GR cargo por registro. Comido solo | FT | \$ | 0,50 | 7708 | \$ 3,854 | \$ 4,586 |
| CAN-1-2 | Cañon 4-1/2" - 4-5/8" 5 top. Cargo por pie disparado. Penetracion API 19B mayor a 55 pulgadas | FT | \$ | 816,45 | 100 | \$ 81.645 | \$ 97.158 |
| CAN-1-2 | Cañon 4-1/2" - 4-5/8" 12 shots ft. Cargo por pie disparado. Penetracion API 19B mayor a 33 pulgadas | FT | \$ | 680,36 | | \$ - | \$ - |
| CAN-1-2 | Cañon 3-3/8" 6 shots ft. Cargo por pie disparado. Penetracion API 19B mayor a 35 pulgadas | FT | \$ | 530,70 | | \$ - | \$ - |
| Movilizacion y escoita militar movimiento de explosivos. Aplica exclusivamente para los siguientes casos: | | | | | | | |
| CAN-3-3 | Cañoneo para trabajo de squeeze, movimiento de explosivos para backoff, segundo movimiento de explosivos para un mismo pozo y mismo trabajo despues de realizado el primer movimiento | Viaje | \$ | 9.979,50 | 1 | \$ 9.980 | \$ 11.876 |
| CAN-3-2 | Stim Tube estimulacion con propeleante equivalente - Thin tubing y Thin casing-Pie | FT | \$ | 1.307,42 | | \$ - | \$ - |
| CAN-3-1 | Stim gun o estimulacion con propeleante equivalente - Camisa-Pie | FT | \$ | 831,56 | | \$ - | \$ - |
| MOVILIZACION WIRELINE | | | | | | | |
| MOV-B-4 | Unidad de Registros (Incluye Personal) | FA BASE 1 | \$ | 745,00 | 1 | \$ 745 | \$ 887 |
| MOV-B-4 | Unidad de Registros (Incluye Personal) | Km | \$ | 18,35 | 100 | \$ 1.835 | \$ 2.184 |
| MOV-B-7 | Camion 600 | FA BASE 1 | \$ | 763,47 | 1 | \$ 763 | \$ 909 |
| MOV-B-7 | Camion 600 | Km | \$ | 52,29 | 100 | \$ 5.229 | \$ 6.233 |
| TOTAL | | | | | | \$ 131.828 | \$ 156.875 |
| ALQUILER TUBERIA | | | UNIDAD | VR. UN. US\$ | CANT. | VALOR TOTAL USD | VALOR TOTAL USD |
| | Tubing 3 1/2" od I40 12.980 con 3 1/2" wts-8 (pordia) | jt-dia | \$ | 11,99 | 298 | \$ 3.570 | \$ 4.248 |
| | Pup Joints TBG 4-1/2" OD. 15.50. Q-125.5 FLY10 Ft. w/ 4-1/2" WTS-8 CONN. Cinco Primeros dias | Ea | \$ | 202,98 | 2 | \$ 406 | \$ 483 |
| | Pup Joints TBG 4-1/2" OD. 15.50. Q-125.5 FLY10 Ft. w/ 4-1/2" WTS-8 CONN. Dia Adicional | Ea | \$ | 35,00 | 2 | \$ 70 | \$ 83 |
| | Cross over 3 1/2" wts 6 x con api or premium - tres primeros dias | Ea | \$ | 169,54 | 10 | \$ 1.695 | \$ 2.018 |
| | Cross over 3 1/2" wts 6 x con api or premium - dia adicional | Ea | \$ | 54,86 | 2 | \$ 110 | \$ 131 |
| | Tubing con conexiones wts - cargo por inspeccion | jt-dia | \$ | 86,34 | 8 | \$ 691 | \$ 822 |
| | Herramienta para comida de tubing 2-3/8" - 3-1/2" (incluye personal). Dia 24 Hrs | dia | \$ | 4.842,57 | 8 | \$ 37.140 | \$ 44.197 |
| | Equipo computarizado para medición de torque (incluye personal). Dia 24 Hrs | dia | \$ | 5.258,09 | 2 | \$ 10.517 | \$ 12.516 |
| | Movilizacion con Tractor/Formula -Meta -Meta | km | \$ | 52,29 | 480 | \$ 2.509 | \$ 3.073 |
| TOTAL | | | | | | \$ 80.076 | \$ 95.290 |
| ALQUILER DE EMPAQUES | | | UNIDAD | VR. UN. US\$ | CANT. | VALOR TOTAL USD | VALOR TOTAL USD |
| | Empaque de aislamiento tipo RBP | bornda 3 dia | \$ | 4.175,07 | 1 | \$ 4.175 | \$ 4.968 |
| | Empaque de aislamiento tipo RBP ". Dia adicional | INCLUYE | \$ | 877,96 | 9 | \$ 7.902 | \$ 9.403 |
| | Empaque de tratamiento recuperable " | bornda 3 dia | \$ | 4.175,07 | 1 | \$ 4.175 | \$ 4.968 |
| | Empaque de tratamiento recuperable ". Dia adicional | INCLUYE | \$ | 877,96 | 9 | \$ 7.902 | \$ 9.403 |
| | Movilización | viaje | \$ | 970,97 | 2 | \$ 1.942 | \$ 2.311 |
| | BP N1 para liner 7" | EA | \$ | 3.704,21 | 1 | \$ 3.704 | \$ 4.408 |
| | Hydraulic Setting Tool | Corrida | \$ | 6.050,00 | | \$ - | \$ - |
| | Empaque para ct | GB | \$ | 9.000,00 | | \$ - | \$ - |
| | Cargo por operador | 3 DIAS | \$ | 4.484,32 | 6 | \$ 26.906 | \$ 32.018 |
| TOTAL | | | | | | \$ 56.705 | \$ 67.479 |
| FRACTURAMIENTO HIDRAULICO/ESTIMULACIÓN | | | UNIDAD | VR. UN. US\$ | CANT. | VALOR TOTAL USD | VALOR TOTAL USD |
| FRACTURAMIENTO HIDRAULICO/ESTIMULACIÓN | | | | | | | |
| 31 | Estimulacion tanja global incluye personal y movilizacion | GAL | \$ | 80.500,00 | 5 | \$ 402.500 | \$ 478.975 |
| TOTAL | | | | | | \$ 402.500 | \$ 478.975 |
| MATERIALES | | | UNIDAD | VR. UN. US\$ | CANT. | VALOR TOTAL USD | VALOR TOTAL USD |
| | TUBING_SMLS 3-1/2" EUE. N80. API. R2. 9.3 Lb/ft | FT | \$ | 8,25 | 9230 | \$ 76.148 | \$ 90.616 |
| | Pup Joint 3 1/2" N80 x 2 Ft | EA | \$ | 409,00 | 4 | \$ 1.636 | \$ 1.947 |
| | Pup Joint 3 1/2" N80 x 4 Ft | EA | \$ | 438,00 | 4 | \$ 1.752 | \$ 2.085 |
| | Pup Joint 3 1/2" N80 x 6 Ft | EA | \$ | 497,00 | 4 | \$ 1.988 | \$ 2.366 |
| | Pup Joint 3 1/2" N80 x 8 Ft | EA | \$ | 538,00 | 4 | \$ 2.152 | \$ 2.561 |
| | Pup Joint 3 1/2" N80 x 10 Ft | EA | \$ | 565,00 | 4 | \$ 2.260 | \$ 2.689 |
| EMPAQUES | | | | | | | |
| | Cabeza de inyeccion de pozo 3 1/8" x 5000 PSI - SECCION c | EA | \$ | 35.000,00 | 1 | \$ 35.000 | \$ 41.650 |
| COMPLEMENTO INYECCION | | | | | | | |
| | Empaque (Packer) Hidraulico (Concuñas 7"(23-29#) 3-1/2" EUE box-pin. Rotate to Release- Alta temperatura (250F) | UN | \$ | 7.641,38 | 6 | \$ 45.848 | \$ 54.559 |
| | Mandril 3 1/2" EUE Box-Box. Bolisillo 1-1/2" con camisa orientadora y discriminador de herramientas. Extremos forjados. Material: Tubo ovalado sin costura, SAE 4130N80, con Válvula cheque (Check valve) de 7,5/6 kpsi interna externa. O.D. 5.75" | UN | \$ | 5.084,66 | 5 | \$ 25.423 | \$ 30.254 |
| | Válvula reguladora de 1 1/2", resorte inconel, retención con traba superior incluido. Vástago y asiento AISI 440C y tungsteno a 55 Rc, caudal máximo con resorte standard 160 m3/día y 290m3/día con resorte de alto caudal. Materiales del regulador: AISI 316L, inconel. Material traba: AISI 316 L. | UN | \$ | 1.661,49 | 5 | \$ 8.307 | \$ 9.886 |
| CALIBRACION DE VALVULAS | | | | | | | |
| | Latch Válvula | UN | \$ | 308,73 | 5 | \$ 1.544 | \$ 1.837 |
| | Válvula cheque | UN | \$ | 937,65 | 0 | \$ - | \$ - |
| | Dum my Valve Equalizable 1-1/2" | UN | \$ | 1.072,33 | 5 | \$ 5.362 | \$ 6.380 |
| | Landing Nipple 2-7/8" Perfil R o F (Perfil 2,25 R) | UN | \$ | 577,42 | 0 | \$ - | \$ - |
| | 2.25" Blanking plug (Perfil 2,25 R) | UN | \$ | 3.182,15 | 1 | \$ 3.182 | \$ 3.787 |
| | Blanking Plug 2.75 sealbore | UN | \$ | 3.182,15 | 1 | \$ 3.182 | \$ 3.787 |
| | On Off Tool 7" 3 1/2" EUE Box-Pin (2.75" Xo R o F Profile) (Sin Perfil Liberación Izquierda) | UN | \$ | 3.473,28 | 2 | \$ 6.947 | \$ 8.266 |
| | Camisa de circulación para 3 1/2" EUE no elastomérica Perfil de acuerdo a tamaño (Perfil 2,81" X - Shifling tool B) | UN | \$ | 3.100,00 | 1 | \$ 3.100 | \$ 3.689 |
| | Landing Nipple 3 1/2" 9.3# N80 EUE Box Pin. 2.75" XN o R o F Profile. 2.625" No-Go (2.75" R) | UN | \$ | 683,83 | 1 | \$ 684 | \$ 814 |
| | Wire Line Entry Guide 3 1/2" EUE | UN | \$ | 433,32 | 1 | \$ 433 | \$ 516 |
| | Cross Over 2 7/8" EUE pin x 1 1/2" EUE Box | UN | \$ | 783,20 | 1 | \$ 783 | \$ 932 |
| COMPLEMENTO INYECTOR | | | | | | | |
| TOTAL | | | | | | \$ 105.021 | \$ 124.975 |
| | | | | | | \$ 225.957 | \$ 266.888 |

Figura 12. Presupuesto del proyecto de conversión parte 4

| SERVICIOS SARTAS DE INYECCION - INTELIGENTE | | | VALOR TOTAL USD | | VALOR TOTAL USD | |
|---|--------|--------------|-----------------|-------------------------|-------------------------|--|
| Pulling Sarta Inyección Convencional | Global | \$ 10.000,00 | 1 | \$ 10.000 | \$ 11.900 | |
| Ingeniero de campo -Corrida sarta inyección y/o Gas lift (Pulling y Running) | Día | \$ 1.266,79 | 8 | \$ 10.134 | \$ 12.060 | |
| Ayudante de campo- Comida Sarta inyección | Día | \$ 655,23 | 8 | \$ 5.242 | \$ 6.238 | |
| Servicio de alojamiento y alimentación de personal del contratista cuando no hay campamento del equipo de perforación | Día | \$ 175,00 | 8 | \$ 1.400 | \$ 1.666 | |
| AreaApilay - Castilla - Chichimene - CPO9 (Vehículo tipo 300) MOVILIZACIÓN INICIAL | GLOBAL | \$ 903,61 | 1 | \$ 904 | \$ 1.075 | |
| AreaApilay - Castilla - Chichimene - CPO9 (Vehículo tipo 300) MOVILIZACIÓN FINAL | GLOBAL | \$ 903,61 | 1 | \$ 904 | \$ 1.075 | |
| TOTAL | | | | \$ 28.583 | \$ 34.014 | |
| COSTO TOTAL TRABAJO DE WORKOVER | | | | \$ 1.443.655 | \$ 1.695.163 | |
| | | | | VALOR TOTAL SIN IVA USD | VALOR TOTAL CON IVA USD | |
| GERENCIAMIENTO | | | | | \$ 50.855 | |
| CONTINGENCIAS | | | | | \$ 1.746.018 | |
| COSTO TOTAL TRABAJO DE WORKOVER+ GERENCIAMIENTO+CONTINGENCIAS | | | | | \$ 1.915.534 | |

3.4.2. Controlar los costos

Para garantizar un control efectivo del presupuesto durante la conversión de un pozo agotado a pozo inyector con sarta de inyección selectiva, es esencial establecer un presupuesto inicial detallado que defina claramente los límites de gasto para cada ítem del proyecto. Es fundamental llevar un registro exhaustivo de todos los gastos incurridos, realizando comparaciones periódicas con el presupuesto base para identificar posibles desviaciones. Ante la aparición de cambios o sobrecostos, se deben implementar medidas correctivas de manera oportuna, tales como ajustar los gastos, redistribuir los recursos presupuestarios o informar oportunamente a los interesados del proyecto. Estas acciones buscan asegurar que el proyecto se ejecute dentro de los límites financieros establecidos.

Figura 13. Control del presupuesto del proyecto y seguimiento de variación

| No | COD OPERACIÓN | SUBCOD OPERACIÓN | Cantidad* | Costo Unitario (\$USD) | Costo Total (\$USD) | Unidad* | SUBCATEGORIA | WELL PLANNING | JUSTIFICACIÓN | VARIACIÓN |
|----|---|--|-----------|------------------------|---------------------|---------|--------------------|---------------|---------------|-------------|
| 1 | AFE_1400_EQUIPO_WORKOVER_VARILLO_FLUSHBY | 1436 Movilización entre pozos de 0 a 10 km sin tubería | 1,00 | 6745,60 | 6745,60 | EA | EQUIPO DE WORKOVER | \$ 150.547,88 | \$ 155.378,00 | \$ 4.830,12 |
| 2 | AFE_1400_EQUIPO_WORKOVER_VARILLO_FLUSHBY | 1403 Active Rig With Crew with pipe | 330,00 | 227,46 | 75061,80 | HR | | | | |
| 3 | AFE_1400_EQUIPO_WORKOVER_VARILLO_FLUSHBY | 1407 Inactive Rig with Crew and pipe | 189,00 | 226,56 | 42819,84 | HR | | | | |
| 4 | AFE_1400_EQUIPO_WORKOVER_VARILLO_FLUSHBY | 1421 Daily Rate for Additional Outdoor Workers | 22,00 | 92,34 | 2031,48 | DAY | | | | |
| 5 | AFE_1400_EQUIPO_WORKOVER_VARILLO_FLUSHBY | 1425 Truck Rate W/hydraulic arm | 0,73 | 23420,44 | 17096,92 | DAY | | | | |
| 6 | AFE_1400_EQUIPO_WORKOVER_VARILLO_FLUSHBY | 1448 Tarifa de técnico integral | 0,73 | 3021,89 | 2205,98 | MO | | | | |
| 7 | AFE_1400_EQUIPO_WORKOVER_VARILLO_FLUSHBY | 1427 Transpor Truck/Heavy Transport Rate | 10,00 | 352,79 | 3527,90 | MO | | | | |
| 8 | AFE_1400_EQUIPO_WORKOVER_VARILLO_FLUSHBY | 1427 Transpor Truck/Heavy Transport Rate | 2,00 | 529,18 | 1058,36 | DAY | | | | |
| 9 | AFE_2000_SERVICIOS_PROFESIONALES | 2008 Supervisor WO | 8,00 | 238,39 | 1907,12 | DAY | SUPERVISION | \$ 15.611,07 | \$ 18.602,00 | \$ 2.990,93 |
| 10 | AFE_2000_SERVICIOS_PROFESIONALES | 2008 Supervisor WO | 11,00 | 443,02 | 4873,22 | DAY | | | | |
| 11 | AFE_2000_SERVICIOS_PROFESIONALES | 2008 Supervisor WO | 12,00 | 352,17 | 4226,04 | DAY | | | | |
| 12 | AFE_2000_SERVICIOS_PROFESIONALES | 2008 Supervisor WO | 1,00 | 218,58 | 218,58 | DAY | | | | |
| 13 | AFE_2000_SERVICIOS_PROFESIONALES | 2008 Supervisor WO | 3,00 | 182,17 | 546,51 | DAY | | | | |
| 14 | AFE_2000_SERVICIOS_PROFESIONALES | 2008 Supervisor WO | 4,00 | 158,16 | 632,64 | DAY | | | | |
| 15 | AFE_2000_SERVICIOS_PROFESIONALES | 2008 Supervisor WO | 16,00 | 116,53 | 1864,48 | DAY | | | | |
| 16 | AFE_3300_LOGISTICA | 3301 Location | 0,00 | 31,83 | 0,00 | DAY | | | | |
| 17 | AFE_2000_SERVICIOS_PROFESIONALES | 2017 Alojamiento | 2,00 | 33,96 | 67,92 | DAY | | | | |
| 18 | AFE_2000_SERVICIOS_PROFESIONALES | 2016 Transporte a pozo personal | 10,00 | 105,08 | 1050,80 | DAY | | | | |
| 19 | AFE_2000_SERVICIOS_PROFESIONALES | 2016 Transporte a pozo personal | 4,00 | 55,94 | 223,76 | DAY | | | | |
| 20 | AFE_3300_LOGISTICA | 3305 Comunicaciones | 0,00 | 3,04 | 0,00 | DAY | SLICKLINE | \$ 14.462 | \$ 15.741 | \$ 1.279 |
| 21 | AFE_1900_SERVICIO_TOMA_PRESIONES_PLT_SLICK_LINE | 1917 Slickline Unit in Operation | 0,133 | 81183,03 | 10797,34 | DAY | | | | |
| 22 | AFE_1900_SERVICIO_TOMA_PRESIONES_PLT_SLICK_LINE | 1904 Mobilization initial / final | 4,00 | 28,83 | 115,32 | DAY | | | | |
| 23 | AFE_1900_SERVICIO_TOMA_PRESIONES_PLT_SLICK_LINE | 1904 Mobilization initial / final | 4,00 | 848,49 | 3393,96 | DAY | | | | |
| 24 | AFE_1900_SERVICIO_TOMA_PRESIONES_PLT_SLICK_LINE | 1904 Mobilization initial / final | 4,00 | 38,90 | 155,60 | DAY | PULLING EBES | \$ 4.082 | \$ 4.897 | \$ 815 |
| 25 | AFE_2200_BOMBEO_ELECTROUMERGIBLE | 6054157 Servicio desacople con spooler equipo BES | 1,00 | 4081,81 | 4081,81 | JOB | | | | |
| 26 | AFE_3100_ALQUILER_HERRAMIENTAS | 3111 Casing Scraper | 1,00 | 2319,21 | 2319,21 | RUN | HTAS DE WBCO | \$ 27.697,72 | \$ 32.783,00 | \$ 5.085,28 |
| 27 | AFE_2700_TUBERIA_VARILLA_ACCESORIOS | 3111 Casing Scraper | 1,00 | 2685,13 | 2685,13 | RUN | | | | |
| 28 | AFE_3100_ALQUILER_HERRAMIENTAS | 3115 Fishing Jar | 3,00 | 1133,84 | 3401,52 | DAY | | | | |
| 29 | AFE_3100_ALQUILER_HERRAMIENTAS | 3136 Jar Intensifier (Accelerator) | 3,00 | 968,92 | 2906,76 | DAY | | | | |
| 30 | AFE_2700_TUBERIA_VARILLA_ACCESORIOS | 2702 Cross Over | 12,00 | 41,23 | 494,76 | EA | | | | |
| 31 | AFE_2700_TUBERIA_VARILLA_ACCESORIOS | 2702 Cross Over | 23,00 | 30,92 | 711,16 | EA | | | | |
| 32 | AFE_3100_ALQUILER_HERRAMIENTAS | 3138 Brocas | 1,00 | 2783,06 | 2783,06 | DAY | | | | |
| 33 | AFE_3100_ALQUILER_HERRAMIENTAS | 3118 Junk Basket | 6,00 | 185,54 | 1113,24 | DAY | | | | |
| 34 | AFE_3100_ALQUILER_HERRAMIENTAS | 3138 Brocas | 1,00 | 3349,98 | 3349,98 | DAY | | | | |
| 35 | AFE_3100_ALQUILER_HERRAMIENTAS | 3122 Magnetos | 2,00 | 525,69 | 1051,38 | DAY | | | | |
| 36 | AFE_3100_ALQUILER_HERRAMIENTAS | 3106 Servicio Tecnico Corrida de Herramientas (Dias, stand By) | 8,00 | 773,07 | 6184,56 | DAY | | | | |
| 37 | AFE_3100_ALQUILER_HERRAMIENTAS | 3131 Transporte de Herramientas | 176,00 | 1,98 | 348,48 | EA | | | | |
| 38 | AFE_3100_ALQUILER_HERRAMIENTAS | 3131 Transporte de Herramientas | 176,00 | 1,98 | 348,48 | KM | | | | |

Figura 14. Control del presupuesto del proyecto y seguimiento de variación parte 2

| | | | | | | | | | | |
|----|---|---|----------|---------|----------|------|---|--------------|--------------|--------------|
| 39 | AFE_2700_TUBERIA_VARILLA_A CCESORIOS | 2707 Rental Pipe Work | 1715,00 | 8,47 | 14526,05 | EA | TUBERÍA DE ESTIMULACIÓN | \$ 46.018,02 | \$ 50.654,00 | \$ 4.635,98 |
| 40 | AFE_2700_TUBERIA_VARILLA_A CCESORIOS | 2707 Rental Pipe Work | 245,00 | 78,52 | 19237,40 | EA | | | | |
| 41 | AFE_2700_TUBERIA_VARILLA_A CCESORIOS | 2712 Technical Service | 14,00 | 442,69 | 6197,66 | EA | | | | |
| 42 | AFE_2700_TUBERIA_VARILLA_A CCESORIOS | 2702 Cross Over | 1,00 | 108,12 | 108,12 | EA | | | | |
| 43 | AFE_2700_TUBERIA_VARILLA_A CCESORIOS | 2702 Cross Over | 4,00 | 52,25 | 209,00 | EA | | | | |
| 44 | AFE_2700_TUBERIA_VARILLA_A CCESORIOS | 2702 Cross Over | 1,00 | 80,29 | 80,29 | EA | | | | |
| 45 | AFE_2700_TUBERIA_VARILLA_A CCESORIOS | 2708 Tools Transport | 14,00 | 95,84 | 1341,76 | KM | | | | |
| 46 | AFE_2700_TUBERIA_VARILLA_A CCESORIOS | 2708 Tools Transport | 812,00 | 0,55 | 446,60 | KM | | | | |
| 47 | AFE_2700_TUBERIA_VARILLA_A CCESORIOS | 2708 Tools Transport | 6,00 | 423,05 | 2538,30 | TOUR | | | | |
| 48 | AFE_2700_TUBERIA_VARILLA_A CCESORIOS | 2708 Tools Transport | 348,00 | 3,83 | 1332,84 | KM | | | | |
| 49 | AFE_1700_SERVICIO_REGISTR O ELÉCTRICOS CAÑONEO | 1710 Base charge per logs and/ or shooting operation | 1,00 | 4874,76 | 4874,76 | GLB | REGISTROS INTEGRIDAD, GYRO Y CORRELACIONES | \$ 67.118,47 | \$ 72.967,00 | \$ 5.848,53 |
| 50 | AFE_1700_SERVICIO_REGISTR O ELÉCTRICOS CAÑONEO | 1721 Log charge per depth | 14600,00 | 0,32 | 4672,00 | FT | | | | |
| 51 | AFE_1700_SERVICIO_REGISTR O ELÉCTRICOS CAÑONEO | 1722 Log charge per feet logged | 2000,00 | 0,32 | 640,00 | FT | | | | |
| 52 | AFE_1700_SERVICIO_REGISTR O ELÉCTRICOS CAÑONEO | 1714 Radioactive tape for tubular correlation in-depth | 1,00 | 447,53 | 447,53 | EA | | | | |
| 53 | AFE_1700_SERVICIO_REGISTR O ELÉCTRICOS CAÑONEO | 1721 Log charge per depth | 7600,00 | 0,75 | 5700,00 | FT | | | | |
| 54 | AFE_1700_SERVICIO_REGISTR O ELÉCTRICOS CAÑONEO | 1722 Log charge per feet logged | 7600,00 | 0,75 | 5700,00 | FT | | | | |
| 55 | AFE_1700_SERVICIO_REGISTR O ELÉCTRICOS CAÑONEO | 1721 Log charge per depth | 7600,00 | 0,75 | 5700,00 | FT | | | | |
| 56 | AFE_1700_SERVICIO_REGISTR O ELÉCTRICOS CAÑONEO | 1722 Log charge per feet logged | 7600,00 | 0,53 | 4028,00 | FT | | | | |
| 57 | AFE_1700_SERVICIO_REGISTR O ELÉCTRICOS CAÑONEO | 1721 Log charge per depth | 7600,00 | 2,55 | 19380,00 | FT | | | | |
| 58 | AFE_1700_SERVICIO_REGISTR O ELÉCTRICOS CAÑONEO | 1722 Log charge per feet logged | 7600,00 | 1,81 | 13756,00 | FT | | | | |
| 59 | AFE_1700_SERVICIO_REGISTR O ELÉCTRICOS CAÑONEO | 1703 Mobilization initial / final | 1,00 | 367,00 | 367,00 | GLB | | | | |
| 60 | AFE_1700_SERVICIO_REGISTR O ELÉCTRICOS CAÑONEO | 1703 Mobilization initial / final | 80,00 | 18,35 | 1468,00 | KM | | | | |
| 61 | AFE_1700_SERVICIO_REGISTR O ELÉCTRICOS CAÑONEO | 1703 Mobilization initial / final | 80,00 | 1,75 | 140,00 | GLB | | | | |
| 62 | AFE_1700_SERVICIO_REGISTR O ELÉCTRICOS CAÑONEO | 1703 Mobilization initial / final | 1,00 | 245,18 | 245,18 | KM | | | | |
| 63 | AFE_1800_SERVICIO_REPARACI ÓN COMPRA_ALQUILER_EMPAQ UES | 1806 Charge per run packer | 2 | 1799,79 | 3599,58 | EA | EMPAQUES DE TRABAJO | \$ 29.820,98 | \$ 41.370,00 | \$ 11.549,02 |
| 64 | AFE_1800_SERVICIO_REPARACI ÓN COMPRA_ALQUILER_EMPAQ UES | 1807 Charge per Additional day of Packer | 12 | 372,74 | 4472,88 | EA | | | | |
| 65 | AFE_1800_SERVICIO_REPARACI ÓN COMPRA_ALQUILER_EMPAQ UES | 1807 Charge per Additional day of Packer | 1 | 1799,79 | 1799,79 | EA | | | | |
| 66 | AFE_1800_SERVICIO_REPARACI ÓN COMPRA_ALQUILER_EMPAQ UES | 1807 Charge per Additional day of Packer | 8 | 372,74 | 2981,92 | EA | | | | |
| 67 | AFE_1800_SERVICIO_REPARACI ÓN COMPRA_ALQUILER_EMPAQ UES | 1807 Charge per Additional day of Packer | 1 | 2129,92 | 2129,92 | DAY | | | | |
| 68 | AFE_2000_SERVICIOS_PROFESI ONALES | 2003 Charge Specialist | 14 | 728,44 | 10198,16 | DAY | | | | |
| 69 | AFE_2000_SERVICIOS_PROFESI ONALES | 2003 Charge Specialist | 7 | 532,69 | 3728,83 | DAY | | | | |
| 70 | AFE_1800_SERVICIO_REPARACI ÓN COMPRA_ALQUILER_EMPAQ UES | 1812 Tools Transport | 6 | 86,65 | 519,90 | KM | | | | |
| 71 | AFE_1800_SERVICIO_REPARACI ÓN COMPRA_ALQUILER_EMPAQ UES | 1812 Tools Transport | 60 | 6,5 | 390,00 | KM | | | | |

Figura 15. Control del presupuesto del proyecto y seguimiento de variación parte 3

| | | | | | | |
|----|--|--|---------|----------|----------|-----|
| 72 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAÚLICO_ESTIMULACIONES | 1602 Basic Charge Pump | 1,00 | 16596,57 | 16596,57 | JOB |
| 73 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAÚLICO_ESTIMULACIONES | 1602 Basic Charge Pump | 1,00 | 493,09 | 493,09 | JOB |
| 74 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAÚLICO_ESTIMULACIONES | 1634 Rental and Inspection Tools | 20,00 | 250,66 | 5013,20 | DAY |
| 75 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAÚLICO_ESTIMULACIONES | 1601 Tanker | 6,00 | 1528,38 | 9170,28 | DAY |
| 76 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAÚLICO_ESTIMULACIONES | 1617 Filters filter unit | 4,00 | 414,92 | 1659,68 | DAY |
| 77 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAÚLICO_ESTIMULACIONES | 1617 Filters filter unit | 42,00 | 53,25 | 2236,50 | EA |
| 78 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAÚLICO_ESTIMULACIONES | 1631 Fluid Transport Trailer | 10,00 | 1161,58 | 11615,80 | DAY |
| 79 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAÚLICO_ESTIMULACIONES | 1631 Fluid Transport Trailer | 2,00 | 1283,84 | 2567,68 | DAY |
| 80 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAÚLICO_ESTIMULACIONES | 1614 Frak Tank Charge for work | 43,00 | 252,56 | 10860,08 | DAY |
| 81 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAÚLICO_ESTIMULACIONES | 1633 Profesional | 6,00 | 414,49 | 2486,94 | DAY |
| 82 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAÚLICO_ESTIMULACIONES | 1633 Profesional | 6,00 | 206,64 | 1239,84 | DAY |
| 83 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAÚLICO_ESTIMULACIONES | 1614 Frak Tank Charge for work | 10,00 | 220,08 | 2200,80 | DAY |
| 84 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAÚLICO_ESTIMULACIONES | 1618 Engineer, operator and two helpers / for work | 6,00 | 1936,28 | 11617,68 | DAY |
| 85 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAÚLICO_ESTIMULACIONES | 1618 Engineer, operator and two helpers / for work | 12,00 | 2489,43 | 29873,16 | DAY |
| 86 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAÚLICO_ESTIMULACIONES | 1602 Basic Charge Pump | 3,00 | 1198,25 | 3594,75 | DAY |
| 87 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAÚLICO_ESTIMULACIONES | 1602 Basic Charge Pump | 2,00 | 3668,11 | 7336,22 | DAY |
| 88 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAÚLICO_ESTIMULACIONES | 1631 Fluid Transport Trailer | 600,00 | 21,65 | 12990,00 | BBL |
| 89 | AFE_1400_EQUIPO_WORKOVER_VARILLEO_FLUSHBY | 1601 Tanker | 2,00 | 1589,51 | 3179,02 | DAY |
| 90 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAÚLICO_ESTIMULACIONES | 1607 Mobilization initial / final | 1,00 | 245,18 | 245,18 | EA |
| 91 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAÚLICO_ESTIMULACIONES | 1607 Mobilization initial / final | 35,00 | 1,75 | 61,25 | KM |
| 92 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAÚLICO_ESTIMULACIONES | 1607 Mobilization initial / final | 16,00 | 399,11 | 6385,76 | KM |
| 93 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAÚLICO_ESTIMULACIONES | 1607 Mobilization initial / final | 560,00 | 3,26 | 1825,60 | KM |
| 94 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAÚLICO_ESTIMULACIONES | 1607 Mobilization initial / final | 2,00 | 1529,12 | 3058,24 | EA |
| 95 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAÚLICO_ESTIMULACIONES | 1607 Mobilization initial / final | 70,00 | 30,58 | 2140,60 | KM |
| 96 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAÚLICO_ESTIMULACIONES | 1635 Stimulation Chemicals | 4005,00 | 0,82 | 3284,10 | Lb |
| 97 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAÚLICO_ESTIMULACIONES | 1635 Stimulation Chemicals | 130,00 | 0,00 | 0,00 | GAL |
| 98 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAÚLICO_ESTIMULACIONES | 1635 Stimulation Chemicals | 0,00 | 23,24 | 0,00 | GAL |
| 99 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAÚLICO_ESTIMULACIONES | 1635 Stimulation Chemicals | 38,00 | 21,30 | 809,40 | GAL |

Figura 16. Control del presupuesto del proyecto y seguimiento de variación parte 4

| | | | | | | | | | | |
|-----|--|----------------------------|---------|-------|----------|-----|---|----------------------|----------------------|---------------------|
| 99 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAULICO_ESTIMULACIONES | 1635 Stimulation Chemicals | 38,00 | 21,30 | 809,40 | GAL | | | | |
| 100 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAULICO_ESTIMULACIONES | 1635 Stimulation Chemicals | 50,00 | 31,96 | 1598,00 | GAL | | | | |
| 101 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAULICO_ESTIMULACIONES | 1635 Stimulation Chemicals | 1848,00 | 6,05 | 11180,40 | GAL | | | | |
| 102 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAULICO_ESTIMULACIONES | 1635 Stimulation Chemicals | 210,00 | 7,69 | 1614,90 | LB | | | | |
| 103 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAULICO_ESTIMULACIONES | 1635 Stimulation Chemicals | 2300,00 | 5,45 | 12535,00 | LB | | | | |
| 104 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAULICO_ESTIMULACIONES | 1635 Stimulation Chemicals | 300,00 | 76,91 | 23073,00 | GAL | | | | |
| 105 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAULICO_ESTIMULACIONES | 1635 Stimulation Chemicals | 320,00 | 14,21 | 4547,20 | GAL | | | | |
| 106 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAULICO_ESTIMULACIONES | 1635 Stimulation Chemicals | 1260,00 | 16,93 | 21331,80 | GAL | | | | |
| 107 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAULICO_ESTIMULACIONES | 1635 Stimulation Chemicals | 89,00 | 0,00 | 0,00 | GAL | | | | |
| 108 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAULICO_ESTIMULACIONES | 1635 Stimulation Chemicals | 35,00 | 42,33 | 1481,55 | GAL | | | | |
| 109 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAULICO_ESTIMULACIONES | 1635 Stimulation Chemicals | 1400,00 | 11,23 | 15722,00 | GAL | | | | |
| 110 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAULICO_ESTIMULACIONES | 1635 Stimulation Chemicals | 19,00 | 54,42 | 1033,98 | GAL | | | | |
| 111 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAULICO_ESTIMULACIONES | 1635 Stimulation Chemicals | 840,00 | 29,59 | 24855,60 | GAL | PRUEBAS DE INYECTIVIDAD Y ESTIMULACION | \$ 276.499,12 | \$ 350.000,00 | \$ 73.500,88 |
| 112 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAULICO_ESTIMULACIONES | 1635 Stimulation Chemicals | 12,00 | 74,98 | 899,76 | GAL | | | | |
| 113 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAULICO_ESTIMULACIONES | 1635 Stimulation Chemicals | 20,00 | 37,87 | 757,40 | GAL | | | | |
| 114 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAULICO_ESTIMULACIONES | 1635 Stimulation Chemicals | 15,00 | 41,40 | 621,00 | GAL | | | | |
| 115 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAULICO_ESTIMULACIONES | 1635 Stimulation Chemicals | 0,00 | 10,51 | 0,00 | GAL | | | | |
| 116 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAULICO_ESTIMULACIONES | 1635 Stimulation Chemicals | 230,00 | 84,66 | 19471,80 | GAL | | | | |
| 117 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAULICO_ESTIMULACIONES | 1635 Stimulation Chemicals | 200,00 | 18,15 | 3630,00 | GAL | | | | |
| 118 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAULICO_ESTIMULACIONES | 1635 Stimulation Chemicals | 0,00 | 30,99 | 0,00 | GAL | | | | |
| 119 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAULICO_ESTIMULACIONES | 1635 Stimulation Chemicals | 0,00 | 9,96 | 0,00 | GAL | | | | |
| 120 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAULICO_ESTIMULACIONES | 1635 Stimulation Chemicals | 0,00 | 33,21 | 0,00 | GAL | | | | |
| 121 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAULICO_ESTIMULACIONES | 1635 Stimulation Chemicals | 55,00 | 14,51 | 798,05 | GAL | | | | |
| 122 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAULICO_ESTIMULACIONES | 1635 Stimulation Chemicals | 90,00 | 25,39 | 2285,10 | GAL | | | | |
| 123 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAULICO_ESTIMULACIONES | 1635 Stimulation Chemicals | 0,00 | 57,56 | 0,00 | GAL | | | | |
| 124 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAULICO_ESTIMULACIONES | 1635 Stimulation Chemicals | 330,00 | 62,88 | 20750,40 | GAL | | | | |
| 125 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAULICO_ESTIMULACIONES | 1635 Stimulation Chemicals | 275,00 | 36,28 | 9977,00 | GAL | | | | |
| 126 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAULICO_ESTIMULACIONES | 1635 Stimulation Chemicals | 2383,00 | 7,86 | 18730,38 | GAL | | | | |
| 127 | AFE_1600_SERVICIO_FRACTURAMIENTO_HIDRAULICO_ESTIMULACIONES | 1635 Stimulation Chemicals | 220,00 | 0,00 | 0,00 | GAL | | | | |

Figura 17. Control del presupuesto del proyecto y seguimiento de variación parte 5

| | | | | | | | | | | |
|-----|-------------------------------------|---|---------|---------|----------|------|-------------------------------------|--------------|--------------|--------------|
| 128 | AFE_2600_SISTEMA_SARTA_INYECCIÓN | 2610 Sarta de Inyeccion sin instalación | 1,00 | 409,67 | 409,67 | EA | SARTA DE INYECCION SELECTIVA | \$ 85.637,21 | \$ 82.692,00 | -\$ 2.945,21 |
| 129 | AFE_2600_SISTEMA_SARTA_INYECCIÓN | 2610 Sarta de Inyeccion sin instalación | 1,00 | 481,37 | 481,37 | EA | | | | |
| 130 | AFE_2600_SISTEMA_SARTA_INYECCIÓN | 2610 Sarta de Inyeccion sin instalación | 2,00 | 256,05 | 512,10 | EA | | | | |
| 131 | AFE_2600_SISTEMA_SARTA_INYECCIÓN | 2610 Sarta de Inyeccion sin instalación | 3,00 | 512,09 | 1536,27 | EA | | | | |
| 132 | AFE_2600_SISTEMA_SARTA_INYECCIÓN | 2610 Sarta de Inyeccion sin instalación | 2,00 | 583,79 | 1167,58 | EA | | | | |
| 133 | AFE_2600_SISTEMA_SARTA_INYECCIÓN | 2610 Sarta de Inyeccion sin instalación | 4,00 | 614,51 | 2458,04 | EA | | | | |
| 134 | AFE_2600_SISTEMA_SARTA_INYECCIÓN | 2610 Sarta de Inyeccion sin instalación | 1,00 | 582,76 | 582,76 | EA | | | | |
| 135 | AFE_2600_SISTEMA_SARTA_INYECCIÓN | 2610 Sarta de Inyeccion sin instalación | 5,00 | 6260,00 | 31300,00 | EA | | | | |
| 136 | AFE_2600_SISTEMA_SARTA_INYECCIÓN | 2608 Mandrel | 3,00 | 3584,65 | 10753,95 | EA | | | | |
| 137 | AFE_2600_SISTEMA_SARTA_INYECCIÓN | 2602 Nipple | 1,00 | 563,30 | 563,30 | EA | | | | |
| 138 | AFE_2600_SISTEMA_SARTA_INYECCIÓN | 2607 Valve | 3,00 | 1382,65 | 4147,95 | EA | | | | |
| 139 | AFE_2600_SISTEMA_SARTA_INYECCIÓN | 2610 Sarta de Inyeccion sin instalación | 1,00 | 3537,54 | 3537,54 | EA | | | | |
| 140 | AFE_2600_SISTEMA_SARTA_INYECCIÓN | 2607 Valve | 3,00 | 460,88 | 1382,64 | EA | | | | |
| 141 | AFE_2600_SISTEMA_SARTA_INYECCIÓN | 2606 On off tool | 1,00 | 1843,53 | 1843,53 | EA | | | | |
| 142 | AFE_2600_SISTEMA_SARTA_INYECCIÓN | 2610 Sarta de Inyeccion sin instalación | 1,00 | 4130,00 | 4130,00 | EA | | | | |
| 143 | AFE_2600_SISTEMA_SARTA_INYECCIÓN | 2604 Wire Line Entry Guide | 1,00 | 279,61 | 279,61 | EA | | | | |
| 144 | AFE_2600_SISTEMA_SARTA_INYECCIÓN | 2601 Sliding Sleeve | 1,00 | 4957,00 | 4957,00 | EA | | | | |
| 145 | AFE_2600_SISTEMA_SARTA_INYECCIÓN | 2610 Sarta de Inyeccion sin instalación | 3,00 | 1536,28 | 4608,84 | EA | | | | |
| 146 | AFE_2600_SISTEMA_SARTA_INYECCIÓN | 2602 Nipple | 1,00 | 570,48 | 570,48 | EA | | | | |
| 147 | AFE_3100_ALQUILER_HERRAMIENTAS | 3106 Servicio Tecnico Corrida de Herramientas (Dias, stand By) | 6,00 | 836,79 | 5020,74 | DAY | | | | |
| 148 | AFE_3100_ALQUILER_HERRAMIENTAS | 3106 Servicio Tecnico Corrida de Herramientas (Dias, stand By) | 6,00 | 344,57 | 2067,42 | DAY | | | | |
| 149 | AFE_3100_ALQUILER_HERRAMIENTAS | 3103 Movilización Inicial / Final | 2,00 | 320,07 | 640,14 | TOUR | | | | |
| 150 | AFE_2000_SERVICIOS_PROFESIONALES | 2017 Alojamiento | 12,00 | 190,00 | 2280,00 | DAY | | | | |
| 151 | AFE_3100_ALQUILER_HERRAMIENTAS | 3107 Servicio Técnico Reparación de Herramientas (Dias, stand By) | 3,00 | 51,96 | 155,88 | EA | | | | |
| 152 | AFE_3100_ALQUILER_HERRAMIENTAS | 3107 Servicio Técnico Reparación de Herramientas (Dias, stand By) | 1,00 | 250,40 | 250,40 | EA | | | | |
| 153 | AFE_2800_WELLHEAD | 2802 Wellhead | 1,00 | 4040,12 | 4040,12 | EA | MATERIALES DE BODEGA | \$ 88.085,42 | \$ 90.267,00 | \$ 2.181,58 |
| 154 | AFE_2700_TUBERIA_VARILLA_ACCESORIOS | 2720 Tubing | 7400,00 | 10,40 | 76960,00 | FT | | | | |
| 155 | AFE_2700_TUBERIA_VARILLA_ACCESORIOS | 2711 Coupling | 40,00 | 94,21 | 3768,40 | EA | | | | |
| 156 | AFE_2700_TUBERIA_VARILLA_ACCESORIOS | 2703 Pup Joints | 3,00 | 497,00 | 1491,00 | EA | | | | |
| 157 | AFE_2700_TUBERIA_VARILLA_ACCESORIOS | 2703 Pup Joints | 2,00 | 538,00 | 1076,00 | EA | | | | |
| 158 | AFE_2800_WELLHEAD | 2812 Ring Gasket RX-54 | 1,00 | 44,87 | 44,87 | EA | | | | |
| 159 | AFE_2800_WELLHEAD | 2823 Tubing Hanger | 1,00 | 705,03 | 705,03 | EA | | | | |

3.5 Gestión de la calidad del proyecto

Para gestionar la calidad del proyecto, es definir esencial desde el inicio criterios claros, específicos y medibles que permitan evaluar la excelencia del trabajo. Esto implica identificar los estándares y requisitos de calidad aplicables e integrarlos de manera coherente en todas las fases del proyecto.

En el caso de proyectos de conversión de pozos agotados a pozos inyectoros de agua con sarta de inyección selectiva, se elaborará un plan de calidad basado en las directrices del PMBOK, 6ta edición. Este plan incluye actividades destinadas a revisar y evaluar sistemáticamente el cumplimiento de los estándares establecidos, asegurando la calidad en cada etapa del proyecto.

Además, se fomentará la retroalimentación periódica de expertos y partes interesadas, con el fin de impulsar la mejora continua de los procesos. Se mantendrá un registro detallado de los procedimientos y resultados relacionados con la gestión de la calidad, proporcionando evidencia documentada del cumplimiento de los estándares establecidos y garantizando la trazabilidad de las acciones.

3.5.1 Planificar la gestión de la calidad

Es el proceso que define los estándares de calidad relevantes para el proyecto y documenta cómo se cumplirán. Este proceso asegura que los entregables del proyecto cumplan con las expectativas de calidad del cliente y las partes interesadas, promoviendo la eficiencia en los procesos del proyecto.

Tabla 5. Tablero de gestión de la calidad del proyecto

| <i>Tablero de gestión de la calidad</i> | | | | | |
|---|---|-------------|---|---------------------------------|-------------|
| <i>Política de Calidad</i> | <i>Objetivos</i> | <i>Tipo</i> | <i>Indicador</i> | <i>Frecuencia de Evaluación</i> | <i>Meta</i> |
| Satisfacer las necesidades y expectativas del cliente. | Cumplir cronograma y alcance del proyecto | Eficacia | Porcentaje de requisitos o entregables por fase | Al final de cada fase | 100% |
| | | Eficiencia | Porcentaje de plazos intermedios cumplidos | Mensual | 100% |
| | | Eficiencia | Número de adiciones de plazos solicitados. | Mensual | 100% |
| | Cumplir presupuesto asignado para el proyecto | Efectividad | Porcentaje de actividades cumplidas sin adición de presupuesto. | Mensual | 100% |
| | | Eficiencia | Porcentaje de actividades cumplidas con adición de presupuesto, sin completar el alcance. | Mensual | 0% |
| Garantizar la precisión y exactitud de los datos y resultados obtenidos. | Asegurar la fiabilidad de los resultados del trabajo final de maestría. | Efectividad | Precisión y exactitud de los datos recopilados. | Semanal | <10% |
| Elaboración del análisis de factibilidad financiera para la conversión de pozos depletados a pozos inyectoros de agua con sarta de inyección selectiva. | Definir los criterios de selección para la conversión de pozos depletados a inyectoros de agua con sarta de inyección selectiva para un campo petrolero del municipio de Castilla la nueva. | Eficacia | Cumplimiento de los indicadores petrofísicos y aspectos técnicos de yacimiento, producción y completamiento | Mensual | 100% |

Tabla 6. Roles y responsabilidades del plan de gestión de calidad

| <i>Indicador</i> | <i>Responsable</i> | <i>Rol</i> | <i>Funciones</i> |
|--|-------------------------|--------------------------|--|
| Requisitos/Entregables por fase | Director de Proyecto | Aprobación de proyecto | Supervisar cumplimiento de requisitos y entregables. |
| Plazos intermedios cumplidos | Coordinador de proyecto | Responsable del proyecto | Aprobar los entregables y asignar recursos necesarios. Garantizar el cumplimiento de los objetivos y metas establecidos. |
| Adiciones de plazos solicitados | Coordinador de proyecto | Aprobación de proyecto | Evaluar y gestionar solicitudes de adiciones de plazos. |
| Actividades cumplidas sin adición de presupuesto | Coordinador de calidad | Responsable de calidad | Supervisar implementación de prácticas para cumplir presupuesto. |
| Actividades cumplidas con adición de presupuesto | Director de Proyecto | Aprobación de proyecto | Evaluar solicitudes de adiciones de presupuesto y gestionar cambios según necesidades. |
| Precisión y exactitud de los datos | Autor del trabajo final | Autor del trabajo final | Recopilar y analizar datos con precisión. Validar calidad de |

| <i>Indicador</i> | <i>Responsable</i> | <i>Rol</i> | <i>Funciones</i> |
|---|------------------------|------------------------|---|
| Revisión y aprobación de TFM (entregable final) | Director TFM | Director TFM | información y mantener registros precisos, elaborar documento final. Supervisar y guiar el desarrollo del trabajo final de maestría. Revisar y aprobar la metodología y enfoque del trabajo. Brindar orientación académica y asesoramiento en la investigación. |
| Cumplimiento de estándares de calidad | Coordinador de Calidad | Responsable de Calidad | Supervisar cumplimiento y realizar revisiones. |

3.5.2 Control de calidad del proyecto

Es el proceso de monitorear y registrar los resultados de la ejecución de las actividades de calidad para evaluar el desempeño y garantizar que los entregables cumplen con los estándares de calidad definidos. Este proceso pertenece al grupo de procesos de monitoreo y control y al área de conocimiento de gestión de la calidad.

Tabla 7. Aspectos de control de calidad del proyecto

| <i>Aspecto de Control de Calidad</i> | <i>Descripción</i> |
|--------------------------------------|--|
| Revisión de requisitos y entregables | Garantizar que los requisitos definidos para el trabajo final y los entregables parciales sean revisados y evaluados de manera sistemática |
| Seguimiento de plazos | Monitoreo regular del progreso del trabajo para asegurar que se cumplan los plazos intermedios y el cronograma general del proyecto. |
| Evaluación de presupuesto | Análisis periódico del gasto y ajuste del presupuesto para evitar desviaciones significativas y garantizar el uso eficiente de los recursos. |
| Validación de datos | Verificación de la precisión y fiabilidad de los datos recopilados para garantizar su integridad y utilidad en el trabajo final. |
| Revisión de contenido | Evaluación detallada del contenido del trabajo para garantizar su coherencia, relevancia y conformidad con los estándares académicos. |
| Verificación de formato | Aseguramiento de que el trabajo final cumple con las normas de formato y presentación establecidas por la institución académica. |
| Revisión de referencias | Confirmación de la precisión y consistencia de las referencias bibliográficas y citas utilizadas en el trabajo final. |

3.6 Gestión de los recursos del proyecto

Es fundamental llevar a cabo una gestión óptima de los recursos disponibles para garantizar el éxito del proyecto. El primer paso consiste en identificar y elaborar un listado detallado de todos los recursos necesarios, incluyendo material bibliográfico, acceso a bases de datos, software

especializado y cualquier otro recurso técnico relevante. Una vez identificados, se debe planificar cuidadosamente su asignación, asegurando una distribución equitativa y alineada con las necesidades específicas de cada fase.

Además, es importante anticiparse a posibles limitaciones o restricciones, explorando soluciones alternativas en caso de que surjan contratiempos. Mantener un monitoreo constante del uso de los recursos y realizar ajustes según sea necesario es esencial para asegurar un desarrollo eficiente y sin interrupciones.

3.6.1 Matriz RACI, roles y responsabilidades

La matriz RACI constituye un instrumento fundamental para estructurar y gestionar roles y responsabilidades en proyectos de manera eficiente. Esta herramienta permite asignar a cada participante uno de los cuatro roles clave: Responsable (R), Aprobador (A), Consultado (C), Informado (I).

Al clarificar estas asignaciones para cada actividad del proyecto, la matriz RACI minimiza ambigüedades y evita superposiciones de funciones, facilitando una gestión estructurada del equipo. Además, mejora la comunicación entre las partes interesadas, fomenta la colaboración efectiva y optimiza la utilización de recursos, factores críticos para el cumplimiento exitoso de los proyectos.

Tabla 8. Matriz RACI, roles y responsabilidades

| Actividad/Rol | Gerente del proyecto | Coordinador de Proyecto | Coordinador de Calidad | Coordinador Técnico | Ingeniero de Proyectos | Director TFM | Estudiante |
|-------------------------|----------------------|-------------------------|------------------------|---------------------|------------------------|--------------|------------|
| Definir Requerimientos | R | A | C | I | I | C | R |
| Recopilar Datos | C | C | R | I | I | I | R |
| Análisis Datos | I | C | C | C | C | A | R |
| Elaboración del Informe | I | I | I | I | I | A | R |

| | | | | | | | |
|--------------------------|---|---|---|---|---|---|---|
| Revisión del Informe | I | A | R | I | I | A | R |
| Presentación del Trabajo | I | A | I | I | I | A | R |

Nota: R: Responsable; A: Aprobador; C: Consultado; I: Informado

3.6.2 Dirigir el equipo del proyecto

La gestión efectiva del equipo es un elemento clave para el éxito de cualquier proyecto. Para lograrlo, es necesario implementar estrategias específicas que garanticen la alineación y el compromiso de los miembros. En primer lugar, es fundamental establecer objetivos y expectativas claras, asegurándose de que cada integrante comprenda con precisión su rol y responsabilidad dentro del proyecto.

Es indispensable fomentar un entorno colaborativo y motivador que promueva la comunicación abierta, la confianza y el respeto mutuo entre los miembros del equipo. La asignación de tareas debe realizarse considerando las capacidades y competencias de cada integrante, asegurando una distribución adecuada del trabajo que potencial.

Además, se deben definir procedimientos específicos para monitorear el progreso del proyecto y abordar de manera proactiva los problemas que puedan surgir. La comunicación constante y transparente con el equipo resulta esencial, acompañada de retroalimentación constructiva que impulsa la mejora continua y fortalece el desempeño colectivo. Estas estrategias no solo optimizan la gestión del equipo, sino que también contribuyen a la consecución exitosa de los objetos.

3.6.3 Controlar los recursos del proyecto

Es un proceso dentro del área de conocimiento de gestión de los recursos del proyecto. Este proceso se enfoca en asegurar que los recursos físicos y humanos asignados al proyecto se utilicen

de manera efectiva y eficiente. Donde se monitorea el uso de los recursos para asegurarse de que se empleen según lo planificado; se identifica y resuelve problemas relacionados con los recursos y se realizan ajustes necesarios para mantener el proyecto en el camino correcto.

Tabla 9. *Responsabilidades sobre el control de recursos*

| <i>Cargo</i> | <i>Responsabilidad</i> |
|--------------------------|---|
| Gerente del Proyecto | Supervisar la asignación y resolver conflictos. |
| Coordinador de Proyecto | Coordinar recursos con objetivos del proyecto. |
| Coordinador de Calidad | Verificar cumplimiento de estándares en el uso de recursos. |
| Coordinador Técnico | Supervisar uso eficiente de recursos técnicos. |
| Ingeniero de Proyectos | Optimizar uso de recursos específicos. |
| Director TFM | Ofrecer orientación académica sobre la gestión de recursos. |
| Desarrollo Propuesta TFM | Supervisar y comunicar necesidades o desviaciones. |

3.7 Gestión de las comunicaciones del proyecto

Para gestionar exitosamente las comunicaciones en el desarrollo del proyecto "Análisis de factibilidad económica de los pozos inyectores de agua con sarta de inyección selectiva mediante la técnica de conversión de pozos agotados, para aumentar la producción de crudo pesado", es fundamental seguir un enfoque estructurado.

El primer paso consiste en establecer un plan de comunicaciones que detalle cómo se gestionará la información del proyecto, incluyendo qué información se comunicará, a quién, cuándo y cómo. Es importante definir los canales de comunicación, la frecuencia de las actualizaciones y los responsables de cada tarea.

Además, mantener una comunicación abierta y transparente es esencial para fomentar la confianza y la colaboración. Esto incluye la realización de reuniones periódicas de seguimiento, la difusión de actualizaciones periódicas sobre el avance del proyecto y la disposición para resolver dudas o inquietudes de los involucrados. El uso de herramientas de comunicación efectiva, como correos electrónicos, plataformas colaborativas en línea, reuniones virtuales y grupos de chat, optimiza el intercambio de información y mejora la cohesión del equipo.

3.7.1 Gestionar comunicaciones

Para una comunicación efectiva durante el desarrollo del proyecto, se establecerá un plan claro que identifique a los involucrados, los canales de comunicación y las reuniones regulares. Se promoverá una cultura de transparencia y retroalimentación para mantener a todos informados y comprometidos.

Tabla 10. *Interrelación de los interesados en las comunicaciones*

| Emisor | Gerente del proyecto | Coordinador de proyectos | Coordinador de calidad | Coordinador técnico | Ingeniero de proyectos | Director TFM | Desarrollador del proyecto |
|----------------------------|----------------------|--------------------------|------------------------|---------------------|------------------------|--------------|----------------------------|
| Gerente del proyecto | | E | E-R | E-R | E-R | | I-E-R-A |
| Coordinador de proyectos | E-R | | I-ER | I-E-R | I-E-R | | I-E-R-A |
| Coordinador de calidad | E-R | I-E-R | | I-E-R | I-E-R | | I-E-R-A |
| Coordinador técnico | E-R | I-E-R | E-R | | E-R | | I-E-R-A |
| Ingeniero de proyectos | E-R | I-E-R | I-E-R | I-E-R | | | I-E-R-A |
| Director TFM | | | | | | | I-E-R |
| Desarrollador del proyecto | I-E-R-A | I-E-R-A | I-E-R-A | I-E-R-A | I-E-R-A | I-E-R | |

Nota: Informes (I); E-mails (E); Reuniones Periódicas(R); Actas de Reunión (A).

3.7.2 Establecer medios y estrategias de comunicación

Establecer los medios de comunicación del proyecto; indica éxito en su desarrollo, ya que es fundamental que se establezca una cadena de comunicación entre los interesados de este. El propósito de establecer los medios y estrategias de comunicación del proyecto es verificar la necesidad de información que tiene cada interesado, diseñar el receptor de esta y la estrategia para hacer que esta comunicación sea eficiente. A continuación, se identificarán las necesidades de información de los interesados del proyecto seguido de la estrategia a aplicar en esta comunicación.

Tabla 11. Estrategias de comunicación

| <i>Estrategia de comunicación</i> | <i>Descripción</i> |
|---|---|
| Modelo de distribución de información a interesados | La información debe ser enviada a los correos electrónicos de los interesados según correspondan, quienes deberán devolver un recibido de la información y su apreciación de ser necesaria. Para agregar cambios dentro del proyecto deberán solicitar reunión extra para dialogarlo con el equipo. |
| Modelo de distribución de información por medio de mensajería instantánea | Para priorizar la información de manera eficiente, se sugiere utilizar la mensajería instantánea de Teams o WhatsApp para resolver inconvenientes y agilizar la comunicación. Cabe resaltar que la información oficial solo se maneja por el correo corporativo. |
| Almacenamiento | El proyecto se guardará en una carpeta en el equipo de cómputo de la formuladora del proyecto con copia en One Drive con el director del proyecto y el representante legal de la empresa. |
| Reuniones planeadas | Se realizarán reuniones quincenales para informar sobre estado de desempeño del proyecto. |
| Recursos utilizados | Humanos: director del proyecto y formulador Insumos: papelería Equipos: equipo de cómputo. |

Adaptado del PMBOK 6th (2017)

3.7.3 Metodología para la gestión de comunicaciones

Se refiere a la coordinación estratégica de todos los esfuerzos de comunicación en un proyecto u organización. Esto incluye identificar a las partes interesadas, evaluar sus necesidades de comunicación y seleccionar los canales más eficaces para la interacción.

- **Identificación de Stakeholders:** Identificar a todas las personas o entidades involucradas en el desarrollo de la tesis.
- **Análisis de Requisitos de Comunicación:** Determinar las necesidades de información de cada stakeholder.
- **Definición de Herramientas y Canales:** Seleccionar los medios más apropiados para la comunicación.
- **Frecuencia y Responsabilidad:** Establecer la periodicidad de las comunicaciones y asignar responsables.

Tabla 12. *Stakeholders principales*

| Stakeholder | Rol | Interés/expectativas |
|--------------------|---------------------------------|---|
| Director de tesis | Supervisión y retroalimentación | Informes de avance y revisión de entregables. |
| Jurado evaluador | Evaluación final | Documentación clara y completa. |
| Compañía operadora | Fuente de datos | Acceso a información relevante. |
| Estudiante (autor) | Desarrollo de la tesis | Coordinación efectiva con los stakeholders. |
| Universidad | Entidad académica | Cumplimiento de plazos y calidad del trabajo. |

Tabla 13. *Requisitos de comunicación*

| Stakeholder | Tipo de Información | Frecuencia | Canal |
|--------------------|-------------------------------|-------------------------|--|
| Director de tesis | Informe de avance | Quincenal | Correo electrónico, reuniones virtuales. |
| Jurado evaluador | Versión final de la tesis | Al finalizar el trabajo | Correo electrónico. |
| Compañía operadora | Solicitud de datos, consultas | Según necesidad | Correo electrónico, reuniones virtuales. |
| Estudiante (autor) | Retroalimentación | Continuo | Correo electrónico, reuniones. |
| Universidad | Entrega de avances | Según cronograma | Plataforma académica. |

3.7.4 Herramientas y canales de comunicación

- Correo electrónico: Para el intercambio formal de información y retroalimentación.
- Reuniones virtuales: A través de plataformas como Zoom o Microsoft Teams para revisiones y aclaraciones.
- Documentos compartidos: Uso de Google Drive para compartir y colaborar en documentos.
- Plataforma académica: Para la entrega de avances y versiones finales.

3.7.5 Matriz de comunicaciones

Una matriz de comunicaciones ayuda a asegurar que todos los interesados reciban la información adecuada en el momento oportuno, facilitando así una gestión de proyectos más eficiente.

Tabla 14. *Matriz de comunicaciones del proyecto*

| Comunicación | Frecuencia | Responsable | Destinatarios | Formato |
|-------------------------------|------------------|-------------------|--------------------|----------------------|
| Informe de avance | Quincenal | Estudiante | Director de tesis | Documento escrito |
| Solicitudes de datos | Según necesidad | Estudiante | Compañía operadora | Correo electrónico |
| Revisión de retroalimentación | Continuo | Director de tesis | Estudiante | Reuniones virtuales |
| Entrega de versión final | Al finalizar | Estudiante | Jurado evaluador | Documento escrito |
| Reporte de cumplimiento | Según cronograma | Estudiante | Universidad | Plataforma académica |

3.7.6 Cronograma de comunicaciones

Esta herramienta asegura que la información fluya de manera eficiente y oportuna entre los interesados del proyecto, ayudando a mantener a todos informados y alineados con los objetivos del proyecto.

Tabla 15. *Cronograma de actividades del proyecto*

| Actividad | Fecha Límite | Tipo de Comunicación |
|--------------------------------|--------------|----------------------|
| Primer informe de avance | Semana 2 | Informe escrito |
| Segunda reunión de revisión | Semana 4 | Reunión virtual |
| Solicitud de datos adicionales | Semana 5 | Correo electrónico |
| Presentación de borrador final | Semana 10 | Documento escrito |
| Entrega de versión final | Semana 12 | Documento escrito |

3.7.7 Monitoreo y control de comunicaciones

Es un proceso que asegura que las necesidades de información de los interesados del proyecto se satisfagan de manera efectiva. Este proceso incluye:

- Seguimiento de cumplimiento: Verificar que las comunicaciones se realizan según lo planificado.
- Revisión de retroalimentación: Confirmar que las observaciones del director de tesis se implementan adecuadamente.
- Actualizaciones: Adaptar el plan de comunicaciones según nuevos requerimientos o circunstancias.

3.8 Gestión de los riesgos del proyecto

La gestión de riesgos en proyectos exige una postura proactiva que trascienda la mera reacción a eventos adversos. Un análisis exhaustivo previo al inicio de las actividades permite identificar y evaluar un amplio espectro de amenazas, tanto inherentes al proyecto (internas) como provenientes del entorno (externas). La clasificación de estos riesgos según su probabilidad de ocurrencia y su potencial impacto facilita la priorización de aquellos que podrían comprometer significativamente el logro de los objetivos del proyecto. Con base en esta evaluación, se diseñan estrategias de respuesta diversificadas, que pueden incluir la mitigación (reducción de la probabilidad o impacto), la transferencia (asignación del riesgo a terceros), la aceptación (asunción consciente del riesgo) o la evitación (eliminación de la actividad que genera el riesgo). Es fundamental, además, establecer un sistema de monitoreo continuo para detectar cambios en el perfil de riesgos y ajustar las estrategias de respuesta en consecuencia. Esta gestión dinámica y anticipativa no solo minimiza las probabilidades de fracaso, sino que también contribuye a la optimización de los recursos y a la toma de decisiones informadas a lo largo del ciclo de vida del proyecto.

3.8.1 Identificar los riesgos del proyecto

La ejecución exitosa de cualquier proyecto se ve inevitablemente desafiada por una serie de obstáculos. Entre ellos, los riesgos emergen como factores que pueden comprometer significativamente el logro de los objetivos planteados. La identificación temprana y la evaluación exhaustiva de estos riesgos son cruciales para implementar estrategias de mitigación y control oportunas. A continuación, se detallan los principales riesgos identificados durante el desarrollo de este proyecto.

Tabla 16. *Riesgos potenciales en el proyecto*

| Riesgos | Descripción |
|--|--|
| Cambios en el alcance del proyecto | Modificaciones en los objetivos, requisitos o enfoque del trabajo, afectando la planificación y el cronograma. |
| Problemas de recursos | Dificultades para obtener recursos necesarios como acceso a datos, equipos específicos o apoyo de profesionales de ingeniería de petróleos |
| Problemas técnicos | Obstáculos técnicos durante la investigación, como problemas con el software, equipos o metodologías. |
| Cambios en las circunstancias personales | Eventos inesperados como problemas de salud, cambios laborales o familiares, afectando la dedicación al proyecto. |
| Plazos ajustados | Tiempo limitado para completar el trabajo, generando presión adicional para cumplir con los plazos. |
| Falta de experiencia | Dificultades al abordar áreas de investigación o metodologías poco familiares, afectando la calidad del trabajo. |

Tabla 17. *Matriz identificación de los riesgos*

| Riesgos | Tipo | Área PMBOK | Externo/Interno | Responsable |
|--|---------|-------------------------|-----------------|------------------------------------|
| Cambios en el alcance del proyecto | Amenaza | Gestión del Alcance | Interno | Director TFM/Estudiante |
| Problemas de recursos | Amenaza | Gestión de los Recursos | Externo | Gerente y Coordinador de proyectos |
| Problemas técnicos | Amenaza | Gestión del Riesgo | Interno | Estudiante |
| Cambios en las circunstancias personales | Amenaza | Gestión del Riesgo | Interno | Director TFM/Estudiante |
| Plazos ajustados | Amenaza | Gestión del Tiempo | Interno | Director TFM/Estudiante |
| Falta de experiencia | Amenaza | Gestión de los Recursos | Interno | Estudiante |

3.8.2 Planificación de respuestas a los riesgos

Implica desarrollar opciones y acciones para mejorar las oportunidades y reducir las amenazas a los objetivos del proyecto. Este proceso es crucial para proyectos como la inyección selectiva de agua en un pozo petrolero, donde los riesgos pueden tener un impacto significativo en la seguridad y eficiencia del proyecto.

En términos generales, la planificación de respuestas a los riesgos incluye las siguientes estrategias:

- Evitar: Cambiar el plan del proyecto para eliminar la amenaza.
- Transferir: Pasar el impacto del riesgo a un tercero, como a través de seguros o contratos.

- Mitigar: Reducir la probabilidad o el impacto del riesgo.
- Aceptar: Reconocer el riesgo y no tomar ninguna acción preventiva, pero estar preparado para responder si ocurre.

Figura 18. Descripción y planificación de respuestas a los riesgos

| Actividad | | | | | | | |
|-----------|---|---|---------|------------|--------------|-------------|--|
| R Id. | Descripción del Riesgo | Causas básicas identificada | Impacto | | Probabilidad | Val. Riesgo | Acción de tratamiento |
| R-01 | Baja Inyectividad en la formación seleccionada para la inyección | 1. Características de la roca que generen baja inyectividad en la formación seleccionada para la reinyección 2. Condiciones inapropiadas del fluido de inyección | Alto | Severo | Alta | H | 1. Podría requerir trabajos de estimulación. 2. Requiere tratamientos del agua en superficie. |
| R-02 | Conectividad con otros yacimientos durante la inyección | Presencia de fallas mayores no identificadas que conecten el yacimiento seleccionado para la reinyección con otros yacimientos productores activos | Medio | Importante | Baja | M | Es parte del proceso de reinyección del agua tomar ILT trimestrales para definir si hay zonas de inyección preferenciales y se realiza monitoreo mensual para identificar posibles irrupciones de otros yacimientos. Podría requerir trabajos remediales (gel obturante, empaques adicionales, etc.) |
| R-03 | Paro forzado por las comunidades en las operaciones de completamiento | 1. Bloqueos comunidades, paro de trabajadores, etc. 2. Clima. 3. Terrorismo. | Medio | Importante | Media | M | Inversión de superficie adicional a la proyectada |
| R-04 | Falla de los materiales usados durante las pruebas de inyectividad o del Completamiento instalado | Falta de control QAQC de los materiales que proveen los contratistas | Alto | Severo | Baja | M | Se realizan verificación y control de QAQC para todos los materiales que proveen los contratistas |

Figura 19. Descripción y planificación de respuestas a los riesgos parte 2

| Actividad | | | | | | | |
|-----------|--|---|---------|------------|--------------|-------------|---|
| R Id. | Descripción del Riesgo | Causas básicas identificada | Impacto | | Probabilidad | Val. Riesgo | Acción de tratamiento |
| R-05 | Dificultad de pasada con herramientas por el tope de liner o daño y compromiso en la integridad del pozo | <ol style="list-style-type: none"> 1. Deformación en el tope del liner 2. No seguir practicas adecuadas de limpieza. 3. mala calidad del agua con la que circulan el pozo y esto ocasiona acumulación de sedimentos 4. Realizar limpieza sin repasadas definidas en programa. 5. Mal diseño de la operación de limpieza Deformidad en el revestimiento | Alto | Severo | Alta | H | <ol style="list-style-type: none"> 1. Realizar acondicionamiento del liner y tope del liner con las siguientes recomendaciones: <ul style="list-style-type: none"> - Evitar parar la circulación durante la limpieza. - Tasa de flujo de limpieza óptima y tiempo de circulación suficiente para tener presencia de sólidos en superficie. - Uso de píldoras viscosas. 2. Repetir registro corrosión modo imagen y verificar si el daño en el tope del liner se arregló. 3. Reparar el Tope del Liner, instalando STB o Casing Patch |
| R-06 | Falla de integridad de la tubería de inyección | Falla en las conexiones. | Medio | Importante | Media | M | <ol style="list-style-type: none"> 1. Aseguramiento de calidad en base y en localización. 2. Contar con el equipo de manejo de tubería que permita asegurar el torque aplicado a las conexiones. |
| R-07 | Imposibilidad de llevar la sarta de completamiento a profundidad | <ol style="list-style-type: none"> 1. Daño en el tope del liner 2. Excesivo arrastre generado durante la corrida del completamiento. 3. Geometría del pozo 4. Limpieza inadecuada | Alto | Severo | Alta | H | <ol style="list-style-type: none"> 1. Asegurar el trabajo mediante la implementación de los cálculos de torque y arrastre, hidráulica, y peso en la broca (WoB). Verificar los límites operativos del sistema. 2. Registro de micro dogleg en la zona de interés. 3. Limpieza óptima. 4. Aseguramiento de calidad de los equipos y componentes involucrados en la operación. 5. Dogleg no mayores 3-4° |

Figura 20. Descripción y planificación de respuestas a los riesgos parte 3

| Actividad | | | | | | | |
|-----------|---|---|---------|------------|--------------|-------------|--|
| R Id. | Descripción del Riesgo | Causas básicas identificada | Impacto | | Probabilidad | Val. Riesgo | Acción de tratamiento |
| R-08 | Falla asentamiento de Empaques. | 1. Restricción al paso por el TOL o excesivo arrastre durante el ingreso hasta la profundidad final 2. Imposibilidad de levantar presión por fugas en la tubería o en los equipos. 2. Falla de empaques | Medio | Importante | Media | M | 1. Aseguramiento de calidad en base y en localización. 2. Contar con el equipo de manejo de tubería que permita asegurar el torque aplicado a las conexiones. 3. Revisar Programa de Corrida de Completamiento Inyector. |
| R-09 | Sentar la sarta selectiva fuera de profundidad | 1. No seguir el procedimiento de correlación. 2. Calidad del registro de correlación | Medio | Importante | Media | M | 1. Seguir los procedimientos 2. Soporte de la autoridad técnica 3. Cambio de Completamiento e Intervención WSV. |
| R-10 | Dificultad o imposibilidad de recuperación del tapón de fondo | 1. Selección incorrecta del equipo. 2. Geometría del pozo 3. Diseño de la sarta de recuperación de SL 4. Precipitados sobre el componente | Medio | Importante | Media | M | 1. Aseguramiento de calidad de los equipos y componentes en base y en localización. 2. Personal competente y con experiencia en la operación de empaques. 3. Limpieza adecuada del pozo 4. Instalar tapón una vez la sarta se encuentre en profundidad. |
| R-11 | Dificultad o no recuperación de prong ecualizador, dummy valve y/o asentamiento de válvula reguladora de flujo, durante operaciones de slick line | 1. Daño en el cuello de pesca de los dummy 2. Fallo en la herramienta de kick over | Medio | Importante | Media | M | 1. Planeación de la operación incluyendo buenas prácticas. 2. Aseguramiento de calidad de los equipos y componentes en base y en localización. 3. Trabajo de pesca con BL |

Figura 21. Descripción y planificación de respuestas a los riesgos parte 4

| Actividad | | | | | | | |
|-----------|--|-----------------------------|----------|-------|--------------|-------------|--|
| R Id. | Descripción del Riesgo | Causas básicas identificada | Impacto | | Probabilidad | Val. Riesgo | Acción de tratamiento |
| R-12 | Imposibilidad de adquisición de datos (Registro ILT) | Flujo inestable | Reducido | Menor | Media | L | 1. Tiempo de espera de estabilización de flujo suficiente. 2. Limpieza química con CT 3. Bombeos de tratamiento químico con Equipos en superficie. |

3.8.3 Análisis cualitativo de los riesgos

Al evaluar la probabilidad e impacto de cada riesgo, este análisis nos permite establecer un orden de prioridad, focalizando nuestros esfuerzos en aquellos que representan una mayor amenaza para el éxito del proyecto. La siguiente tabla detalla los riesgos identificados, desde modificaciones en el alcance hasta inconvenientes técnicos, y sirve como punto de partida para implementar medidas preventivas y asegurar el cumplimiento de los objetivos.

Tabla 18. Valoración de probabilidad

| | | Probabilidad | | | | |
|--|--|--------------|------|-------|------|----------|
| | | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |
| | | Reducida | Baja | Media | Alta | Muy Alta |

Figura 22. Matriz RAM (Risk Assessment Matrix)

| | | | Probabilidad | | | | |
|---------|---|--------------|--------------|----------|-----------|----------|--------------|
| | | | Reducido (1) | Bajo (2) | Medio (3) | Alto (4) | Muy Alto (5) |
| Impacto | Amenaza >20% en Costo, Tiempo o Calidad | Muy Alto (5) | 5 | 10 | 15 | 20 | 25 |
| | Amenaza >10%-20% en Costo, Tiempo o Calidad | Alto (4) | 4 | 8 | 12 | 16 | 20 |
| | Amenaza >5%-10% en Costo, Tiempo o Calidad | Medio (3) | 3 | 6 | 9 | 12 | 15 |
| | Amenaza >1-5% en Costo o 2-5% en Tiempo | Bajo (2) | 2 | 4 | 6 | 8 | 10 |
| | Amenaza <= 1% en Costo o <=2% en Tiempo | Reducido (1) | 1 | 2 | 3 | 4 | 5 |

Tabla 19. *Valoración de probabilidad x impacto (severidad)*

| Prioridad | Alta | Media | Baja |
|-----------|------|---------|------|
| P x I | >25 | 12 y 25 | <10 |

Tabla 20. *Matriz de probabilidad - Impacto de los riesgos identificados*

| Riesgos | Probabilidad | Impacto | P X I | Prioridad |
|--|--------------|---------|-------|-----------|
| Cambios en el alcance del proyecto | Media | Alto | 12 | Media |
| Problemas de recursos | Baja | Medio | 6 | Baja |
| Problemas técnicos | Media | Medio | 9 | Media |
| Cambios en las circunstancias personales | Baja | Alto | 8 | Media |
| Plazos ajustados | Alta | Alto | 16 | Alta |
| Falta de experiencia | Media | Medio | 9 | Media |

Los riesgos identificados, tales como cambios en el alcance, escasez de recursos y plazos apretados, representan amenazas potenciales que requieren una respuesta proactiva. Para hacer frente a estos desafíos, es necesario implementar una estrategia de gestión de riesgos que combine medidas de mitigación, transferencia y aceptación, según corresponda a cada caso.

Tabla 21. *Estrategias y acciones de tratamiento de los riesgos*

| Riesgo | PXI | Estrategia | Acción |
|--|-----|------------|---|
| Cambios en el alcance del proyecto | 12 | Mitigar | Establecer un proceso de revisión de alcance que permita evaluar y documentar cualquier cambio propuesto en el alcance del proyecto. Además, es crucial establecer una comunicación clara y regular con el director de TFM y otros interesados relevantes para garantizar que todos estén al tanto de los cambios y sus implicaciones. |
| Problemas de recursos | 6 | Transferir | Planificación anticipada de recursos. Establecer acuerdos de colaboración con la empresa para garantizar la disponibilidad oportuna de recursos. |
| Problemas técnicos | 9 | Mitigar | Mantenerse actualizado con las herramientas y tecnologías relevantes y tener un plan de contingencia para resolver problemas técnicos. |
| Cambios en las circunstancias personales | 8 | Aceptar | Establecer un plan de contingencia detallado que incluya la redistribución de responsabilidades en caso de que ocurran cambios personales en el equipo del proyecto. Es importante tener un proceso claro para la reasignación de tareas y la comunicación efectiva con todos los miembros del equipo afectados. |
| Plazos ajustados | 16 | Evitar | Establecer un calendario de trabajo realista que tenga en cuenta las capacidades y recursos disponibles. Además, es fundamental establecer hitos intermedios claros que permitan realizar un seguimiento del progreso del proyecto y ajustar los plazos si es necesario para evitar una acumulación excesiva de trabajo en etapas finales del proyecto. |

| Riesgo | PXI | Estrategia | Acción |
|---|-----|------------|--|
| Falta de experiencia | 9 | Mitigar | Buscar orientación adicional y capacitación para cerrar las brechas de conocimiento. |
| Falla en la integridad de la sarta | 10 | Mitigar | Realizar inspecciones regulares y pruebas de presión |
| Obstrucción en la tubería de inyección | 6 | Transferir | Contratar un servicio especializado para limpieza y mantenimiento |
| Variaciones en la presión del yacimiento | 12 | Mitigar | Monitorear continuamente la presión y ajustar las tasas de inyección |
| Retrasos en la entrega de equipos | 16 | Evitar | Planificar con anticipación y tener proveedores alternativos |
| Problemas ambientales | 8 | Aceptar | Tener un plan de contingencia para derrames y emisiones |
| Oportunidad de mejorar la eficiencia de inyección | 5 | Mejorar | Implementar nuevas tecnologías de monitoreo en tiempo real |

3.8.4 Monitoreo y control de riesgos

Es el proceso de implementar planes de respuesta a los riesgos, rastrear los riesgos identificados, monitorear los riesgos residuales, identificar nuevos riesgos y evaluar la efectividad del proceso de gestión de riesgos a lo largo del proyecto

Este proceso asegura que los riesgos se gestionen de manera continua y efectiva, permitiendo ajustes oportunos a las estrategias y planes de respuesta. Para el monitoreo se puede manejar mediante las actividades y con los indicadores clave de desempeño (KPI).

Actividades de Monitoreo:

- Revisar el registro de riesgos mensualmente.
- Actualizar el estado de cada riesgo (activo, mitigado, cerrado).
- Identificar riesgos emergentes durante el desarrollo de la tesis.
- Indicadores Clave de Desempeño (KPI):
- Porcentaje de riesgos mitigados según lo planificado.
- Número de nuevos riesgos identificados.
- Tiempo promedio de respuesta ante riesgos críticos.

3.9 Gestión de las adquisiciones del proyecto

Es el proceso de comprar o contratar aquello que el equipo del proyecto no puede o no debe hacer por sí mismo. Esto puede incluir desde la contratación de consultores externos hasta la compra de equipos especializados.

Para la gestión de las adquisiciones se comienza identificando las necesidades de recursos y determinando qué productos o servicios externos son requeridos para desarrollo del proyecto.

3.9.1 Planificar la gestión de las adquisiciones

Dado el enfoque particular de este proyecto, centrado en el análisis de factibilidad económica de pozos inyectores de agua con sarta de inyección selectiva en pozos depletados para la producción de crudo pesado, es fundamental contar con recursos altamente especializados. La tabla adjunta detalla los recursos necesarios, desde servicios de consultoría hasta materiales y herramientas específicas para la instalación de la sarta, garantizando así la calidad y pertinencia de la guía en el contexto de la industria de hidrocarburos.

Tabla 22. Plan de gestión de adquisiciones para el proyecto

| Recurso | Descripción | Proveedor potencial | Responsable | Plazo de adquisiciones | Costo estimado (USD) | Estado |
|---|---|--|------------------------|------------------------|----------------------|-------------------------------------|
| Servicios de consultoría a expertos | Asistencia de expertos en la industria de hidrocarburos para validar el contenido de la guía. | Consultores externos | Desarrollador proyecto | 15/02/2025 | 68200 | En ejecución prestación de servicio |
| Materiales y herramientas de sarta de inyección selectiva | Empaques, mandriles, onoff tools, landing nipple, pup joints | Empresas extranjeras o nacionales | Desarrollador proyecto | 16/02/2025 | 269000 | Pendiente de adquisición |
| Servicios de consulta al personal de proyectos de la empresa. | Consulta con el equipo de proyectos del campo | Personal directo de la compañía o personal contratista | Desarrollador proyecto | 15/02/2025 | 68200 | En ejecución prestación de servicio |

3.9.2 Efectuar las adquisiciones

Para asegurar el éxito de las adquisiciones, se establecerá una gestión proactiva de los proveedores, basada en una evaluación rigurosa y una comunicación constante. De esta forma, se garantizará que los bienes y servicios adquiridos cumplan con los requisitos del proyecto y se entreguen en los plazos establecidos, según lo detallado en el plan de gestión de adquisiciones.

3.10 Gestión de los interesados del proyecto

La gestión de los interesados comienza por identificar a todas las partes involucradas en el proyecto y comprender sus necesidades y expectativas. Es fundamental desarrollar un plan de gestión de interesados para mantener una comunicación constante y efectiva con ellos, adaptándose a cualquier cambio en sus requerimientos y garantizando así su satisfacción y apoyo continuo durante todo el desarrollo del proyecto

3.10.1 Planificar la gestión de los interesados

Identificar el nivel de participación de los interesados nos proporciona una base sólida para planificar y ejecutar el proyecto. Al comprender a fondo a nuestros interesados, podemos construir relaciones sólidas, gestionar sus expectativas de manera efectiva y garantizar su apoyo continuo, lo que contribuye al éxito general del proyecto.

Tabla 23. *Interesados y nivel de participación*

| <i>Interesado</i> | <i>Nivel de Participación</i> |
|-------------------------------------|-------------------------------|
| Gerente del proyecto | Líder |
| Coordinador de Proyectos | Partidario |
| Coordinador de Calidad | Partidario |
| Coordinador Técnico | Neutral |
| Ingeniero de Proyectos | Neutral |
| Director TFM | Líder |
| Desarrollador del Proyecto | Neutral |
| Posibles lectores del trabajo final | Desconocedor |

Para garantizar una gestión exitosa de las partes interesadas, se ha realizado un análisis detallado de los stakeholders del proyecto. La tabla 22 presenta un resumen de los resultados de este análisis, incluyendo el nivel de influencia, interés y los requisitos de comunicación de cada stakeholder. Esta información servirá como base para la elaboración de un plan de gestión de stakeholders.

Tabla 24. *Interrelación entre interesados y requisitos de comunicación*

| Interesado | Participación | Requisitos de comunicación | Interrelación |
|--------------------------|---------------|--|------------------------------|
| Gerente del proyecto | Líder | Reuniones regulares para revisión y toma de decisiones | Con coordinador de proyectos |
| Coordinador de proyectos | Partidario | Informes periódicos sobre el avance | Con el gerente del proyecto |
| Coordinador de calidad | Partidario | Participación en sesiones de revisión y validación | Con el gerente del proyecto |
| Coordinador técnico | Neutral | Actualizaciones sobre requisitos técnicos | Con el ingeniero de proyecto |
| Ingeniero de proyectos | Neutral | Información sobre cambios en el alcance y técnicos | Con el coordinador técnico |
| Director TFM | Líder | Orientación y retroalimentación constante | Con el gerente de proyectos |
| Comité evaluador | Neutral | Revisiones programadas y cumplimiento | Con el director TFM |
| Posibles lectores | Desconocedor | Comunicaciones generales sobre el desarrollo | Con el director TFM |

3.10.2 Matriz interés poder de los interesados

La matriz de interés-poder es una herramienta que se utiliza para analizar a los stakeholders o grupos de interés de una empresa. Esta matriz permite determinar el tipo de relación que debe establecer la organización con cada uno de ellos.

La matriz se basa en dos criterios:

- Interés: El nivel de interés que tiene el stakeholders en la empresa.
- Poder: La capacidad del stakeholders para influir en la empresa.

La matriz se divide en cuatro cuadrantes:

- Alto interés - Alto poder: estos stakeholders son los más importantes para la empresa. La organización debe involucrarlos activamente en sus decisiones y mantener una comunicación fluida con ellos.
- Alto interés - Bajo poder: estos stakeholders son importantes para la empresa, pero no tienen mucho poder para influir en ella. La organización debe mantenerlos informados y responder a sus preguntas e inquietudes.
- Bajo interés - Alto poder: estos stakeholders tienen mucho poder para influir en la empresa, pero no están muy interesados en ella. La organización debe mantenerlos satisfechos y evitar que se conviertan en un obstáculo para sus objetivos.
- Bajo interés - Bajo poder: estos stakeholders no son muy importantes para la empresa y no tienen mucho poder para influir en ella. La organización no necesita dedicarles mucho tiempo ni recursos.

La matriz de interés-poder es una herramienta útil para las empresas de todos los tamaños. Permite a las organizaciones identificar a sus stakeholders más importantes y determinar el tipo de relación que deben establecer con ellos. Esto puede ayudar a las empresas a mejorar sus relaciones con sus stakeholders, a tomar mejores decisiones y a alcanzar sus objetivos.

Tabla 25. *Matriz de interés/poder del proyecto*

| <i>Interesado</i> | <i>Interés</i> | <i>Poder</i> | <i>Estrategia</i> |
|------------------------------------|----------------|--------------|--|
| Compañía petrolera | Alto | Alto | Colaborar y mantener informado |
| Gerencia del campo petrolero | Alto | Alto | Colaborar y mantener informado |
| Ingenieros de producción | Alto | Medio | Consultar y mantener informado |
| Técnicos de campo | Medio | Bajo | Mantener informado y comunicar beneficios |
| Comunidad local | Medio | Bajo | Informar y gestionar expectativas |
| Autoridades ambientales | Medio | Medio | Informar y cumplir con regulaciones |
| Inversionistas | Alto | Alto | Mantener informado y comunicar resultados |
| Proveedores de equipos y servicios | Medio | Bajo | Mantener informado y comunicar oportunidades |

| <i>Interesado</i> | <i>Interés</i> | <i>Poder</i> | <i>Estrategia</i> |
|---------------------------------|----------------|--------------|--|
| Universidad (asesores, jurados) | Alto | Bajo | Mantener informado y solicitar retroalimentación |

Dado la matriz interés/poder del proyecto se explicarán cada ítem de la tabla

- Interesado: Lista de las partes interesadas en el proyecto.
- Interés: Nivel de interés que tiene el interesado en el proyecto (Alto, Medio, Bajo).
- Poder: Nivel de poder o influencia que tiene el interesado en el proyecto (Alto, Medio, Bajo).
- Estrategia: Estrategia de gestión recomendada para cada interesado, basada en su nivel de interés y poder.

Estrategias de gestión

- Colaborar y mantener informado: Involucrar activamente a los interesados con alto interés y poder en el proyecto, mantenerlos informados y buscar su colaboración.
- Consultar y mantener informado: Consultar a los interesados con alto interés y medio poder para obtener su opinión y retroalimentación, mantenerlos informados sobre el progreso del proyecto.
- Mantener informado y comunicar beneficios: Mantener informados a los interesados con medio interés y bajo poder sobre el progreso del proyecto y comunicar los beneficios que pueden obtener del mismo.
- Informar y gestionar expectativas: Informar a los interesados con bajo interés y bajo poder sobre el proyecto y gestionar sus expectativas para evitar malentendidos o conflictos.

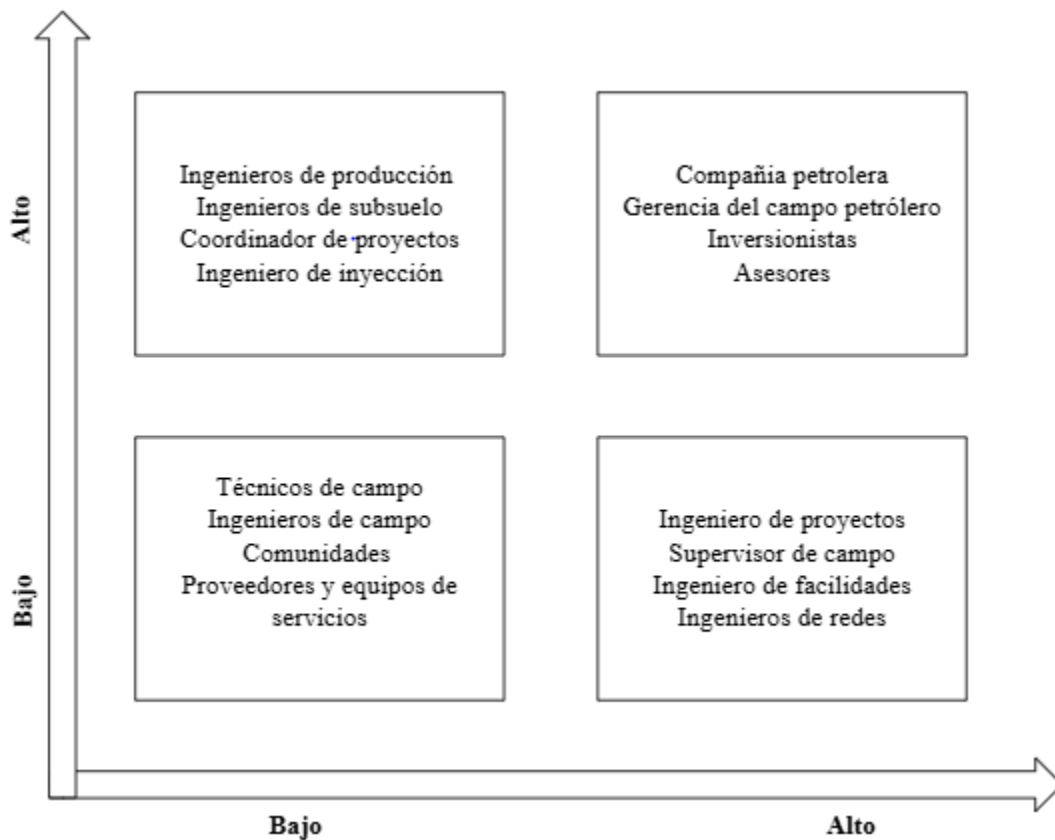
Consideraciones adicionales

- Esta matriz es una herramienta dinámica y debe ser revisada y actualizada a medida que avance el proyecto y cambien las circunstancias.

- Es importante identificar a todos los interesados relevantes, incluso aquellos que puedan parecer menos importantes al principio.
- La estrategia de gestión para cada interesado debe ser adaptada a sus necesidades y expectativas específicas.

Los ingenieros en un campo petrolero son actores clave dentro de una matriz de interés/poder debido a su rol fundamental en la planificación, operación y optimización de la producción de hidrocarburos. Su nivel de poder radica en su capacidad para diseñar e implementar soluciones técnicas que impactan directamente en la eficiencia operativa, la rentabilidad y la sostenibilidad del campo. Además, poseen un alto interés en el desarrollo del proyecto, ya que su desempeño profesional está ligado a la seguridad, integridad y éxito de las operaciones. Son responsables de evaluar riesgos, mejorar la recuperación del petróleo y garantizar el cumplimiento de normativas ambientales y de seguridad industrial, lo que los convierte en un grupo de influencia estratégica dentro de la gestión del campo.

En situaciones de conflicto por recursos, tiempos de ejecución o diferencias en criterios operativos, los ingenieros utilizan metodologías de resolución de problemas, análisis de costos y beneficios, y herramientas de gestión de proyectos para encontrar soluciones eficientes y equilibradas. Asimismo, su formación en normativas ambientales y de seguridad les permite intervenir en disputas relacionadas con el cumplimiento regulatorio, garantizando que las operaciones se desarrollen de manera sostenible y segura.

Figura 23. Mapa de cuadrantes de interés/poder

4. Análisis del comportamiento histórico de producción de los pozos depletados candidatos a convertir en pozos inyectoros selectivos de agua

Para realizar el análisis del histórico de producción de los pozos depletados candidatos a convertir, se seleccionarán tres pozos del campo petrolero. Esta selección tiene como objetivo mostrar las propiedades y condiciones críticas que deben considerarse para llevar a cabo dicha conversión. Entre las propiedades a evaluar se incluyen la presión del yacimiento, la permeabilidad y porosidad de la formación, así como la composición del fluido presente en el yacimiento. Además, se analizarán las condiciones operativas, como la tasa de producción histórica, el comportamiento de la presión a lo largo del tiempo y cualquier intervención previa realizada en

los pozos. Este análisis exhaustivo permitirá identificar los pozos más adecuados para la conversión, optimizando así la eficiencia y rentabilidad del proyecto.

4.1 Propiedades físicas del yacimiento

Son atributos que describen cómo responden las rocas y los fluidos del yacimiento a las fuerzas externas y cómo interactúan entre sí. Estas propiedades son cruciales para la exploración, evaluación y producción de hidrocarburos. Aquí te presento algunas de las propiedades físicas más importantes:

4.1.1 Presión de yacimiento de pozo

Es la presión ejercida por los fluidos presentes en los poros de la roca del yacimiento. Esta presión es fundamental para la producción de petróleo y gas, ya que actúa como la fuerza impulsora que empuja los hidrocarburos hacia los pozos productores. La función de la presión yacimiento de un pozo petrolero consiste en:

- Desplazamiento de hidrocarburos: la presión de yacimiento ayuda a desplazar el petróleo y el gas desde el yacimiento hacia el pozo productor. Sin esta presión, los hidrocarburos no fluirían de manera eficiente hacia la superficie.
- Mantenimiento de la producción: mantener una presión adecuada en el yacimiento es crucial para asegurar una producción continua y estable. A medida que se extraen los hidrocarburos, la presión tiende a disminuir, lo que puede reducir la tasa de producción
- Optimización de la recuperación: conocer y gestionar la presión de yacimiento permite optimizar las técnicas de recuperación mejorada, como la inyección de agua o gas, para mantener la presión y maximizar la extracción de hidrocarburos.

- Seguridad operativa: la presión de yacimiento también es importante para la seguridad operativa. Un control adecuado de la presión ayuda a prevenir problemas como el colapso del pozo o el flujo incontrolado de fluidos.

4.1.2 Permeabilidad

Es una propiedad física fundamental que describe la facilidad con la que un fluido, como el petróleo, puede fluir a través de los poros interconectados de una formación rocosa. En el contexto de un pozo petrolero, la permeabilidad es crucial porque determina la capacidad del yacimiento para permitir el movimiento de los hidrocarburos hacia el pozo productor. Importancia de la permeabilidad en un pozo petrolero:

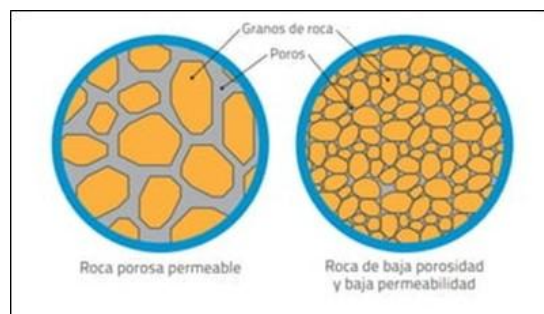
- Productividad del pozo: una alta permeabilidad permite que el petróleo fluya más fácilmente hacia el pozo, lo que resulta en una mayor tasa de producción. Por el contrario, una baja permeabilidad puede limitar el flujo de hidrocarburos y requerir técnicas adicionales para mejorar la producción
- Eficiencia de recuperación: la permeabilidad influye directamente en la eficiencia de los métodos de recuperación mejorada, como la inyección de agua o gas. Una mejor permeabilidad facilita la distribución de los fluidos inyectados y mejora la recuperación de petróleo.
- Diseño de estrategias de producción: conocer la permeabilidad del yacimiento ayuda a los ingenieros a diseñar estrategias de producción más efectivas, como la ubicación óptima de los pozos y la selección de técnicas de estimulación adecuadas

- Evaluación del yacimiento: la permeabilidad es uno de los parámetros clave que se evalúan al caracterizar un yacimiento. Junto con la porosidad, proporciona una visión integral de la capacidad del yacimiento para producir hidrocarburos.

4.1.3 Porosidad

Es una propiedad fundamental de las rocas en un yacimiento petrolero que mide la cantidad de espacio vacío o poroso dentro de la roca en relación con su volumen total. Este espacio poroso es crucial porque es donde se almacenan los fluidos, como el petróleo, el gas y el agua.

Figura 24. Ejemplo de porosidad y permeabilidad



Adaptado de Matus y Mamora, 2005

Tipos de porosidad:

- Porosidad primaria: se forma durante la deposición y consolidación de los sedimentos. Incluye poros intergranulares (entre los granos de la roca) e intragranulares (dentro de los propios granos)
- Porosidad secundaria: se desarrolla después de la formación de la roca debido a procesos geológicos como la disolución, fracturamiento o cementación. Puede aumentar o disminuir la porosidad original de la roca

- Porosidad efectiva: es la fracción de poros que están interconectados y pueden contener fluidos móviles. Esta es la porosidad relevante para la capacidad de una formación de almacenar y transmitir hidrocarburos

Importancia de la porosidad:

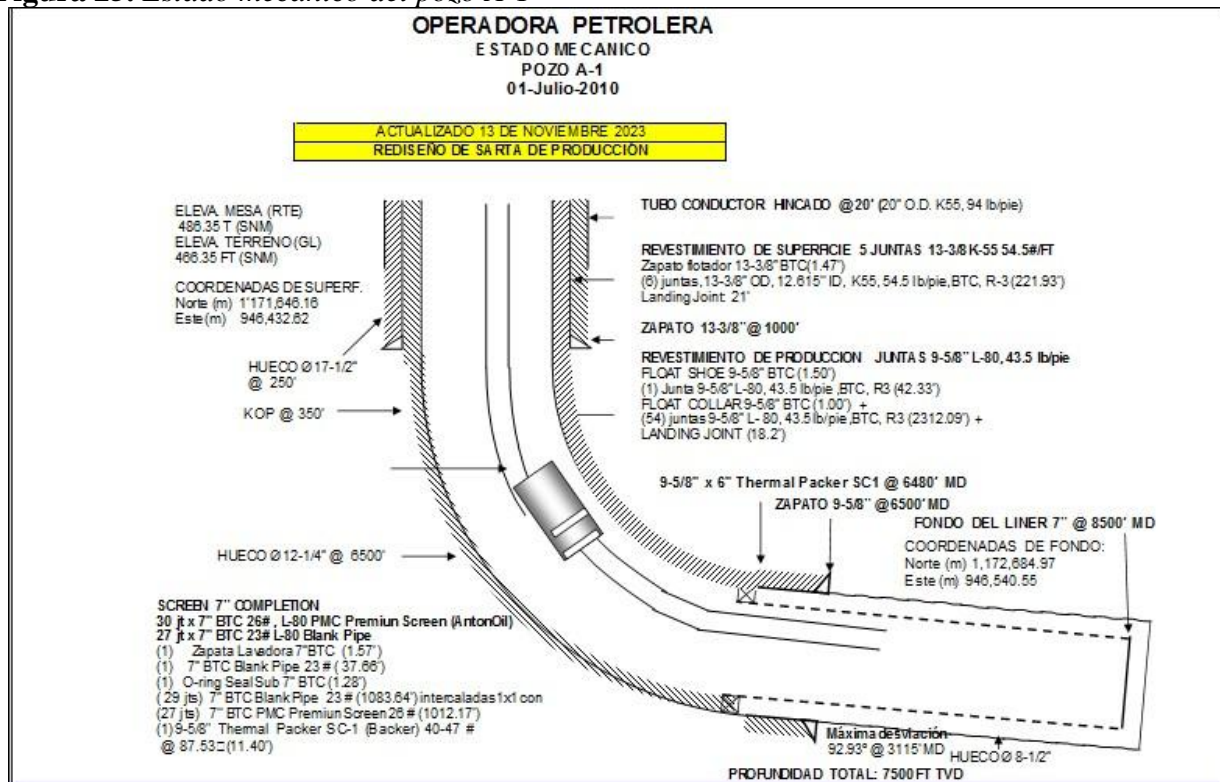
- Almacenamiento de hidrocarburos: la porosidad determina la cantidad de espacio disponible para almacenar petróleo, gas y agua en la roca
- Transmisión de fluidos: una mayor porosidad efectiva facilita el flujo de hidrocarburos hacia los pozos productores, mejorando la eficiencia de la producción
- Evaluación del yacimiento: conocer la porosidad es esencial para caracterizar un yacimiento y diseñar estrategias de producción adecuadas

4.2 Historial de producción del pozo A-1

El pozo A-1 fue perforado el 01 de julio de 2010 alcanzando una profundidad final de 8500 FT MD (7800 FT TVD), con una inclinación menor de 30 grados. Este pozo se perforó de manera convencional con revestimiento de 9 5/8" y liner de producción de 7". Se realizó la corrida de registros eléctricos donde se reportó un 100% de arena con shows entre buenos y muy buenos con resistividades sobre los 16 ohm.m (alcanzando promedios de 42 ohm.m).

Inicialmente el pozo A-1 se le realizaron las pruebas de producción para evaluar el potencial del pozo donde se determinó una producción diaria de 650 BOPD con una temperatura de operación de 250 °F, una presión de operación de 984 PSI y un corte de agua del 75%.

Figura 25. Estado mecánico del pozo A-1



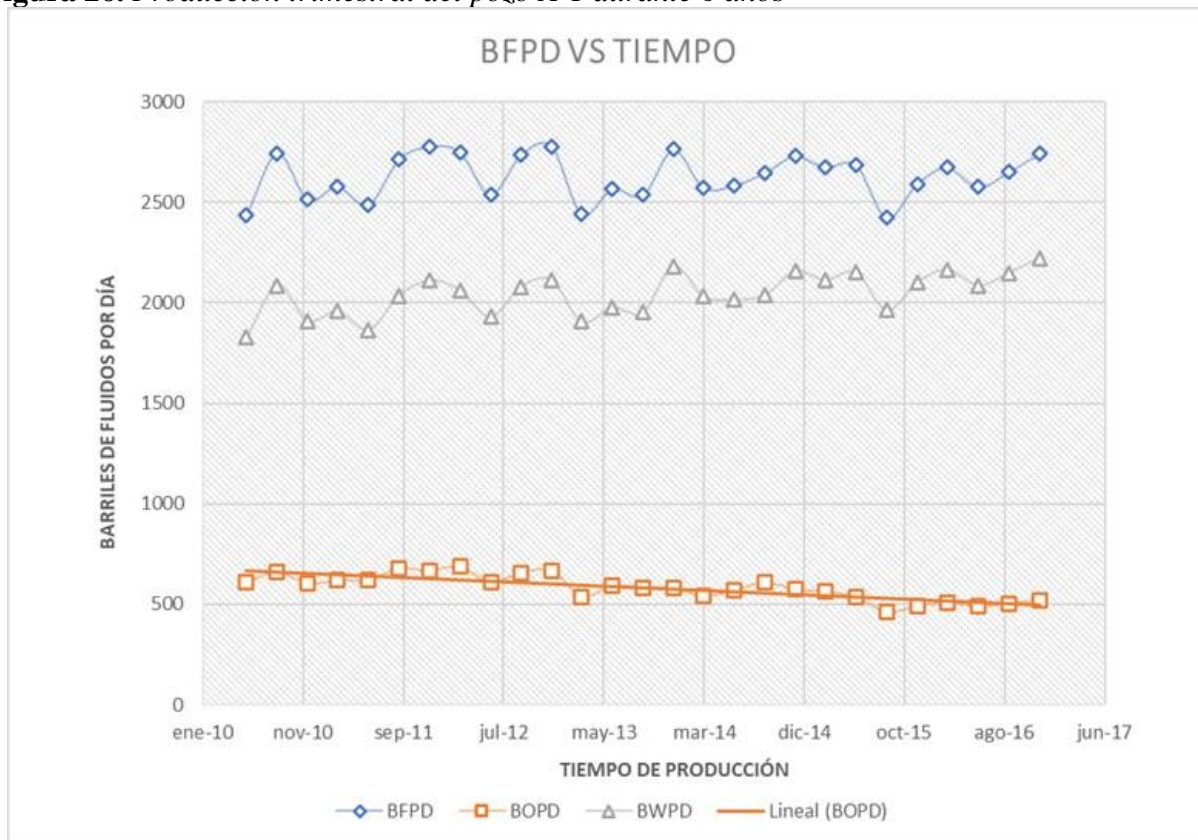
Cuando el pozo A-1 inicia su vida productiva instalando como método de levantamiento artificial, el bombeo electrosumergible que es designado por del departamento de producción del campo, este inició con una tasa de producción 650 BOPD, gravedad API promedio de 13° y un corte de agua del 75 % en el cual se estableció caudal de la bomba entre 2500-3000 BFPD, para no permitir canalización del agua en la formación de interés como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 26. Producción trimestral del pozo A-1

| Fecha | Producción trimestral promedio del Pozo A-1 | | | | |
|--------|---|-------|---------|------|---------------|
| | BFPD | BOPD | BWPD | %BSW | GOR (SCF/STB) |
| jun-10 | 2639 | 633,4 | 2005,64 | 9 | 75 |
| sep-10 | 2672 | 641,3 | 2030,72 | 10 | 61 |
| dic-10 | 2535 | 608,4 | 1926,6 | 11 | 62 |
| mar-11 | 2649 | 662,3 | 1986,75 | 11 | 61 |
| jun-11 | 2432 | 583,7 | 1848,32 | 12 | 63 |
| sep-11 | 2752 | 660,5 | 2091,52 | 8 | 66 |

| Producción trimestral promedio del Pozo A-1 | | | | | |
|---|------|-------|---------|------|---------------|
| Fecha | BFPD | BOPD | BWPD | %BSW | GOR (SCF/STB) |
| dic-11 | 2654 | 637,0 | 2017,04 | 9 | 63 |
| mar-12 | 2401 | 600,3 | 1800,75 | 9 | 64 |
| jun-12 | 2698 | 647,5 | 2050,48 | 9 | 69 |
| sep-12 | 2464 | 616,0 | 1848 | 10 | 64 |
| dic-12 | 2744 | 686,0 | 2058 | 11 | 72 |
| mar-13 | 2624 | 603,5 | 2020,48 | 10 | 66 |
| jun-13 | 2613 | 548,7 | 2064,27 | 11 | 75 |
| sep-13 | 2447 | 538,3 | 1908,66 | 8 | 62 |
| dic-13 | 2476 | 569,5 | 1906,52 | 12 | 72 |
| mar-14 | 2703 | 594,7 | 2108,34 | 10 | 61 |
| jun-14 | 2670 | 560,7 | 2109,3 | 9 | 72 |
| sep-14 | 2675 | 615,3 | 2059,75 | 9 | 71 |
| dic-14 | 2603 | 598,7 | 2004,31 | 11 | 63 |
| mar-15 | 2773 | 526,9 | 2246,13 | 10 | 65 |
| jun-15 | 2453 | 490,6 | 1962,4 | 9 | 62 |
| sep-15 | 2616 | 497,0 | 2118,96 | 10 | 63 |
| dic-15 | 2474 | 494,8 | 1979,2 | 9 | 65 |
| mar-16 | 2787 | 529,5 | 2257,47 | 11 | 68 |
| jun-16 | 2560 | 512,0 | 2048 | 8 | 63 |
| sep-16 | 2791 | 586,1 | 2204,89 | 10 | 63 |
| dic-16 | 2793 | 558,6 | 2234,4 | 8 | 73 |

Durante los primeros 6 años de producción del pozo A-1, se refleja una disminución aproximadamente del 3% anual, del caudal inicial debido a la diferente disminución de presión de yacimiento del pozo, debilitamiento de la matriz y cemento de la formación productora y finalmente el aumento del BSW debido a los años de producción como se muestra en la siguiente imagen.

Figura 26. Producción trimestral del pozo A-1 durante 6 años

Según el historial de producción del pozo A-1, se observa una reducción en cuanto a su producción, por problemas de arenamiento y daños en las etapas de las bombas electrosumergible, para poder cumplir la meta producción, desde diciembre de 2016 según los datos recopilados del departamento de producción.

El pozo A-1, posee una buena producción y sumergencia que fueron evidenciado en la toma de datos del sonolog. Pero a partir de diciembre de 2016 se observa una reducción en la cantidad de BOPD debido al aumento del %BSW el cual produce un daño crítico entre las etapas de la bomba reflejando así la reducción de la producción diaria, aumentando los costos por intervención por equipo de well services y la reducción del runlife de la bomba.

A partir del primer trimestre del año 2017, se considera la opción de implementar un workover o intervención para solucionar el problema de arenamiento del pozo, por el cual se realizaron las limpiezas correspondientes y las estimulaciones necesarias para aumentar el factor de recobro y así mismo iniciar la vida productiva del pozo. Después de la intervención realizada al pozo se empieza a observar que cada trimestre la producción de petróleo declina rápidamente, debido a la alteración de la mojabilidad de la roca durante las estimulaciones realizadas. Como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 27. *Producción trimestral pozo A-1 después del workover*

| Producción trimestral promedio del pozo A-1 | | | | | |
|---|------|-------|---------|------|---------------|
| Fecha | BFPD | BOPD | BWPD | %BSW | GOR (SCF/STB) |
| mar-17 | 2618 | 418,9 | 2199,12 | 77 | 67 |
| jun-17 | 2742 | 438,7 | 2303,28 | 84 | 64 |
| sep-17 | 2404 | 384,6 | 2019,36 | 89 | 67 |
| dic-17 | 2495 | 424,2 | 2070,85 | 88 | 64 |
| mar-18 | 2691 | 376,7 | 2314,26 | 76 | 67 |
| jun-18 | 2531 | 253,1 | 2277,9 | 90 | 60 |
| sep-18 | 2412 | 289,4 | 2122,56 | 73 | 72 |
| dic-18 | 2620 | 314,4 | 2305,6 | 81 | 60 |
| mar-19 | 2636 | 210,9 | 2425,12 | 85 | 69 |
| jun-19 | 2578 | 257,8 | 2320,2 | 74 | 75 |
| sep-19 | 2579 | 257,9 | 2321,1 | 70 | 70 |
| dic-19 | 2513 | 226,2 | 2286,83 | 73 | 65 |
| mar-20 | 2465 | 147,9 | 2317,1 | 70 | 69 |
| jun-20 | 2736 | 191,5 | 2544,48 | 76 | 60 |
| sep-20 | 2481 | 148,9 | 2332,14 | 75 | 75 |
| dic-20 | 2401 | 144,1 | 2256,94 | 79 | 66 |
| mar-21 | 2489 | 149,3 | 2339,66 | 83 | 62 |
| jun-21 | 2637 | 158,2 | 2478,78 | 85 | 68 |
| sep-21 | 2686 | 161,2 | 2524,84 | 76 | 73 |
| dic-21 | 2437 | 146,2 | 2290,78 | 86 | 73 |
| mar-22 | 2681 | 80,4 | 2600,57 | 75 | 64 |
| jun-22 | 2671 | 53,4 | 2617,58 | 80 | 67 |
| sep-22 | 2409 | 72,3 | 2336,73 | 73 | 66 |
| dic-22 | 2525 | 75,8 | 2449,25 | 82 | 61 |

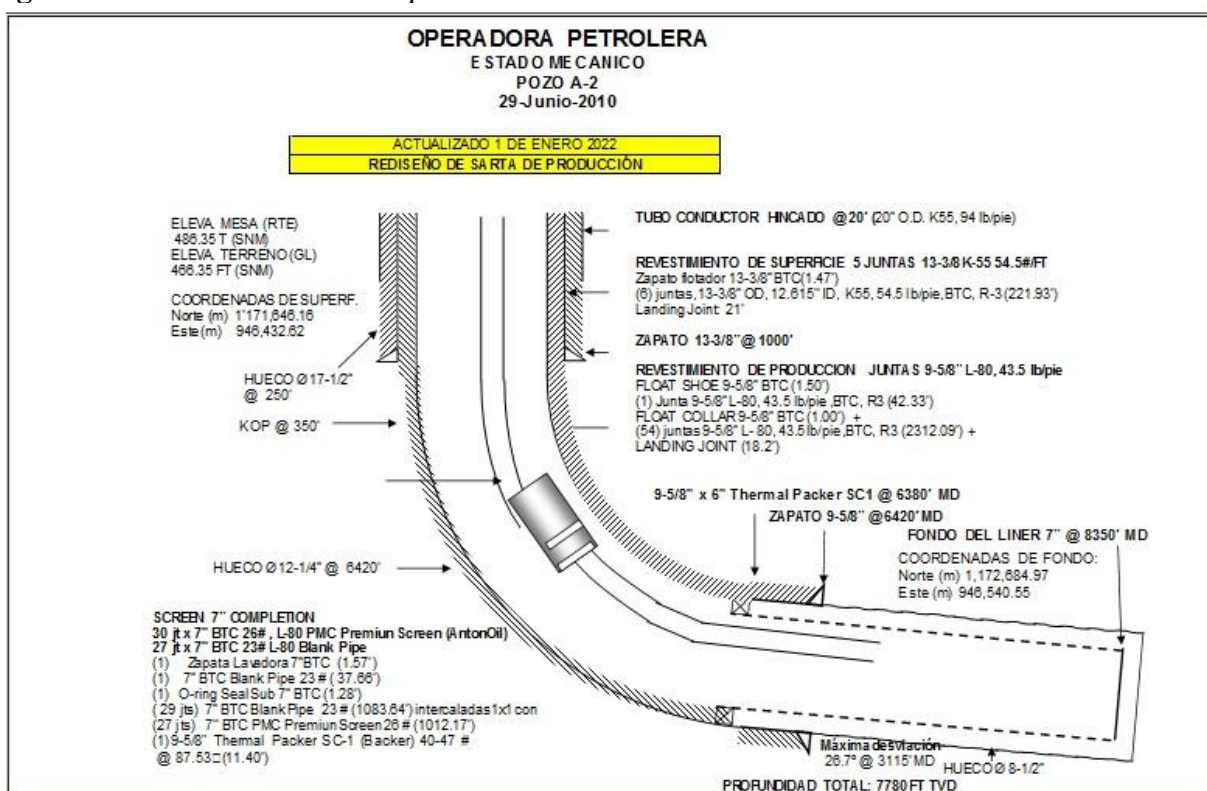
Debido a la baja producción del pozo, este será puesto en stand by para su evaluación. Durante este período, se analizarán posibles intervenciones futuras que puedan incrementar su producción. Además, se considerará la opción de convertirlo en un pozo inyector con el objetivo de aumentar la productividad del patrón de los cinco pozos que lo conforman.

4.3 Historial de producción del pozo A-2

El pozo A-2 fue perforado el 29 de abril de 2010 alcanzando una profundidad final de 8350 FT MD (7780 FT TVD), con una inclinación menor de 26 grados. Este pozo se perforó de manera convencional con revestimiento de 9 5/8" y liner de producción de 7". Se realizó la corrida de registros eléctricos donde se reportó un 100% de arena con shows entre buenos y muy buenos con resistividades sobre los 15,8 ohm.m (alcanzando promedios de 41 ohm.m).

Inicialmente el pozo A-2 se le realizaron las pruebas de producción para evaluar el potencial del pozo donde se determinó una producción diaria de 500 BOPD con una temperatura de operación de 240 °F, una presión de operación de 976 PSI y un corte de agua del 78%.

Figura 27. Estado mecánico del pozo A-2



Cuando el pozo A-2 inicia su vida productiva instalando como método de levantamiento artificial, el bombeo electrosumergible que es designado por del departamento de producción del campo, este inició con una tasa de producción 500 BOPD, gravedad API promedio de 13° y un corte de agua del 78 % en el cual se estableció caudal de la bomba entre 2500-3000 BFPD, para no permitir canalización del agua en la formación de interés como se muestra en la siguiente tabla.

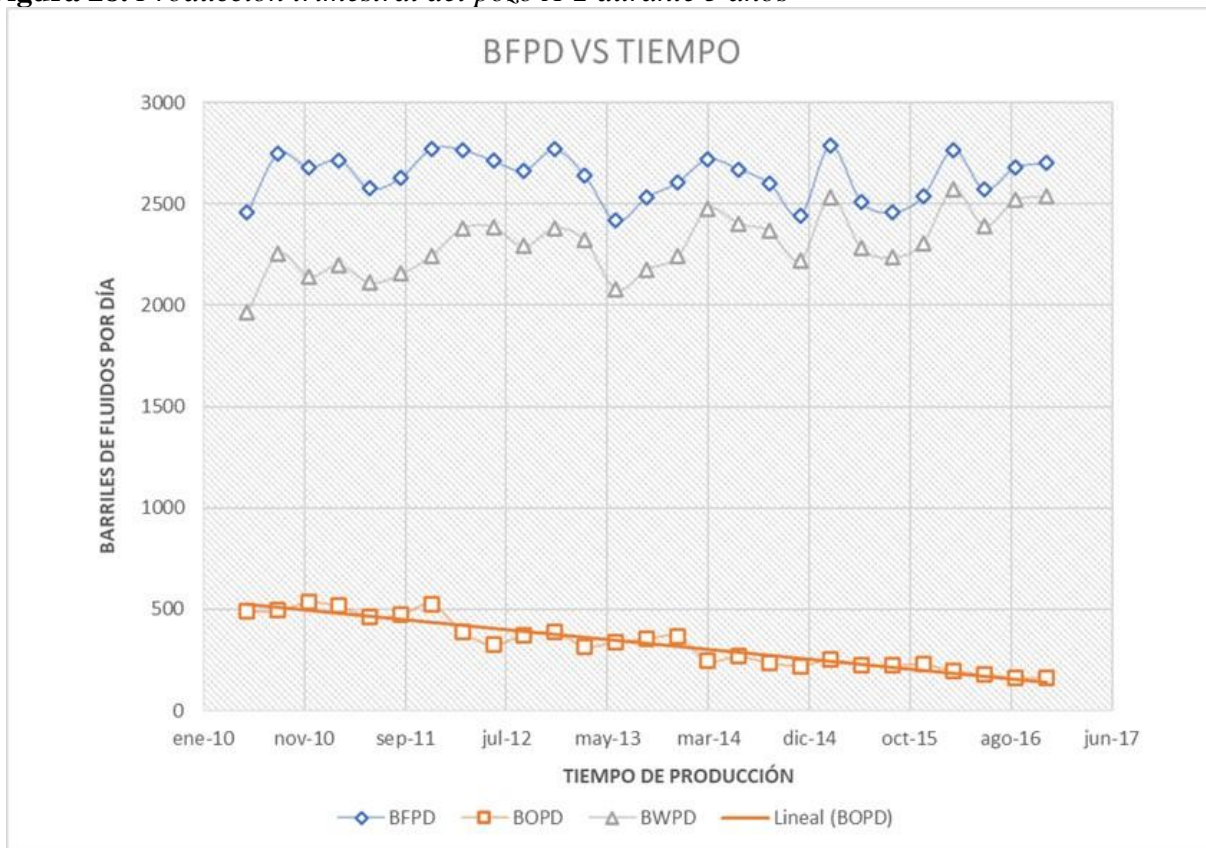
Tabla 28. Producción trimestral del pozo A-2

Producción trimestral promedio del pozo A-2

| Fecha | BFPD | BOPD | BWPD | %BSW | GOR (SCF/STB) |
|--------|------|-------|---------|------|---------------|
| jun-10 | 2513 | 477,5 | 2035,53 | 12 | 74 |
| sep-10 | 2596 | 519,2 | 2076,8 | 10 | 67 |
| dic-10 | 2645 | 502,6 | 2142,45 | 11 | 63 |
| mar-11 | 2668 | 533,6 | 2134,4 | 12 | 61 |
| jun-11 | 2612 | 496,3 | 2115,72 | 8 | 61 |

| Producción trimestral promedio del pozo A-2 | | | | | |
|---|------|-------|---------|------|---------------|
| Fecha | BFPD | BOPD | BWPD | %BSW | GOR (SCF/STB) |
| sep-11 | 2616 | 523,2 | 2092,8 | 11 | 70 |
| dic-11 | 2778 | 527,8 | 2250,18 | 11 | 69 |
| mar-12 | 2582 | 361,5 | 2220,52 | 12 | 73 |
| jun-12 | 2550 | 306,0 | 2244 | 9 | 61 |
| sep-12 | 2523 | 353,2 | 2169,78 | 8 | 72 |
| dic-12 | 2579 | 309,5 | 2269,52 | 9 | 67 |
| mar-13 | 2537 | 329,8 | 2207,19 | 10 | 66 |
| jun-13 | 2671 | 373,9 | 2297,06 | 11 | 75 |
| sep-13 | 2477 | 297,2 | 2179,76 | 12 | 71 |
| dic-13 | 2745 | 329,4 | 2415,6 | 12 | 66 |
| mar-14 | 2740 | 274,0 | 2466 | 9 | 65 |
| jun-14 | 2627 | 262,7 | 2364,3 | 12 | 62 |
| sep-14 | 2618 | 261,8 | 2356,2 | 8 | 63 |
| dic-14 | 2775 | 249,8 | 2525,25 | 12 | 71 |
| mar-15 | 2511 | 226,0 | 2285,01 | 12 | 66 |
| jun-15 | 2643 | 237,9 | 2405,13 | 12 | 60 |
| sep-15 | 2555 | 230,0 | 2325,05 | 8 | 70 |
| dic-15 | 2474 | 247,4 | 2226,6 | 9 | 61 |
| mar-16 | 2645 | 158,7 | 2486,3 | 11 | 67 |
| jun-16 | 2575 | 180,3 | 2394,75 | 11 | 69 |
| sep-16 | 2520 | 126,0 | 2394 | 12 | 70 |
| dic-16 | 2643 | 158,6 | 2484,42 | 12 | 67 |
| mar-17 | 2735 | 164,1 | 2570,9 | 9 | 65 |
| jun-17 | 2530 | 126,5 | 2403,5 | 8 | 63 |
| sep-17 | 2607 | 130,4 | 2476,65 | 8 | 72 |
| dic-17 | 2800 | 140,0 | 2660 | 8 | 66 |

Durante los primeros 5 años de producción del pozo A-2, se refleja una disminución aproximadamente del 4% anual, del caudal inicial debido a la diferente disminución de presión de yacimiento del pozo, debilitamiento de la matriz y cemento de la formación productora y finalmente el aumento del BSW debido a los años de producción como se muestra en la siguiente imagen.

Figura 28. Producción trimestral del pozo A-2 durante 5 años

Según el historial de producción del pozo A-2, se observa una reducción en cuanto a su producción, por problemas de arenamiento y daños en las etapas de las bombas electrosumergible, para poder cumplir la meta producción, desde agosto de 2016 según los datos recopilados del departamento de producción.

El pozo A-2, posee una buena producción y sumergencia que fueron evidenciado en la toma de datos del sonolog. Pero a partir de agosto de 2016 se observa una reducción en la cantidad de BOPD debido al aumento del %BSW el cual produce un daño crítico entre las etapas de la bomba reflejando así la reducción de la producción diaria, aumentando los costos por intervención por equipo de well services y la reducción del RunLife de la bomba.

A partir del primer trimestre del año 2017, se considera la opción de implementar un workover o intervención para solucionar el problema de arenamiento del pozo, por el cual se realizaron las limpiezas correspondientes y las estimulaciones necesarias para aumentar el factor de recobro y así mismo iniciar la vida productiva del pozo. Después de la intervención realizada al pozo se empieza a observar que cada trimestre la producción de petróleo declina rápidamente, debido a la alteración de la mojabilidad de la roca durante las estimulaciones realizadas. Como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 29. *Producción trimestral pozo A-2 después del workover*

| Producción trimestral promedio del pozo A-2 | | | | | |
|---|------|-------|---------|------|---------------|
| Fecha | BFPD | BOPD | BWPD | %BSW | GOR (SCF/STB) |
| mar-17 | 2641 | 158,5 | 2482,54 | 63 | 63 |
| jun-17 | 2450 | 171,5 | 2278,5 | 52 | 72 |
| sep-17 | 2425 | 169,8 | 2255,25 | 44 | 61 |
| dic-17 | 2480 | 148,8 | 2331,2 | 60 | 60 |
| mar-18 | 2440 | 122,0 | 2318 | 55 | 60 |
| jun-18 | 2739 | 137,0 | 2602,05 | 54 | 63 |
| sep-18 | 2564 | 128,2 | 2435,8 | 60 | 61 |
| dic-18 | 2494 | 124,7 | 2369,3 | 58 | 68 |
| mar-19 | 2408 | 120,4 | 2287,6 | 57 | 64 |
| jun-19 | 2627 | 105,1 | 2521,92 | 64 | 75 |
| sep-19 | 2623 | 131,2 | 2491,85 | 66 | 65 |
| dic-19 | 2721 | 136,1 | 2584,95 | 62 | 71 |
| mar-20 | 2449 | 73,5 | 2375,53 | 67 | 71 |
| jun-20 | 2557 | 102,3 | 2454,72 | 53 | 65 |
| sep-20 | 2530 | 75,9 | 2454,1 | 62 | 70 |
| dic-20 | 2596 | 77,9 | 2518,12 | 64 | 67 |
| mar-21 | 2798 | 56,0 | 2742,04 | 51 | 72 |
| jun-21 | 2590 | 103,6 | 2486,4 | 53 | 63 |
| sep-21 | 2610 | 78,3 | 2531,7 | 66 | 75 |
| Producción trimestral promedio del pozo A-2 | | | | | |
| Fecha | BFPD | BOPD | BWPD | %BSW | GOR (SCF/STB) |
| dic-21 | 2433 | 97,3 | 2335,68 | 55 | 73 |
| mar-22 | 2448 | 49,0 | 2399,04 | 44 | 71 |
| jun-22 | 2479 | 24,8 | 2454,21 | 58 | 74 |

| Producción trimestral promedio del pozo A-2 | | | | | |
|---|------|------|---------|------|---------------|
| Fecha | BFPD | BOPD | BWPD | %BSW | GOR (SCF/STB) |
| sep-22 | 2524 | 50,5 | 2473,52 | 48 | 70 |
| dic-22 | 2677 | 53,5 | 2623,46 | 67 | 69 |

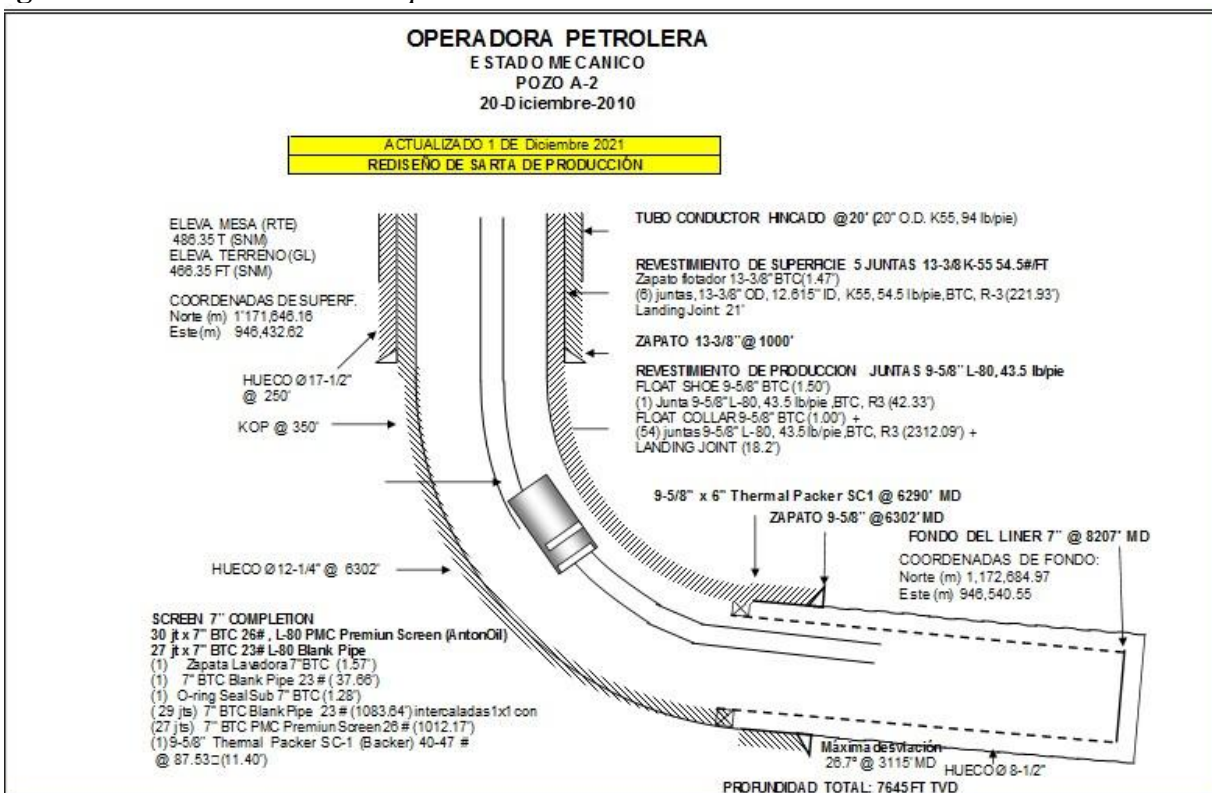
Debido a la baja producción del pozo, este será puesto en stand by para su evaluación. Durante este período, se analizarán posibles intervenciones futuras que puedan incrementar su producción. Además, se considerará la opción de convertirlo en un pozo inyector con el objetivo de aumentar la productividad del patrón de los cinco pozos que lo conforman.

4.4 Historial de producción del pozo A-3

El pozo A-3 fue perforado el 20 de diciembre de 2010 alcanzando una profundidad final de 8207 FT MD (7645 FT TVD), con una inclinación menor de 29 grados. Este pozo se perforó de manera convencional con revestimiento de 9 5/8" y liner de producción de 7". Se realizó la corrida de registros eléctricos donde se reportó un 100% de arena con shows entre buenos y muy buenos con resistividades sobre los 14,6 ohm.m (alcanzando promedios de 40 ohm.m).

Inicialmente el pozo A-3 se le realizaron las pruebas de producción para evaluar el potencial del pozo donde se determinó una producción diaria de 450 BOPD con una temperatura de operación de 235 °F, una presión de operación de 952 PSI y un corte de agua del 80%.

Figura 29. Estado mecánico del pozo A-3



Cuando el pozo A-3 inicia su vida productiva instalando como método de levantamiento artificial, el bombeo electrosumergible que es designado por del departamento de producción del campo, este inició con una tasa de producción 450 BOPD, gravedad API promedio de 13° y un corte de agua del 80 % en el cual se estableció caudal de la bomba entre 2700-3000 BFPD, para no permitir canalización del agua en la formación de interés como se muestra en la siguiente tabla.

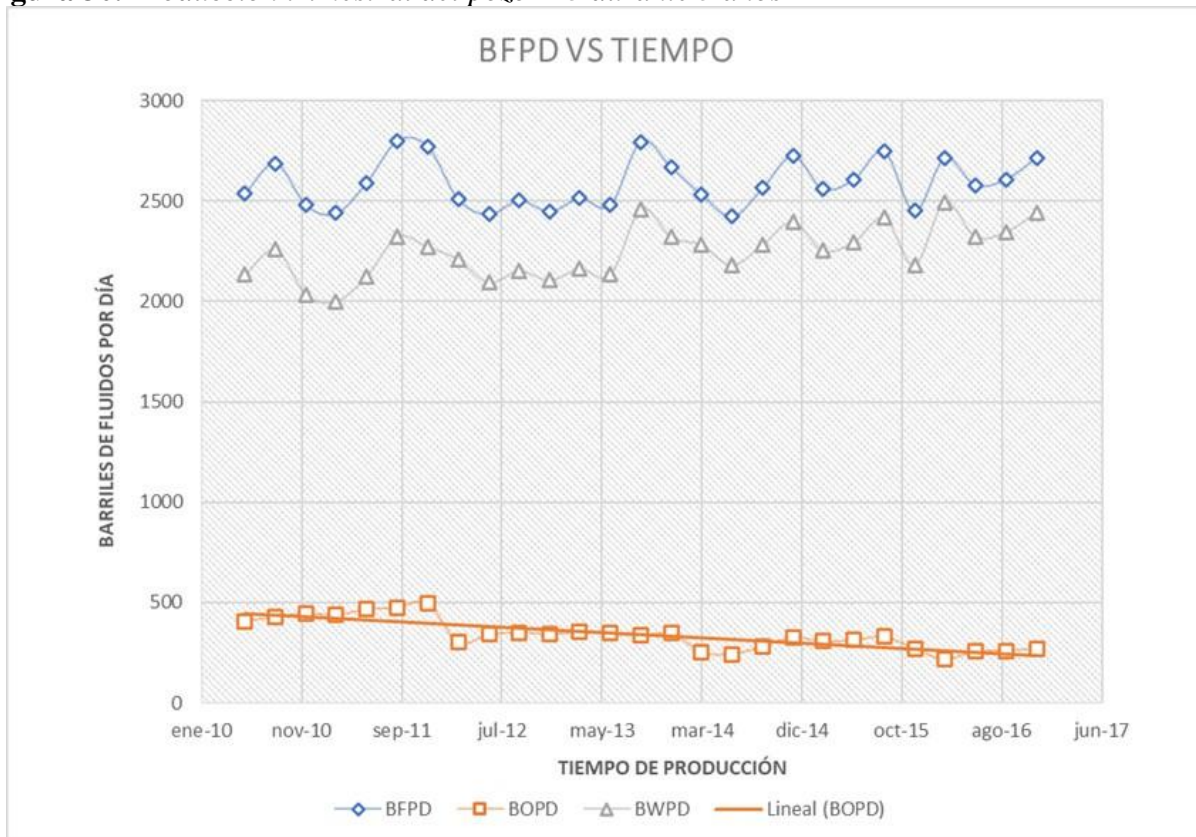
Tabla 30. *Producción trimestral del pozo A-3*

| Producción trimestral promedio del pozo A-3 | | | | | |
|---|------|-------|---------|------|---------------|
| Fecha | BFPD | BOPD | BWPD | %BSW | GOR (SCF/STB) |
| jun-10 | 2541 | 406,6 | 2134,44 | 23 | 68 |
| sep-10 | 2689 | 430,2 | 2258,76 | 8 | 69 |
| dic-10 | 2480 | 446,4 | 2033,6 | 20 | 69 |
| mar-11 | 2441 | 439,4 | 2001,62 | 22 | 65 |
| jun-11 | 2592 | 466,6 | 2125,44 | 27 | 62 |
| sep-11 | 2799 | 475,8 | 2323,17 | 28 | 65 |
| dic-11 | 2771 | 498,8 | 2272,22 | 25 | 68 |
| mar-12 | 2511 | 301,3 | 2209,68 | 8 | 75 |
| jun-12 | 2435 | 340,9 | 2094,1 | 23 | 65 |
| sep-12 | 2504 | 350,6 | 2153,44 | 28 | 64 |
| dic-12 | 2449 | 342,9 | 2106,14 | 25 | 70 |
| mar-13 | 2514 | 352,0 | 2162,04 | 14 | 70 |
| jun-13 | 2481 | 347,3 | 2133,66 | 19 | 72 |
| sep-13 | 2796 | 335,5 | 2460,48 | 30 | 68 |
| dic-13 | 2669 | 347,0 | 2322,03 | 21 | 61 |
| mar-14 | 2535 | 253,5 | 2281,5 | 17 | 75 |
| jun-14 | 2424 | 242,4 | 2181,6 | 11 | 72 |
| sep-14 | 2565 | 282,2 | 2282,85 | 17 | 66 |
| dic-14 | 2725 | 327,0 | 2398 | 29 | 66 |
| mar-15 | 2562 | 307,4 | 2254,56 | 21 | 70 |
| jun-15 | 2607 | 312,8 | 2294,16 | 28 | 60 |
| sep-15 | 2747 | 329,6 | 2417,36 | 14 | 64 |
| dic-15 | 2451 | 269,6 | 2181,39 | 17 | 68 |
| mar-16 | 2713 | 217,0 | 2495,96 | 16 | 63 |
| jun-16 | 2580 | 258,0 | 2322 | 27 | 67 |
| sep-16 | 2609 | 260,9 | 2348,1 | 24 | 62 |
| dic-16 | 2714 | 271,4 | 2442,6 | 16 | 66 |
| mar-17 | 2757 | 248,1 | 2508,87 | 13 | 75 |
| jun-17 | 2574 | 231,7 | 2342,34 | 26 | 60 |
| sep-17 | 2674 | 267,4 | 2406,6 | 19 | 72 |
| dic-17 | 2640 | 211,2 | 2428,8 | 9 | 64 |

Durante los primeros 5 años de producción del pozo A-3, se refleja una disminución aproximadamente del 6% anual, del caudal inicial debido a la diferente disminución de presión de yacimiento del pozo, debilitamiento de la matriz y cemento de la formación productora y

finalmente el aumento del BSW debido a los años de producción como se muestra en la siguiente imagen.

Figura 30. Producción trimestral del pozo A-3 durante 5 años



Según el historial de producción del pozo A-3, se observa una reducción en cuanto a su producción, por problemas de arenamiento y daños en las etapas de las bombas electrosumergible, para poder cumplir la meta producción, desde diciembre de 2016 según los datos recopilados del departamento de producción.

El pozo A-3, posee una buena producción y sumergencia que fueron evidenciado en la toma de datos del sonolog. Pero a partir de agosto de 2016 se observa una reducción en la cantidad de BOPD debido al aumento del %BSW el cual produce un daño crítico entre las etapas de la

bomba reflejando así la reducción de la producción diaria, aumentando los costos por intervención por equipo de well services y la reducción del RunLife de la bomba.

A partir del primer trimestre del año 2017, se considera la opción de implementar un workover o intervención para solucionar el problema de arenamiento del pozo, por el cual se realizaron las limpiezas correspondientes y las estimulaciones necesarias para aumentar el factor de recobro y así mismo iniciar la vida productiva del pozo. Después de la intervención realizada al pozo se empieza a observar que cada trimestre la producción de petróleo declina rápidamente, debido a la alteración de la mojabilidad de la roca durante las estimulaciones realizadas. Como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla 31. *Producción trimestral pozo A-3 después del workover*

| Producción trimestral promedio del pozo A-3 | | | | | |
|---|------|-------|---------|------|---------------|
| Fecha | BFPD | BOPD | BWPD | %BSW | GOR (SCF/STB) |
| mar-17 | 2673 | 213,8 | 2459,16 | 30 | 60 |
| jun-17 | 2538 | 253,8 | 2284,2 | 12 | 71 |
| sep-17 | 2648 | 211,8 | 2436,16 | 8 | 65 |
| dic-17 | 2781 | 250,3 | 2530,71 | 24 | 60 |
| mar-18 | 2633 | 184,3 | 2448,69 | 30 | 60 |
| jun-18 | 2422 | 193,8 | 2228,24 | 21 | 71 |
| sep-18 | 2566 | 154,0 | 2412,04 | 21 | 65 |
| dic-18 | 2416 | 193,3 | 2222,72 | 14 | 67 |
| mar-19 | 2671 | 187,0 | 2484,03 | 26 | 62 |
| jun-19 | 2769 | 221,5 | 2547,48 | 27 | 66 |
| sep-19 | 2663 | 213,0 | 2449,96 | 14 | 73 |
| dic-19 | 2482 | 148,9 | 2333,08 | 25 | 69 |
| mar-20 | 2688 | 107,5 | 2580,48 | 15 | 72 |
| jun-20 | 2718 | 81,5 | 2636,46 | 21 | 65 |
| sep-20 | 2535 | 50,7 | 2484,3 | 21 | 63 |
| dic-20 | 2547 | 50,9 | 2496,06 | 14 | 62 |
| mar-21 | 2419 | 48,4 | 2370,62 | 18 | 69 |
| jun-21 | 2610 | 78,3 | 2531,7 | 17 | 69 |
| sep-21 | 2496 | 99,8 | 2396,16 | 28 | 64 |
| dic-21 | 2441 | 97,6 | 2343,36 | 19 | 75 |
| mar-22 | 2646 | 105,8 | 2540,16 | 16 | 70 |

| Producción trimestral promedio del pozo A-3 | | | | | |
|---|------|-------|---------|------|---------------|
| Fecha | BFPD | BOPD | BWPD | %BSW | GOR (SCF/STB) |
| jun-22 | 2567 | 77,0 | 2489,99 | 30 | 72 |
| sep-22 | 2786 | 111,4 | 2674,56 | 21 | 63 |
| dic-22 | 2536 | 76,1 | 2459,92 | 9 | 60 |

Debido a la baja producción del pozo, este será puesto en stand by para su evaluación. Durante este período, se analizarán posibles intervenciones futuras que puedan incrementar su producción. Además, se considerará la opción de convertirlo en un pozo inyector con el objetivo de aumentar la productividad del patrón de los cinco pozos que lo conforman.

5. Criterios de selección para la conversión de pozos depletados a inyectores de agua con sarta de inyección selectiva

Los criterios de selección para la conversión de pozos depletados a inyectores de agua con sarta de inyección selectiva deben basarse en una combinación de factores técnicos, económicos, operativos y regulatorios. A continuación, se presenta una lista detallada de estos criterios, adaptada al contexto de un campo petrolero en Castilla La Nueva y los pozos caso de estudio que se mencionaron anteriormente para la selección de este sistema.

5.1 Criterios técnicos

Son aquellos factores relacionados con las características físicas y operativas del pozo y del yacimiento. Estos criterios son fundamentales para asegurar que el pozo seleccionado sea adecuado para el propósito deseado, como la inyección de agua o la producción de petróleo. Aquí te detallo algunos de los principales criterios técnicos:

5.1.1 Condiciones del yacimiento

- Permeabilidad y porosidad adecuada para la inyección eficiente.
- Presión inicial y actual del yacimiento que permita un desplazamiento adecuado del fluido.
- Espesor neto productivo con buena conectividad entre capas.
- Heterogeneidad del yacimiento que justifique la inyección selectiva.

5.1.2 Condiciones del pozo

- Integridad mecánica del pozo, especialmente del casing y tubing.
- Profundidad del pozo adecuada para las zonas objetivo.
- Configuración del pozo que permita la instalación de la sarta de inyección selectiva.
- Registro de intervenciones anteriores que indiquen la viabilidad de la conversión.

5.1.3 Características de fluidos

- Compatibilidad del agua de inyección con los fluidos del yacimiento.
- Análisis de compatibilidad química para evitar problemas de incrustaciones o emulsiones.

5.1.4 Selectividad del yacimiento

- Número y distribución de zonas productivas o inyectoras dentro del pozo.
- Heterogeneidad del yacimiento y comunicación entre capas.

5.2 Criterios económicos

Son aquellos factores relacionados con los costos y beneficios financieros de un proyecto.

En el contexto de la selección de pozos para la conversión a inyectoras de agua, estos criterios

ayudan a determinar si el proyecto es económicamente viable y rentable. Aquí te detallo algunos de los principales criterios económicos:

5.2.1 Costo de inversión

- Estimación del costo de conversión frente a las proyecciones de producción incremental.
- Análisis comparativo entre la técnica de inyección selectiva y otros métodos convencionales.

5.2.2 Viabilidad financiera

- Retorno de inversión esperado (ROI).
- Relación costo-beneficio positiva para justificar la inversión.

5.3 Criterios operativos

Son aquellos factores relacionados con la gestión y ejecución de las actividades diarias en un pozo. Estos criterios aseguran que las operaciones se realicen de manera eficiente, segura y conforme a las mejores prácticas. Aquí te detallo algunos de los principales criterios operativos:

5.3.1 Facilidad de implementación

- Disponibilidad de equipos y tecnología para la instalación de la sarta de inyección selectiva.
- Capacitación del personal para operar y mantener la técnica de inyección.

5.3.2 *Mantenimiento y operación*

- Evaluación de los costos operativos y de mantenimiento asociados.
- Facilidad para monitorear y ajustar los parámetros de inyección selectiva.

5.4 Criterios regulatorios

Son aquellos factores relacionados con el cumplimiento de las leyes, normativas y regulaciones aplicables a las operaciones en pozos. Estos criterios aseguran que todas las actividades se realicen de acuerdo con los estándares legales y ambientales establecidos. Aquí te detallo algunos de los principales criterios regulatorios:

5.4.1 *Cumplimiento normativo*

Aseguramiento de que todas las actividades de conversión y operación del pozo cumplan con las regulaciones locales, nacionales e internacionales. Esto incluye normas de seguridad, medio ambiente y salud ocupacional.

5.4.2 *Permisos y licencias*

Obtención de todos los permisos y licencias necesarios para llevar a cabo la conversión y operación del pozo. Esto puede incluir permisos de perforación, inyección y uso de agua, entre otros.

5.4.3 *Impacto ambiental*

Evaluación del impacto ambiental del proyecto y desarrollo de medidas para mitigar cualquier efecto negativo. Esto incluye la realización de estudios de impacto ambiental y la implementación de planes de gestión ambiental.

5.5 Screening para la selección de los pozos a convertir

Dado los criterios previamente mencionados para la selección de pozos agotados a ser convertidos en pozos inyectoros de agua selectiva, a continuación, se presentan las principales características de los pozos seleccionados. Estos cumplen con los requisitos previamente establecidos para su intervención y servirán como referencia para la ejecución del proyecto.

Tabla 32. *Screening para la selección de pozos*

| Información del Pozo A-1 | Unidad K1 | Unidad K2 | |
|-------------------------------------|--------------|--------------|--------------|
| Caudal | 76 BFPD | 20 BFPD | 56 BFPD |
| Densidad del fluido | 13.6 °API | 13.6 °API | 20 °API |
| Gravedad específica del gas | 0.906 | 0.906 | 0.906 |
| Porosidad % | 13% | 10.8 - 28% | 13.9 - 23.4% |
| DogLeg a la profundidad de la bomba | 1.2°/100 ft | 1.2°/100 ft | 1.2°/100 ft |
| Presión de burbuja | 90 PSI | 90 PSI | 148 PSI |
| Tipo de pozo | Desviado | Desviado | Desviado |
| Información del Pozo A-2 | Unidad K1 | Unidad K2 | |
| Caudal | 54 BFPD | 11 BFPD | 43 BFPD |
| Densidad del fluido | 13.6 °API | 13.6 °API | 20 °API |
| Gravedad específica del gas | 0.906 | 0.906 | 0.906 |
| Porosidad % | 13% | 10.8 - 28% | 13.9 - 23.4% |
| Dogleg a la profundidad de la bomba | 1.09°/100 ft | 1.09°/100 ft | 1.09°/100 ft |
| Presión de burbuja | 90 PSI | 90 PSI | 148 PSI |
| Tipo de pozo | Desviado | Desviado | Desviado |
| Información del Pozo A-3 | Unidad K1 | Unidad K2 | |
| Caudal | 76 BFPD | 15 BFPD | 61 BFPD |
| Densidad del fluido | 13.6 °API | 13.6 °API | 20 °API |
| Gravedad específica del gas | 0.906 | 0.906 | 0.906 |
| Porosidad % | 13% | 10.8 - 28% | 13.9 - 23.4% |
| Dogleg a la profundidad de la bomba | 1.4°/100 ft | 1.4°/100 ft | 1.4°/100 ft |
| Presión de burbuja | 90 PSI | 90 PSI | 148 PSI |
| Tipo de pozo | Desviado | Desviado | Desviado |

Tabla 33. *Matriz de selección para conversión de pozos depletados*

| | Condición | Peso 1-100 | Ponderación de peso % | Variable | Pozo A-1 | Variable | Pozo A-2 | Variable | Pozo A-3 | Variable |
|----------------------------------|--------------------------------|------------|-----------------------|-----------------------------|----------|-----------------------------|----------|-----------------------------|----------|-----------------------------|
| Yacimiento-Campo-Producción-Pozo | Numero de pozos | 5 | 0,3 | 3 a 20 | 4 | 3 a 20 | 4 | 3 a 20 | 4 | 3 a 20 |
| | Caudal de producción | 100 | 6,3 | <100 BFPD | 4 | <85 BFPD | 4 | <25 BFPD | 4 | <85 BFPD |
| | Profundidad de asentamiento | 50 | 2,7 | <9000 ft | 4 | <7800 ft | 4 | <7600 ft | 4 | <7400 ft |
| | Diámetro de casing | 100 | 2,7 | >= 7" | 4 | >= 7" | 2 | >= 7" | 4 | >= 7" |
| | Inclinación del pozo | 30 | 0,5 | <60° | 4 | <30° | 4 | <35° | 4 | <32° |
| | Dogleg | 90 | 1,6 | <3°/100 ft | 4 | <3°/100 ft | 4 | <3°/100 ft | 4 | <3°/100 ft |
| | Temperatura | 30 | 5,4 | <350 °F | 4 | <250 °F | 1 | <260 °F | 4 | <240 °F |
| | Presión de entrada de la bomba | 10 | 4,3 | <100 psi | 4 | <100 psi | 2 | <100 psi | 2 | <100 psi |
| | Completamiento | 50 | 2,7 | Convencional | 4 | Convencional | 4 | Convencional | 4 | Convencional |
| | Recobro | 100 | 5,4 | Terciario Inyección de Agua | 4 | Terciario Inyección de Agua | 1 | Terciario Inyección de Agua | 3 | Terciario Inyección de Agua |
| Corte de agua | 100 | 2,7 | 25% a 99 % | 4 | 78% | 4 | 75% | 4 | 73% | |
| Gravedad API | 50 | 5,4 | <15 °API | 3 | <15 °API | 4 | <15 °API | 4 | <15 °API | |

| | Condición | Peso 1-100 | Ponderación de peso % | Variable | Pozo A-1 | Variable | Pozo A-2 | Variable | Pozo A-3 | Variable | |
|------------|--------------------------|---|-----------------------|---------------|--------------------|---------------|--------------------|---------------|--------------------|---------------|--------------------|
| Superficie | Fluido corrosivo | 10 | 0,5 | No | 4 | No | 4 | No | 4 | No | |
| | Arena abrasiva | 100 | 5,4 | <10 ppm | 3 | <10 ppm | 4 | <10 ppm | 3 | <10 ppm | |
| | Relación gas-liquido | 10 | 0,5 | <500 scf/stb | 4 | <70 scf/stb | 4 | <60 scf/stb | 4 | <74 scf/stb | |
| | Contaminantes | 10 | 0,5 | Ninguno | 4 | Ninguno | 4 | Ninguno | 4 | Ninguno | |
| | Tratamiento químico | 10 | 0,5 | Ninguno | 4 | Ninguno | 4 | Ninguno | 4 | Ninguno | |
| | Locación | 50 | 2,7 | Onshore | 4 | Onshore | 4 | Onshore | 4 | Onshore | |
| | Potencia del sistema | 100 | 5,4 | Red Eléctrica | 4 | Red Eléctrica | 4 | Red Eléctrica | 4 | Red Eléctrica | |
| | Restricciones de espacio | 10 | 0,5 | Si | 1 | Si | 1 | Si | 3 | Si | |
| | Sistema | Flexibilidad Thru Tubing (Slick Line, Memories, etc.) | 10 | 0,5 | Rigless Operations | 1 | Rigless Operations | 1 | Rigless Operations | 1 | Rigless Operations |
| | | Eficiencia del sistema | 100 | 5,4 | Eficiencia | 3 | Eficiencia | 3 | Eficiencia | 4 | Eficiencia |
| Run life | | 100 | 4 | <180 Días | 2 | <180 Días | 2 | <180 Días | 3 | <180 Días | |

| | Condición | Peso 1-100 | Ponderación de peso % | Variable | Pozo A- 1 | Variable | Pozo A-2 | Variable | Pozo A-3 | Variable |
|--------------------|------------------------------|---------------|--------------------------|-----------------------------|--------------|-----------------------------|----------|-----------------------------|----------|-----------------------------|
| Inversión y Costos | Mantenimiento | 90 | 4,9 | Mantenimiento de Superficie | 2 | Mantenimiento de Superficie | 2 | Mantenimiento de Superficie | 3 | Mantenimiento de Superficie |
| | Instalación field service | 60 | 3,2 | Instalación | 3 | Instalación | 3 | Instalación | 2 | Instalación |
| | Operatividad | 90 | 4,9 | Facilidad de Operación | 3 | Facilidad de Operación | 3 | Facilidad de Operación | 3 | Facilidad de Operación |
| | Inversión inicial de capital | 100 | 5,4 | Inversión Inicial | 4 | Inversión Inicial | 4 | Inversion Inicial | 2 | Inversion Inicial |
| | Posibilidad de alquiler | 0 | 0 | No | 1 | No | 3 | No | 3 | No |
| | Servicio | 100 | 5,4 | Workover o Pulling Rod | 1 | Workover o Pulling Rod | 1 | Workover o Pulling Rod | 1 | Workover o Pulling Rod |
| | Producción diferida | 100 | 5,4 | Producción Diferida | 3 | Producción Diferida | 3 | Producción Diferida | 3 | Producción Diferida |
| | Costo de energia | 90 | 4,9 | Costo de Energia | 3 | Costo de Energia | 3 | Costo de Energia | 3 | Costo de Energia |
| | | | 100 | | 326 | | 307 | | 325 | |

Nota: los pozos con puntaje mayor de los 285 puntos es candidato perfecto para la conversión a pozo inyector selectivo

6. Análisis financiero

Cada vez que se elabora un proyecto es necesario contar con un capital inicial de dinero para realizar la inversión, donde se adquirirán los recursos necesarios para poner en marcha este proyecto. Como todo proyecto, se estima que después de cierta cantidad de tiempo de haber realizado la inversión, el proyecto retorne el dinero invertido para justificar la inversión realizada inicialmente.

Cuando se va a realizar la inversión del capital inicial del proyecto se suele hacer un análisis económico o financiero del todo plan con diferentes criterios definidos por los expertos en economía, con el fin de hallar las alternativas más adecuadas con el propósito de obtener una rentabilidad fija o estable. En este proyecto se evaluaron 4 criterios que son la base fundamental para garantizar la rentabilidad y viabilidad de la propuesta.

Los criterios para evaluar detalladamente son los siguientes:

- Valor presente neto (VPN)
- Tasa interna de retorno (TIR)
- Pay Back
- Relación costo-beneficio

También se deben tener en cuenta que en Colombia para la generación de proyectos en el área de hidrocarburos se deben pagar unos impuestos adicionales que son las regalías, las cuales depende de que tan grande sea el proyecto y la generación de barriles de petróleo que pueda producir, según la Ley 141 del 1994.

6.1 Inversión inicial

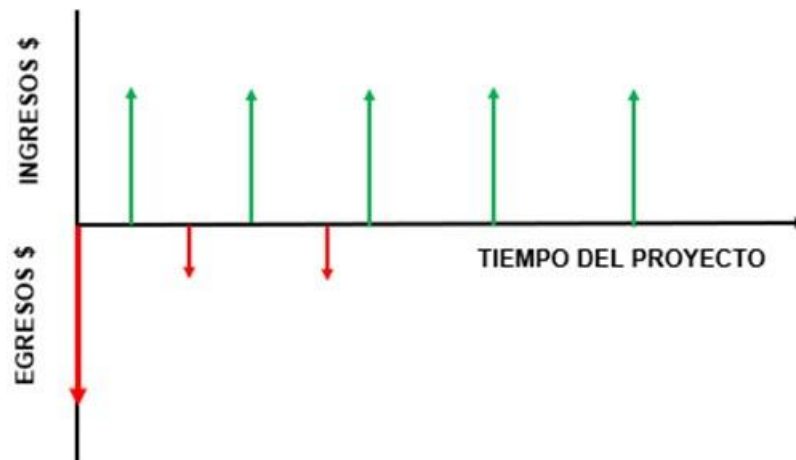
La inversión inicial está definida como la suma de los costos de desarrollo, promoción y construcción del proyecto. Estos costos deben ser capitalizables en perspectiva. La inversión inicial se calcula totalizando todas las salidas y entradas que ocurran al momento que se está realizando el desembolso. Esta puede calcularse bajo dos escenarios, el primero donde el desarrollo físico del proyecto no existe, y el segundo donde éste si existe, pero será modificado.

Para el proyecto de la implementación de la bomba PCP metal-metal en específico los gastos que se tendrán en cuenta para calcular la inversión inicial son:

- Costos por activos a adquirir
- Costos por instalación del equipo
- Costos de personal experto en instalación

6.2 Flujo neto de efectivo

Se define como las entradas y salidas del capital durante el tiempo de realización del proyecto, se representa gráficamente por medio de un plano de coordenadas cartesianas donde el eje horizontal representa el tiempo (Años, Trimestres, Meses, etc.) y perpendicularmente se marcan las líneas que indican los ingresos y egresos generados en el proyecto, estos ingresos en el proyecto son representados como la venta del petróleo generado y los egresos como la inversión inicial, regalías, costos de operación y mantenimientos entre otras, como se muestra en la siguiente figura.

Figura 17. *Flujo neto efectivo*

Mostrado lo anterior se puede expresar que flujo neto efectivo se puede expresar de la siguiente manera: Ecuación Flujo Neto Efectivo

$$\text{Flujo Neto Efectivo} = \text{Ingresos} - \text{Egresos} - \text{Impuestos}$$

6.3 Regalías

El estado colombiano es el propietario del subsuelo y de sus recursos naturales no renovables según el artículo 332 de la constitución política, y de acuerdo con esto, la explotación de un recurso natural no renovable supone una contraprestación económica a favor del estado, que se llama regalía. El dinero recaudado por medio de estas regalías cumplirá ciertas funciones económicas y para el desarrollo de la población de no solo los departamentos productores, sino los demás departamentos del país, los cuales también recibirán un porcentaje de estas; algunos usos de las regalías son: la promoción de la minería, la preservación del medio ambiente, y la financiación de proyectos regionales de inversión.

Las compañías petroleras entregan al Estado entre el 8% y el 25% del valor de la producción del petróleo crudo extraído directamente del pozo (en boca de pozo). Para la explotación de hidrocarburos pesados de una gravedad API igual o menor a 15 grados, las regalías serán del setenta y cinco por ciento (75%) de la regalía aplicada para hidrocarburos livianos y semilivianos.

Tabla 34. *Cálculos de regalías por producción de hidrocarburos en Colombia.*

| Porcentajes para el cálculo de regalías por hidrocarburos en Colombia | |
|---|---|
| Producción diaria promedio | Porcentaje |
| MENOR O IGUAL A 5 KBPD | 8% |
| ENTRE 5 KBPD Y 125 KBPD | $X\% = 8 + (\text{KBPD} - 5 \text{ KBPD}) * (0,10)$ |
| ENTRE 125 KBPD Y 400 KBPD | 20% |
| ENTRE 400 KBPD Y 600 KBPD | $X\% = 20 + (\text{KBPD} - 400 \text{ KBPD}) * (0,025)$ |
| MAYOR A 600 KBPD | 25% |

Adaptado de la Ley 756 del 2002

6.4 Indicadores financieros

Los indicadores financieros son herramientas que se diseñan utilizando la información financiera de la empresa, y son necesarias para medir la estabilidad, la capacidad de endeudamiento, la capacidad de generar liquidez, los rendimientos y las utilidades de la entidad, a través de la interpretación de las cifras, de los resultados y de la información en general. Los indicadores financieros permiten el análisis de la realidad financiera, de manera individual, y facilitan la comparación de esta con la competencia y con la entidad u organización que lidera el mercado. Los indicadores para utilizar en este proyecto son:

6.4.1 Valor presente neto (VPN)

Es el indicador más utilizado a nivel mundial para evaluar los proyectos de inversión a largo plazo. El valor presente neto permite determinar si la inversión puede incrementar o reducir el valor del proyecto, este cambio en el valor estimado puede ser positivo, negativo, o permanecer igual; si la tasa de interés fijada el VPN es positivo, es conveniente aceptar el proyecto, si este es negativo, no es una buena opción llevar a cabo el proyecto porque estaría generando pérdidas, cuando el VPN es cero, existe una incertidumbre entre aceptar o no el proyecto.

Si $VPN > 0$ aceptar el proyecto

Si $VPN = 0$ indiferente adelantar o no la inversión

Si $VPN < 0$ rechazar el proyecto

El valor presente neto depende de las siguientes variables: La inversión inicial previa, las inversiones durante la operación, los flujos netos de efectivo, la tasa de interés y el tiempo de duración del proyecto. Ecuación Valor Presente Neto (VPN)

$$VPN = \sum_{n=0}^n \frac{\text{Flujo de Caja}}{(1 + i)^n}$$

Donde:

n= Períodos de tiempo

i= Tasa de interés

6.4.2 Tasa interna de retorno (TIR)

La tasa interna de retorno (TIR) es una tasa de rendimiento utilizada en el presupuesto de capital para medir y comparar la rentabilidad de las inversiones. También se conoce como la tasa de flujo de efectivo descontado de retorno. El término “interna” se refiere al hecho de que su cálculo no incorpora factores externos (por ejemplo, la tasa de interés o la inflación). En otras

palabras, la tasa interna de retorno es una tasa de interés para la cual el VPN es cero. Ecuación Tasa Interna de Retorno.

$$0 = -Inversion\ Inicial + \sum_{n=0}^N \frac{Flujo\ de\ Caja}{(1+i)^n}$$

Donde:

n= Períodos de tiempo

i= Tasa de interés

6.4.3 Tiempo de recuperación de la inversión (payback)

El pay back da una idea aproximada del tiempo que tardará la compañía en recuperar la inversión inicial para determinado proyecto a través del flujo de caja neto. Puede estar expresado en semanas, meses y años.

Es un método muy útil cuando se realizan inversiones en situaciones de elevada incertidumbre o no se tiene claro el tiempo en que se va a poder recuperar la inversión. Así, proporciona información sobre el tiempo mínimo necesario para recuperar la inversión.

6.4.4 Payback simple

Este método considera los flujos de efectivo sin tener en cuenta el valor del dinero en el tiempo, es decir se considera erróneamente que un dólar el día de hoy vale lo mismo que un dólar el día de mañana. Para que un proyecto sea aceptado, el Pay back simple debe ser menor a la vida económica del proyecto, esto asegurará que se recupere la inversión inicial antes de que se dé por terminado el mismo. Ecuación Payback simple.

$$Payback\ Simple: \frac{Inversion\ Inicial}{Flujo\ de\ caja\ anual}$$

6.4.5 Payback ajustado

Es el tiempo requerido para recuperar el valor presente de la inversión inicial del proyecto, utilizando los flujos de efectivo y teniendo en cuenta el valor del dinero en el tiempo. Se compara el valor presente de cada uno de los flujos de efectivo operativos netos con el valor presente de la inversión neta requerida, en otras palabras, todos los flujos en ciertos periodos de tiempo se llevan a valor presente neto y se calcula el payback en un mismo tiempo. Ecuación Payback ajustado.

$$\text{Payback Ajustado} = \frac{VP_{\text{Inversión Inicial}}}{VP_{\text{Flujo Efectivo Anual}}}$$

7. Análisis de factibilidad económica de los pozos inyectoros de agua con sarta de inyección selectiva mediante la técnica de conversión de pozos depletados

En la implementación del sistema de conversión de pozos productores depletados a inyectoros de agua en el campo Castilla, se reflejó un rendimiento óptimo de la tecnología ya que solucionó varios problemas operacionales en campo como la disposición final de agua de producción, reducción de los costos de tratamiento de aguas, la caída de presión de yacimiento y mejoró la producción diaria de crudo, por lo cual se realizará el análisis de factibilidad económica de este sistema con el fin de demostrar su viabilidad y la aplicabilidad en otros campos petroleros en Colombia.

Para realizar el análisis económico de este proyecto, se tendrá en cuenta varios procedimientos como se presentan a continuación:

- Estimación de ingresos netos: Los proyectos en el área de hidrocarburos tienen éxito debido a la producción de hidrocarburos que este genere a lo largo del tiempo, pero estos deben tener en cuenta unos costos operacionales asociados a la extracción de crudo, como lo son el tratamiento, transporte y entre otros, los cuales se incluirán en el Lifting Cost y

las regalías que estos generan, por lo cual los ingresos mensuales serán reflejados de la siguiente manera. Ecuación Cálculos para ingresos del proyecto.

$$\text{Ingresos} = (\text{Producción Diaria (BPD)} * 30 \text{ días} * \text{Precio Barril}) - (\text{Regalías} + \text{Producción Diaria (BPD)} * \text{Lifting Cost})$$

- Estimar egresos: Los egresos corresponden a las inversiones iniciales y a cualesquiera costos asociado al lifting cost como: consumo de energía eléctrica, cambios de mandriles, pulling de tubería y sarta de inyección
- Calcular indicadores económicos: En este procedimiento se realizará el cálculo de cada uno de los indicadores financieros mostrados en el capítulo anterior como (valor presente neto, tasa interna de retorno y payback).
- Selección del sistema económicamente viable: Después de analizar los resultados obtenidos con los indicadores económicos se seleccionará el que sea más viable financieramente para la compañía comparándolo con el sistema de inyección convencional.

7.1 Análisis de factibilidad económica del pozo A-1

El pozo A-1 tiene implementado el sistema de bombeo electrosumergible, pero con el pasar de los años, el pozo ha reflejado un aumento en el contenido de H₂S el cual ha causado fallas como el endurecimiento de los sellos de las bombas, corrosión excesiva en los impulsores y el desgaste excesivo por los altos contenidos de arenas. Dado todos estos problemas y el bajo caudal de producción

Se presentó la posibilidad de instalar el sistema inyección de agua con sarta selectiva convencional, dado que las intervenciones del pozo cada vez eran más frecuentes, y generaba altos egresos por las intervenciones de well services y cambios por tubería rota. En este caso se

presentará el dos escenarios: Uno donde se deja el pozo en las condiciones actuales para evaluar su producción y el otro donde se deja implementado el sistema inyección de agua con sarta de inyección selectiva convencional y realizar el análisis de factibilidad-económico de ese escenario con la producción incremental de los 5 puntos.

7.1.1 Ingresos

Los ingresos son constantes cada mes, porque estos dependen de la producción de petróleo y para efectos en este proyecto, se considera que la producción es de 76 BOPD en el escenario con bombeo electrosumergible y 520 BOPD en el escenario 2 el sistema de inyección de agua con sarta selectiva convencional. Para calcular el ingreso total por producción de crudo se toma un valor actual de 75 USD/BBL el cual es el precio del barril Brent en el tiempo que se desarrolló este proyecto de grado, pero se debe tener en cuenta los costos por ajuste calidad del crudo que corresponde a 4 USD/BBL y los costos para transportar el crudo mediante oleoducto con un precio de 5 USD/BBL. Estos precios se ajustan para el escenario 1 y para el escenario 2. Dado que este pozo la producción es menor a los 5000 BOPD las regalías serán del 8%. En las siguientes tablas se muestran el resumen de los ingresos del escenario 1 y escenario 2.

Para determinar los ingresos netos por parte de la empresa operadora es necesario tener en cuenta los costos por inyección el cual corresponde a 0.5 USD/BBL que se tiene en cuenta para el cálculo de las ganancias totales.

Tabla 35. *Ajuste del precio de venta del crudo en el pozo A-1*

| Ítem | Costo (USB/BBL) |
|--|--------------------|
| Crudo Brent | 75 |
| Transporte | 5 |
| Costos Tratamiento Agua Para Inyectar | 0,2 |
| Lifting Cost | 12 |
| Precio de venta | 58 |

Teniendo en cuenta el ajuste del crudo para la venta, se inicia a calcular la cantidad producida de petróleo por el sistema actual de producción y el por el sistema de inyección de agua selectiva convencional.

Tabla 36. *Ganancia de crudo con sarta de inyección selectiva vs sistema de producción en el pozo A-1*

| Ganancia con sarta inyección selectiva Pozo A-1 | |
|---|------------------|
| Periodo Trimestral | Producción (BBL) |
| 1 | 11700 |
| 2 | 11834 |
| 3 | 12023 |
| 4 | 12167 |
| Total, Anual | 47724 |

Teniendo en cuenta la ganancia de barriles de crudo debido por la inyección de agua selectiva y el sistema de producción convencional. Se calcula el volumen de regalías regido por la Ley 756 del 2002 del estado colombiano. Para el caso del pozo A corresponde el 8% por que el campo tiene una producción menor a los 5 KBPD como se muestra en la siguiente ecuación. Ecuación Cálculo para el volumen de regalías para el pozo A-1.

$$\text{Volumen de Regalías (BBL)} = \text{Produccion del Crudo} * 8\%$$

Teniendo en cuenta la producción de los trimestres del año y reemplazando en la ecuación se obtiene.

$$\text{Volumen de Regalías (BBL)} = 47724 * 8\% = 3818 \text{ Barriles}$$

En la siguiente tabla se muestra el descuento por regalías, según lo estipulado en la Ley 756 del 2002. Que corresponde a cada trimestre de producción del pozo A-1 con los dos tipos de sistemas de producción.

Una vez calculado los barriles pertenecientes a las regalías se procede a descontarlo de la producción total del pozo para obtener la producción neta correspondiente a la empresa operadora. Como se muestra en la siguiente ecuación. Ecuación Cálculos de la producción neta de barriles para la empresa operadora

$$\text{Producción Neta} = \text{Producción de Crudo (BBL)} - \text{Volumen de Regalías(BBL)}$$

La producción del pozo A-1 durante el primer año con la sarta de inyección selectiva se calcula reemplazando los valores en la ecuación.

$$\text{Producción Neta} = 47724 \text{ BBL} - 3818 \text{ BBL} = 43906 \text{ BBL}$$

En la tabla 33 se muestran todos los pasos realizados para calcular la producción neta de cada tipo de producción en el pozo A-1.

Tabla 37. *Producción neta del pozo A-1 del sistema inyección de agua con sarta selectiva y sistema convencional de producción.*

| Producción incremental neta con sarta inyección selectiva | | | |
|--|------------------|-----------------------|-----------------------|
| Periodo Trimestral | Producción (BBL) | 8% Por Regalías (BBL) | Producción Neta (BBL) |
| 1 | 11700 | 936 | 10764 |
| 2 | 11834 | 947 | 10887 |
| 3 | 12023 | 962 | 11061 |
| 4 | 12167 | 973 | 11194 |
| | | Total | 43906 |
| Producción incremental neta con sistema de producción convencional | | | |
| Periodo Trimestral | Producción (BBL) | 8% Por Regalías (BBL) | Producción Neta (BBL) |
| 1 | 6750 | 540 | 6210 |
| 2 | 6670 | 534 | 6136 |
| 3 | 6531 | 522 | 6009 |
| 4 | 6422 | 514 | 5908 |
| | | Total | 24263 |

Teniendo la producción neta de los dos tipos de tecnología se calculan el total de los ingresos en dólares, tomado como referencia el precio del barril Brent a 75 USD según el ajuste del crudo realizado en el campo. Ecuación Cálculo para el total de ingresos en dólares.

$$\text{Total de Ingreos (USD)} = \text{Producción Neta (BBL)} * \text{Precio del Barril Brent} \left(\frac{\text{USD}}{\text{BBL}} \right)$$

$$\text{Total de Ingreos (USD)} = 43906 \text{ BBL} * 75 \left(\frac{\text{USD}}{\text{BBL}} \right) = 3292950 \text{ USD}$$

En la tabla 35 se muestran los ingresos totales netos para los dos tipos de tecnología.

Tabla 38. *Ingresos totales por producción de crudo descontando regalías*

| Ingresos totales con sarta inyección selectiva descontando regalías | | | |
|---|-----------------------|-------------------------|----------------|
| Periodo Trimestral | Producción Neta (BBL) | Precio del Barril (USD) | Ingresos (USD) |
| 1 | 10764 | 75 | 807300 |
| 2 | 10887 | 75 | 816525 |
| 3 | 11061 | 75 | 829575 |
| 4 | 11194 | 75 | 839550 |
| Ingreso Total | | | 3292950 |
| Ingresos totales sistema producción convencional descontando regalías | | | |
| Periodo Trimestral | Producción Neta (BBL) | Precio del Barril (USD) | Ingresos (USD) |
| 1 | 6210 | 75 | 465750 |
| 2 | 6136 | 75 | 460200 |
| 3 | 6009 | 75 | 450675 |
| 4 | 5908 | 75 | 443100 |
| Ingreso Total | | | 1819725 |

7.1.2 Egresos

El petróleo producido en el pozo A-1, es de tipo pesado por lo cual hay que tener en cuenta los costos de Instalación del sistema, los costos por tratamiento y los costos de inyección y tratamiento del agua inyectada en cada pozo, para que estos sean vendidos en el mercado internacional, por ende, la empresa operadora ha fijado un costo de 12 USD/BBL que corresponde al lifting cost.

Posteriormente al calcular los ingresos netos de cada una de las tecnologías que se evalúan en este proyecto de grado, también se debe calcular el impuesto de renta sobre las ganancias

obtenidas según lo establecido en el inciso primero del Artículo 240 del Estatuto Tributario, modificado por el Artículo 10 de la Ley 2277 del 13 de diciembre del 2022. La Tarifa general del impuesto de renta de las personas jurídicas para el año gravable del 2025 será del 35% como se muestra en la siguiente ecuación. Ecuación Cálculo para el descuento de renta de las ganancias netas del pozo A-1.

$$\text{Impuesto de Renta (USD)} = \text{Total de Ingreso Netos USD} * 32\%$$

$$\text{Impuesto de Renta (USD)} = 3292950 \text{ (USD)} * 35\%$$

$$\text{Impuesto de Renta (USD)} = 1152533 \text{ USD}$$

En la tabla 35 se encuentra las ganancias netas totales con el descuento del impuesto de renta del 35% correspondiente al 2025

Tabla 39. *Ingreso total neto de la compañía descontando el impuesto del 32% correspondiente al año 2025*

Ingresos totales con sarta inyección selectiva descontando impuesto de renta del 35% según Estatuto Tributario modificado por el Artículo 10 de la Ley 2277 del 2022

| Periodo Trimestral | Ingresos Neto (USD) | Porcentaje Impuesto de Renta (%) | Impuesto del 32% (USD) | Ingreso Total para la Compañía (USD) |
|--------------------|---------------------|----------------------------------|------------------------|--------------------------------------|
| 1 | 807300 | 35% | 282555 | 524745 |
| 2 | 816525 | 35% | 285783,75 | 530741,25 |
| 3 | 829575 | 35% | 290351,25 | 539223,75 |
| 4 | 839550 | 35% | 293842,5 | 545707,5 |
| | | Ingreso Total | 1152532,5 | 2140417,5 |

Ingresos totales con sistema producción convencional descontando impuesto de renta del 35% según Estatuto Tributario modificado por el Artículo 10 de la Ley 2277 del 2022

| Periodo Trimestral | Ingresos Neto (USD) | Porcentaje Impuesto de Renta (%) | Impuesto del 32% (USD) | Ingreso Total para la Compañía (USD) |
|--------------------|---------------------|----------------------------------|------------------------|--------------------------------------|
| 1 | 465750 | 35% | 163013 | 302738 |
| 2 | 460200 | 35% | 161070 | 299130 |
| 3 | 450675 | 35% | 157736 | 292939 |
| 4 | 443100 | 35% | 155085 | 288015 |
| | | Ingreso Total | 636904 | 1182821 |

Como se muestra en la tabla anterior se procede calcular los egresos por el lifting cost del campo y los egresos por los costos de inyección y calidad del agua inyectado en el pozo A-1.

Tabla 40. *Costos asociados al lifting cost para el pozo A-1*

| Costos de operación con sarta de inyección selectiva - LIFTING COST USD/BBL | | | |
|---|----------------------|------------|--------|
| Periodo (Trimestre) | LIFTING COST USD/BBL | Producción | USD |
| 1 | 12 | 11700 | 140400 |
| 2 | 12 | 11834 | 142008 |
| 3 | 12 | 12023 | 144276 |
| 4 | 12 | 12167 | 146004 |
| | | Total | 572688 |
| Costos de operación convencional - LIFTING COST USD/BBL | | | |
| Periodo (Trimestre) | LIFTING COST USD/BBL | Producción | USD |
| 1 | 12 | 6750 | 81000 |
| 2 | 12 | 6670 | 80040 |
| 3 | 12 | 6531 | 78372 |
| 4 | 12 | 6422 | 77064 |
| | | Total | 316476 |

Teniendo los ingresos netos totales de la empresa operadora y los egresos por tratamiento en el pozo, se procede a realizar el cálculo de las ganancias obtenidas en el año 2024.

Tabla 41. *Flujo de caja neta para sarta de inyección de agua selectiva y sistema de producción convencional*

| Flujo de caja neto de la empresa operadora con sarta de inyección selectiva | | | | | |
|---|------------------------------|--------------------------|----------------------------|---------------------|--------------------|
| Trimestre | Ingresos después de la renta | Egresos por lifting cost | Egresos por agua inyectada | Total, de egresos | Flujo neto de caja |
| 1 | 524745 | 140400 | 1025,8 | 141425,8 | 383319 |
| 2 | 530741 | 142008 | 1077,8 | 143085,8 | 387655 |
| 3 | 539224 | 144276 | 1373 | 145649 | 393575 |
| 4 | 545708 | 146004 | 1087,6 | 147091,6 | 398616 |
| | | | | Flujo total de caja | 1563165 |
| Flujo de caja neto de la empresa operadora con sistema de producción convencional | | | | | |
| Trimestre | Ingresos después de la renta | Egresos por lifting cost | Egresos por agua inyectada | Total, de egresos | Flujo neto de caja |
| 1 | 302738 | 81000 | 0 | 81000 | 221738 |
| 2 | 299130 | 80040 | 0 | 80040 | 219090 |
| 3 | 292939 | 78372 | 0 | 78372 | 214567 |
| 4 | 288015 | 77064 | 0 | 77064 | 210951 |
| | | | | Flujo Total de Caja | 866345 |
| Flujo de caja neto de la empresa operadora | | | | | |
| Trimestre | Ingresos después de la renta | Egresos por lifting cost | Egresos por agua inyectada | Total, de egresos | Flujo neto de caja |
| Sarta inyección selectiva de agua | 2140418 | 572688 | 4564 | 577252,2 | 1563165 |
| Sistema convencional de producción | 1182821 | 316476 | 0 | 316476 | 866345 |

Tabla 42. *Costos de inversión inicial para la conversión de un pozo inyector*

| Costos | | Tiempos | | |
|---|--------------|--|-----------|--------------|
| Costos planeados | USD | Días movilización | Días | |
| | | | 2,0 días | |
| Servicios de intervención | \$ 1.406.401 | Días intervención | 21,0 días | |
| Compras y materiales | \$ 268.888 | | | |
| Sub total inversiones intervención | \$ 1.675.290 | Escenarios probabilísticos | Tiempo | Costos (USD) |
| Inversiones especiales y gerenciamiento asociados a intervención (3%) | \$ 50.855 | P10 | 21,23 | \$ 1.591.525 |
| Sub total inversiones especiales | \$ 50.855 | P50 | 23,00 | \$ 1.675.290 |
| Contingencia (10%) | \$ 169.516 | P90 | 28,27 | \$ 2.010.348 |
| Escalación | \$ - | Intervenciones: | | |
| Total, Afe de Intervención | \$ 1.895.661 | <ul style="list-style-type: none"> • Pulling de sarta • Limpieza y calibración • Registros eléctricos • Cañoneo • Rectificación • Estimulación de zonas • Instalar sarta de inyección | | |
| Total, Tiempos | 23,00 | | | |

7.1.3 Cálculos de indicadores financieros

La empresa operadora establece una tasa de oportunidad del 11.25% efectiva anual, por facilidades del proyecto se trabajará a una tasa efectiva trimestral, a continuación, se muestra la conversión de la respectiva tasa:

- Tasa de interés de Oportunidad

$$(1 + i)^n = (1 + i)^n$$

$$(1 + 0.1125)^1 = (1 + i)^4$$

$$(1 + 0,1125)^{1/4} = (1 + i)^{4/4}$$

$$i = 0.02701079$$

$$TIO \text{ trimestral} = 2.70 \%$$

Teniendo en cuenta la tasa de oportunidad de la empresa operadora se procede a realizar el cálculo del valor presente neto para la sarta de inyección selectiva y el sistema de producción convencional tomando el precio del barril del crudo a 75 USD el barril por medio de la ecuación 2 del valor presente neto (VPN)

$$VPN = \sum_{n=0}^n \frac{\text{Flujo de Caja}}{(1 + i)^n}$$

$$VPN = -1895661$$

$$+ \sum_{n=0}^N \frac{383318}{(1 + 0.02701079)^1} + \frac{387655}{(1 + 0.02701079)^2} \frac{393575}{(1 + 0.02701079)^3}$$

$$+ \frac{398616}{(1 + 0.02701079)^4}$$

$$VPN = 1193520 \text{ USD Para Sarta Inyeccion Selectiva}$$

$$\begin{aligned}
 & VPN = -280000 \\
 & + \sum_{n=0}^N \frac{221738}{(1 + 0.02701079)^1} + \frac{219090}{(1 + 0.02701079)^2} \frac{214567}{(1 + 0.02701079)^3} \\
 & + \frac{210951}{(1 + 0.02701079)^4}
 \end{aligned}$$

$$VPN = 531320 \text{ USD Sistema de producción Convencional}$$

Después de haber el valor presente neto se procede a calcular la tasa interna de retorno (TIR) dado que es uno de los indicadores más utilizados para determinar la rentabilidad de un proyecto. Este se calcula al llevar el valor presente neto a cero. En caso de que la TIR sea mayor al TIO el proyecto es rentable. Según la ecuación 3. Se procede a realizar el cálculo del TIR para la sarta de inyección selectiva y el sistema convencional de producción

$$0 = -1895661$$

$$\begin{aligned}
 & + \sum_{n=0}^N \frac{383318}{(1 + 0.02701079)^1} + \frac{387655}{(1 + 0.02701079)^2} \frac{393575}{(1 + 0.02701079)^3} \\
 & + \frac{398616}{(1 + 0.02701079)^4}
 \end{aligned}$$

$$TIR = 87,6\% \text{ Para Sarta Inyeccion Selectiva}$$

$$0 = -280000$$

$$\begin{aligned}
 & + \sum_{n=0}^N \frac{221738}{(1 + 0.02701079)^1} + \frac{219090}{(1 + 0.02701079)^2} \frac{214567}{(1 + 0.02701079)^3} \\
 & + \frac{210951}{(1 + 0.02701079)^4}
 \end{aligned}$$

$$TIR = 68,4\% \text{ Para Sistema de producción Convencional}$$

Cuando se calcula el TIR de cada una de la tecnología se procede a calcular la relación Beneficio costo (B/C) como se muestra en la siguiente ecuación, este indicador se evalúa teniendo en cuenta las siguientes consideraciones. Ecuación Cálculo para la relación beneficio-costo.

$$B/C = \frac{1563165 * 4}{1895561}$$

$$B/C = \frac{6252660}{1895561}$$

$$\frac{B}{C} = 3.298 \quad \text{Para la tecnología PCP Metal – Metal}$$

$$B/C = \frac{866345}{568700}$$

$$\frac{B}{C} = 1.52 \quad \text{Para el sistema de producción Convencional}$$

Si $B/C > 1$, indica que el proyecto es rentable, ya que indica que los ingresos son mayores a los egresos

Si $B/C = 1$, es indiferente seleccionar esta propuesta o alguna otra, ya que los ingresos son iguales los egresos.

Si $B/C < 1$, indica que el proyecto no resulta rentable ya que los ingresos son menores que los egresos

Después de haber realizado el cálculo de los indicadores anteriores es necesario saber en cuanto tiempo se recupera la inversión realizada, por el cual es necesario calcular el Payback como se muestra en la siguiente ecuación.

$$\text{Payback: } \frac{\text{Inversion Inicial}}{\text{Flujo de caja anual}}$$

$$\text{Payback: } \frac{1895561}{6252660}$$

$$\text{Payback: } 0.303 \text{ Años} = 3.63 \text{ Meses} = 109 \text{ Días}$$

El tiempo de recuperación de la sarta de inyección selectiva corresponde a 3.63 meses y el sistema convencional de producción corresponden a 7.87 meses. La diferencia entre las dos tecnologías para la recuperación del dinero es 4,23 meses respecto a uno pozo.

Teniendo en cuenta los cálculos realizados anteriormente se presentará una tabla con los indicadores económicos de los pozos A-1, A-2, A-3 con el fin de resumir detalladamente los valores obtenidos durante la conversión de los pozos.

Tabla 43. *Indicadores económicos de los pozos evaluados*

| Indicadores económicos para el pozo A-1 | | | | | |
|---|---------|--------|-----------------------------|--------------------|-------------------|
| Sistema | VPN | TIR | Relación Costo/Beneficio | PAYBACK (Meses) | PAYBACK (Días) |
| Sarta inyección selectiva | 1193520 | 87,60% | 3,298 | 3,63 | 109 |
| Sistema convencional de producción | 531320 | 68,40% | 1,52 | 7,87 | 236 |
| Indicadores económicos para el pozo A-2 | | | | | |
| Sistema | VPN | TIR | Relación Costo/Beneficio | PAYBACK (Meses) | PAYBACK (Días) |
| Sarta inyección selectiva | 1102672 | 79,30% | 2,94 | 3,95 | 119 |
| Sistema convencional de producción | 510967 | 61,40% | 1,43 | 8,7 | 261 |
| Indicadores económicos para el pozo A-3 | | | | | |
| Sistema | VPN | TIR | Relación Costo/Beneficio | PAYBACK (Meses) | PAYBACK (Días) |
| Sarta inyección selectiva | 1090456 | 77,10% | 2,85 | 4,17 | 125 |
| Sistema convencional de producción | 502387 | 53,50% | 1,57 | 9,12 | 274 |

De los datos anteriores se desprende que el sistema de sarta de inyección selectiva es el mejor, no solo por lo que se refiere a producción de crudo incremental del campo, sino también porque permite recuperar la inversión en un plazo corto; es importante resaltar que los valores obtenidos se basan en el patrón de 5 puntos, es decir, por lo menos, por cada pozo inyector a realizarse en el campo la inyección será reflejada en los pozos vecinos o aledaños por disponer del mismo clúster de productividad.

8. Discusión

El presente estudio abordó el análisis de factibilidad económica de la conversión de pozos depletados a inyectores de agua con sarta de inyección selectiva en un campo petrolero del municipio de Castilla La Nueva, enmarcándose en la guía de buenas prácticas del PMBOK sexta edición. La implementación de esta tecnología se evaluó en función de su impacto en la recuperación secundaria del crudo pesado y su viabilidad económica comparada con los métodos convencionales de inyección de agua.

Los resultados obtenidos permiten evidenciar que la conversión de pozos depletados a inyectores de agua con sarta de inyección selectiva puede representar una estrategia efectiva para optimizar la producción de crudo pesado. A partir del análisis histórico de producción, se observó que el uso de la inyección selectiva permite un mejor control del barrido frontal, mitigando problemas como la canalización de agua y favoreciendo una mayor eficiencia en la recuperación del hidrocarburo.

Desde el punto de vista técnico, la aplicación de esta tecnología demostró mejoras en la distribución del flujo de inyección, lo que se tradujo en un incremento en el factor de recuperación. Además, se definieron criterios clave para la selección de pozos candidatos, considerando parámetros geológicos, petrofísicos y operacionales que permiten predecir el desempeño de la estrategia de conversión.

En el análisis económico, los costos asociados a la conversión de pozos fueron comparados con el potencial de producción incremental y los beneficios obtenidos en términos de ingreso neto. La aplicación de técnicas de análisis financiero, como el VPN y la TIR, permitió determinar que, bajo ciertas condiciones de mercado y costos operacionales, la implementación de la sarta de inyección selectiva es viable y rentable en el mediano plazo.

Desde la perspectiva de gestión de proyectos, la aplicación de la guía PMBOK sexta edición proporcionó un marco estructurado para la planificación y ejecución del proyecto. La identificación de áreas de conocimiento clave, como la gestión del alcance, costos, riesgos y calidad, permitió minimizar incertidumbres y garantizar la alineación de la estrategia con los objetivos corporativos.

En conclusión, la conversión de pozos depletados a inyectores de agua con sarta de inyección selectiva representa una alternativa viable para mejorar la recuperación de crudo pesado en campos maduros. La combinación de análisis técnico, económico y de gestión de proyectos permite sustentar la toma de decisiones basada en datos, reduciendo riesgos y maximizando el valor para las empresas operadoras en el sector Oil&Gas.

9. Conclusiones

La conversión de pozos depletados a inyectores de agua con sarta de inyección selectiva representa una alternativa viable para mejorar la recuperación de crudo pesado en campos maduros. La combinación de análisis técnico, económico y de gestión de proyectos permite sustentar la toma de decisiones basada en datos, reduciendo riesgos y maximizando el valor para las empresas operadoras en el sector Oil&Gas.

Adicionalmente, se evidencia que la aplicación de la guía de buenas prácticas del PMBOK facilita una estructuración adecuada del proyecto, optimizando la gestión de recursos y asegurando un control eficiente de costos y tiempos. La evaluación financiera respalda la viabilidad de la estrategia, siempre que se garantice una adecuada selección de pozos y una correcta implementación operativa.

La implementación de esta tecnología puede también contribuir a la sostenibilidad del campo petrolero, prolongando su vida productiva y reduciendo la necesidad de perforación de

nuevos pozos. Esto tiene implicaciones ambientales y económicas significativas al disminuir la huella de carbono asociada a la exploración y desarrollo de nuevos yacimientos.

Otro aspecto relevante es la adaptabilidad de la inyección selectiva a diferentes tipos de formaciones y entornos operacionales. Se recomienda realizar estudios adicionales para validar su aplicabilidad en otras regiones y optimizar el diseño de las sartas de inyección según las características del yacimiento.

La integración de las buenas prácticas en gestión del costo permite una mejor planificación y control de los recursos financieros, asegurando que la inversión en la sarta de inyección selectiva sea sostenible y genere el retorno esperado. Además, facilita el análisis de costo-beneficio para justificar la adopción de la tecnología en comparación con sistemas convencionales.

La incertidumbre en proyectos de conversión de pozos depletados a inyectores puede afectar la viabilidad técnica y económica. La aplicación de los procesos de gestión de riesgos de la guía PMBOK sexta edición ayuda a identificar, analizar y mitigar posibles problemas como la pérdida de inyectividad, el daño a la formación y los costos imprevistos de operación.

La guía PMBOK sexta edición permite una mejor gestión de los interesados en proyectos de inyección de agua, asegurando que las expectativas de operadores, reguladores, contratistas y comunidades locales sean adecuadamente gestionadas. Esto reduce posibles conflictos y mejora la aceptación del proyecto.

A través de los procesos de análisis de alternativas dentro del grupo de planificación de la guía PMBOK sexta edición, se pueden comparar diferentes configuraciones de sarta de inyección selectiva y seleccionar la más adecuada en función de la productividad del yacimiento, la compatibilidad con la infraestructura existente y la viabilidad económica.

El uso de la guía PMBOK sexta edición en proyectos de sarta de inyección selectiva de agua en Colombia proporciona un marco robusto para la gestión eficiente de recursos, riesgos y costos, garantizando que la implementación sea técnicamente viable, económicamente rentable y ambientalmente sostenible. Además, facilita la toma de decisiones estratégicas y el cumplimiento normativo, impulsando el desarrollo de soluciones innovadoras en el sector petrolero del país.

Finalmente, este estudio sienta las bases para futuras investigaciones en la optimización de las estrategias de recuperación mejorada, considerando nuevas tecnologías y técnicas de monitoreo en tiempo real que permitan maximizar la eficiencia del proceso y mejorar la rentabilidad del negocio petrolero.

Referencias

- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2019). Balance de reservas de petróleo y gas natural país 2019. Colombia.
- Aguirre, P. C.(2003). Exploración de petróleo en Colombia. Una aproximación empírica. Desarrollo y sociedad. Universidad de los Andes.
- Ahmad, A y Baojun, B. Recent Developments and Updated screening Criteria of Enhanced Oil Recovery Techniques. SPE 130726. En: International Oil & Gas Conference and Exhibition in China, Beijing, China, 8-10 June 2010.
- Algeroy, J., Auzeais, F., Davies, J., Johannessen, O.,Malde, O., & Newberry, P. (1999). Control remoto de yacimientos. Oilfield Review, 11(3), 18-29.
- Arashi, A., y Konopczynski, M. (2003). A Dynamic Optimisation Technique for Simulation of Multi-Zone Intelligent Well Systems in a Reservoir Development. Offshore Europe. Aberdeen, United Kingdom: SPE 83963.
- Arias Gutiérrez, J y Chancusig Manotoa, M. (2017). Estudio para la implementación de un proyecto piloto de recuperación secundaria por inyección de agua en la arena u inferior del campo Sacha. Quito: UCE. Disponible en: <http://www.dspace.uce.edu.ec/handle/25000/12992>.
- Campetrol. (2020, Abril). Balance Petrolero Campetrol. Cierre de 2019 e Incertidumbre 2020: La nueva coyuntura de precios y los desafíos del COVID-19.
- Castelblanco Casallas, I. F et al. (2022). Optimización de un proceso de inyección de agua en un campo de crudo pesado en los Llanos Orientales. Universidad de los Andes.
- CMG. Simulación de inyección de químicos utilizando STARS. Chemical Flooding Simulation. 2011.

De, A., Silin, D., y Patzek, T. (2000). Waterflood Surveillance and Supervisory Control. SPE/DOE Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma: SPE 59295.

Del Monte, A., Gaviria, W. Waterflooding Optimization in Multilayered Fields. Bogota, Colombia, January 2016.

Duque H. (2021). Análisis de los impactos sociales de las pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) en las comunidades del oriente antioqueño: Caso PCH el Popal, municipio de Cocorná. Tesis de Maestría. Universidad de Medellín.

Dyer, S., El-Khazindar, Y., Huber, M., Raw, I., & Reed, D. (2008). Terminaciones inteligentes: Manejo automatizado de pozos. Oilfield Review, 19(4), 4-17.

Fajardo, C. A., et al. (2017). Propuesta metodológica de gerencia de proyectos para la intervención de pozos petroleros. Universidad EAN.

Gao, P., and Towler, B. Integrated Evaluation of surfactant-Polymer Floods. SPE 129590. En: SPE EOR Conference at Oil & Gas West Asia, Oman, 11-13 April 2010.

Giraldo Gonzalez, Germán Eduardo, et al. Diagnóstico de prácticas de iniciación y planeación en gerencia de proyectos en pymes del sector de la construcción. En: Magazine School of Business Administration [en línea]. 18, octubre, 2018. [Consultado marzo, 2025]. Disponible en Internet: . ISSN 2590-521X.

Grados Bueno, Claudia V, & Pacheco Riquelme, Eduardo M. (2016). El impacto de la actividad extractiva petrolera en el acceso al agua: el caso de dos comunidades kukama kukamiria de la cuenca del Maraón (Loreto, Perú). Anthropologica, 34(37), 33-59. <https://doi.org/https://doi.org/10.18800/anthropologica.201602.002>.

Jin, B.A, Jiang, H.A, Zhang, X.B, Wang, J.A, Yang, J.C, Zheng, W.B. Numerical Simulation of Surfactant-Polymer Flooding (SCOPUS).

- León, Y. M., et al. (2021). Adaptación de la metodología para la ejecución de proyectos de ingeniería, diseño y fabricación de equipos para el tratamiento de agua asociada a la producción en la empresa ABC del sector petrolero en Colombia, aplicando las buenas prácticas de la guía PMBOK.
- Lledó, Pablo. Director de proyectos: Cómo aprobar el examen PMP® sin morir en el intento. USA.
- Lucuara Reyes, E. D., et al. (2018). Desarrollo de un modelo de estandarización operacional para el diseño de sartas selectivas en pozos inyectoros del campo La Cira Infantas. Fundación Universidad de América.
- Martínez Jaimes, J. P., & Turriago Meza, J. (2022). Optimización de un proceso de inyección de agua en un campo de crudo pesado en los Llanos Orientales. Universidad de los Andes.
- Medina Lugo, C. A., & Medina Orjuela, M. E. (2018). Evaluación de completamientos de sartas de inyección selectiva con el uso de válvulas reguladoras de flujo instaladas en el campo San Francisco. Universidad Surcolombiana.
- Melo Abdala, A. F. (2024). Diseño óptimo de un completamiento para la inyección selectiva de agua en yacimientos heterogéneos. Fundación Universidad de América.
- Ministerio de Minas y Energía, & Beta Group Services S.A.S. (2018). INFORME FINAL EITI 2018: Consultoría para desarrollar las funciones de "administrador independiente" del reporte de cotejo eiti colombia año fiscal 2018, de acuerdo con los parámetros y requerimientos establecidos por el ctn, la secretaría técnica y el estándar eiti.
- Navas, E., Jimenez, R., Caldera, G., Ortiz, J., Agudelo, O., Hernández, M., López, J., & Mora, G. (2020). Análisis integrado del proceso de inyección de agua en el campo Casabe: una

estrategia para reducir la incertidumbre y mejorar la eficiencia de recobro. *Revista Fuentes, el reventón energético*, 18(2), 123-133. <https://doi.org/10.18273/revfue.v18n2-2020008>

Pinzón Agudelo, P. M., & Rugeles Reyes, E. (2015). Evaluación de los componentes de las sartas selectivas como una oportunidad de mejora del sistema de inyección en el campo La Cira – Infantas. Universidad Industrial de Santander.

Project Management Institute. (2017). *Guía de los Fundamentos para la Dirección de Proyectos (Guía del PMBOK) (6ta ed)*.

Rúa-Ramírez, E., Mendoza-Jiménez, I., Torres-Suarez, E., Flórez-Serrano, E., & Serrano-Rico, J. (2021). Banco de pruebas didáctico para aprendizaje y medición del rendimiento de paneles solares fotovoltaicos. *Revista UIS Ingenierías*, 20(2), 1–10. <https://doi.org/10.18273/revuin.v20n2-2021001>.

Ruiz, R. A. & Reina, L. (2023). Formulación de un modelo integrado en gestión de proyectos basado en estándares internacionales aplicado a la empresa Redes Eléctricas S.A.. Recuperado de: <http://hdl.handle.net/10882/12712>.

Sandoval, J. (2013). Metodología para la Identificación de Pozos con Oportunidades de Incremento de Producción en Campos Maduros. Quito: Universidad Central del Ecuador.

Saraí Guillart, J. (2019). tesis Análisis Del Área “Gestión De Riesgos Del Proyecto” Comparando Los Principales Estándares Y Metodologías De Dirección De Proyectos. Obtenido de Repositorio Univerdiad de Valencia: https://riunet.upv.es/bitstream/handle/10251/128257/20058346T_TFM_15643063895476827010539314827924.pdf.

Seright, R., y Liang, J. A survey of field applications of gel treatments for water shutoff. SPE 26991. En: III Latin American/Caribbean Petroleum Engineering Conferenced. Argentina. 27-29 April 1994.

Sheng, James. Modern Chemical Enhanced Oil Recovery. Theory and Practice. ELSEVIER. 2011

Silin, D. B., Holtzman, M. J., Patzek, T. W., Brink, J., & Minner, M. (Octubre 2005). Waterflood Surveillance and Control: Incorporating Hall Plot and Slope Analysis. Proceedings of SPE Annual Technical Conference and Exhibition. Dallas, Texas.

Sorbie, K. Polymer Improved Oil Recovery. Boca Raton, FL: CRC Press; 1991.

SPE 93879.

Taber, J., and Martin, F.D. Technical Screening Guides for the Enhanced Recovery of Oil. SPE 12069. En: 58th Annual Technical Conference and Exhibition. San Francisco, CA, October 5-8, 1983.

Taber, J., Martin, F.D., and SERIGHT, R. EOR Screening Criteria Revisited – Part 1: Introduction to Screening Criteria and Enhanced Recovery Field Projects. SPE 35385. Improved Oil Recovery Symposium. Tulsa, Oklahoma, 21 AL 24 DE April, 1997.

Taber, J.J., “The injection of detergent slugs in water floods,” Trans., AIME (1958) 213, 186-192.

Terrado, M., Yudono, S., & Thakur, G. (2007). Waterflooding Surveillance and Monitoring: Putting Principles Into Practice. Society of Petroleum Engineers, 10(5), 552-562.

Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME). (2015). Informe de Gestión 2014-2015. UPME.

Valencia, R. T. (2012). Recuperación secundaria por inyección de agua. Programa de Ingeniería en Petróleos Escuela Politécnica Nacional.

Apéndices

Apéndice A. Costos estimados en la gestión del proyecto

| Costos | | Tiempos | | Días |
|---|---------------------|-----------------------------------|----------------------|---------------------|
| Costos Planeados | USD | Días Movilización | 2,00 Días | |
| Servicios de intervención | \$ 1.406.401 | DIAS INTERVENCIÓN | 21,00 Días | |
| Gestión de proyectos | \$ 140.640 | | | |
| Contingencias de gestión de proyecto | \$ 42.192 | | | |
| Compras y materiales | \$ 268.888 | | | |
| Sub total inversiones intervención | \$ 1.858.122 | Escenarios Probabilísticos | Tiempo (Días) | Costos (USD) |
| Inversiones especiales y gerenciamiento asociados a intervención (3%) | \$ 50.855 | P10 | 21,23 | \$ 1.765.216 |
| Sub total inversiones especiales | \$ 50.855 | P50 | 23,00 | \$ 1.858.122 |
| contingencia (10%) | \$ 169.516 | P90 | 28,27 | \$ 2.229.746 |
| escalación (ajustes tarifa del dólar) | \$ 148.650 | | | |
| total, afe de intervención | \$ 2.227.143 | | | |
| total, tiempos | 23,00 | | | |

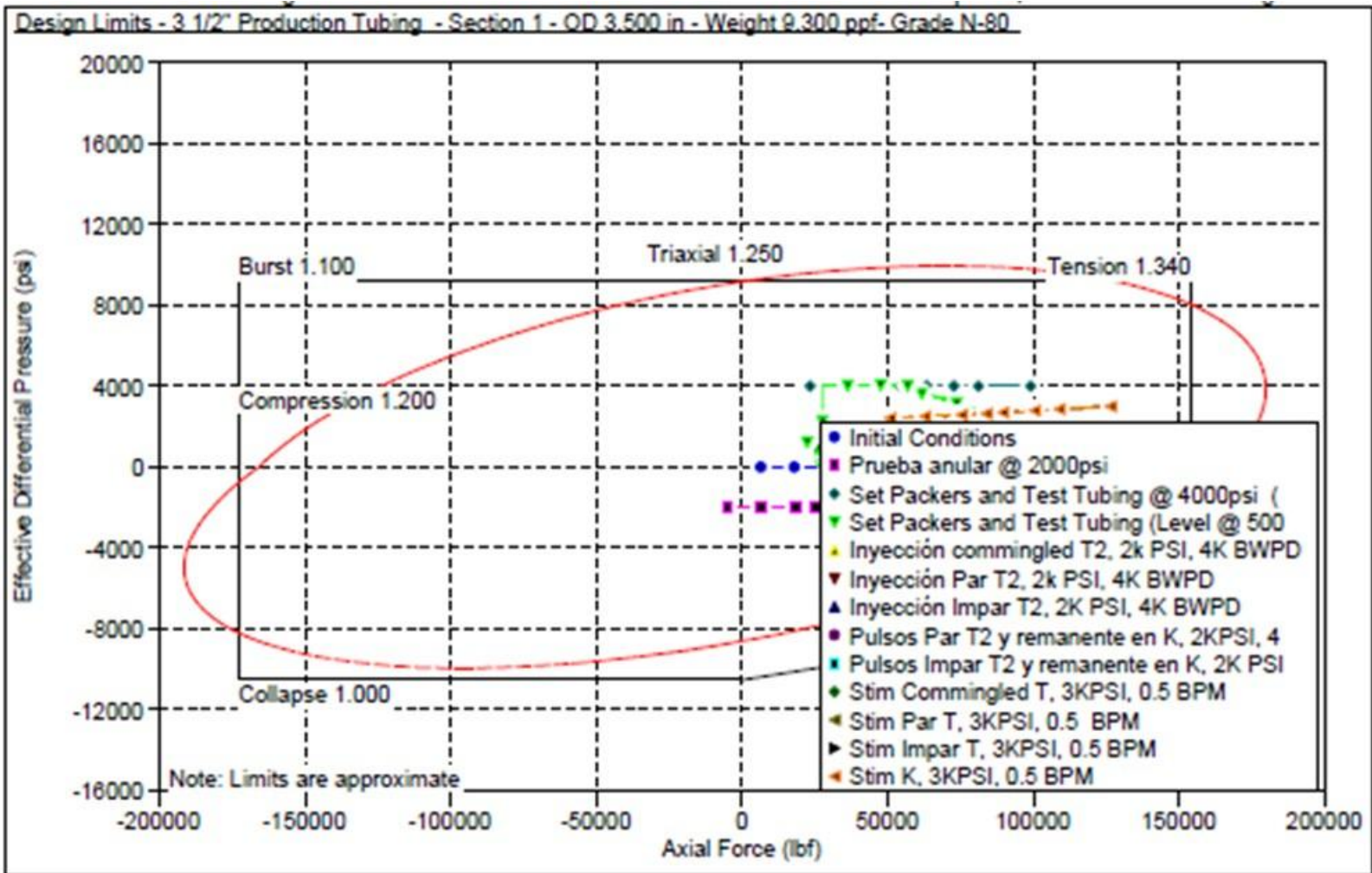
Apéndice B. *Identificación de riesgos específicos para la intervención-contingencia*

| Tabla resumen de identificación de riesgos específicos para la intervención-contingencia | | |
|---|---|--------------------|
| ID del riesgo | Descripción del riesgo | Costo total |
| R1 | Paro de operaciones, bloqueos | \$43.198 |
| R2 | Pescado después o durante sacada de completamiento inyector. | \$46.502 |
| R3 | Daño en los equipos de la sarta de limpieza (WBCO). | \$21.935 |
| R4 | Limpieza deficiente del liner y revestimiento. | \$28.281 |
| R5 | Falla de herramientas de registros eléctricos | \$45.652 |
| R6 | Falla en detonación de cañones o cañoneo fuera de profundidad | \$23.245 |
| R7 | Daño de algún componente durante la corrida de completamiento selectivo | \$22.717 |
| R8 | Daño del TH, sección B y/o tapón del penetrador durante la instalación del completamiento selectivo | \$49.419 |
| R9 | Mal funcionamiento de componentes del completamiento selectivo | \$35.163 |
| R10 | Falla en componentes de superficie | \$27.253 |
| Total | | \$343.365 |

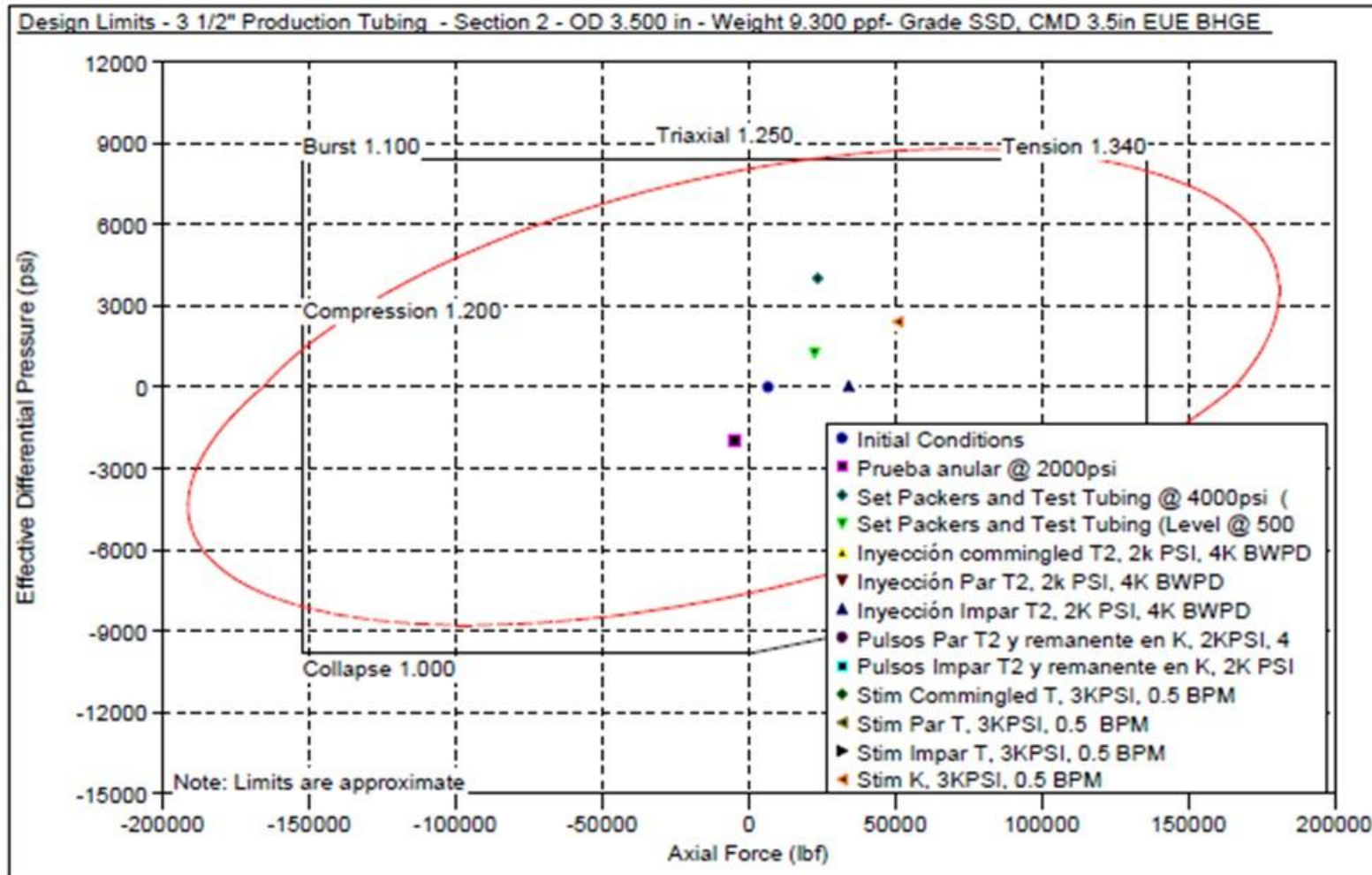
Apéndice C. Matriz de probabilidad y ocurrencia

| Probabilidad de ocurrencia | | | | |
|----------------------------|---|--|------------------|-----------------------|
| Ocurre en 1 de 100 | Ocurre en 1 de 20 | Ocurre en 1 de 10 | Ocurre en 1 de 5 | Ocurre en 1 de cada 2 |
| Muy baja | Baja | Media | Alta | Muy Alta |
| R-18 | R-01 R-02 R-03 R-04 R-09 R-10 | R-06 R-11 R-07 R-08 R-23 R-24 R-05 R-20 | | |
| | | R-12 R-21 R-13 R-22 R-14 R-19 R-15 R-25 R-26 | | |
| | R-16 R-17 | | | |

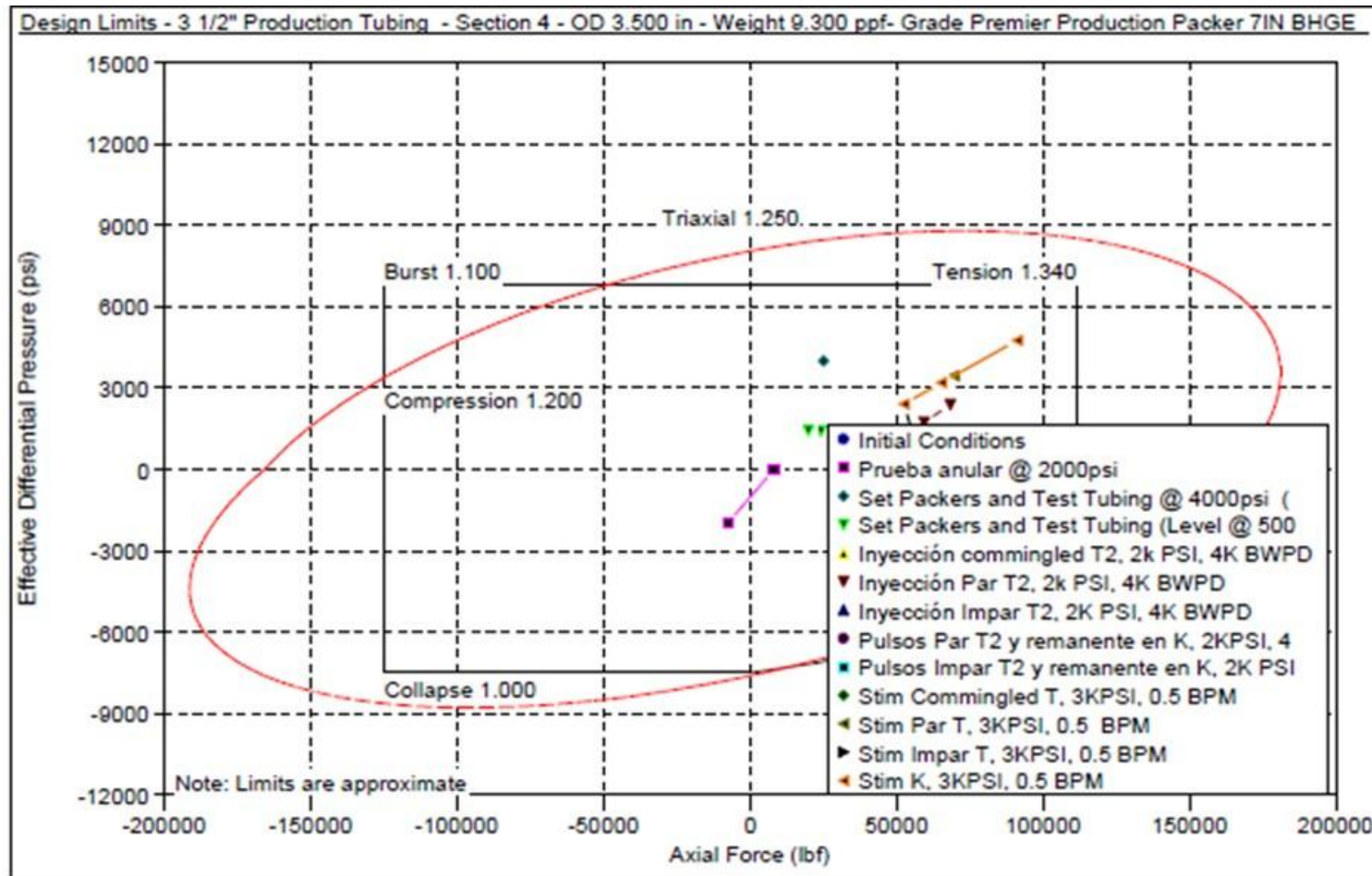
Apéndice D. Simulación de tubería inyección selectiva en WellCat



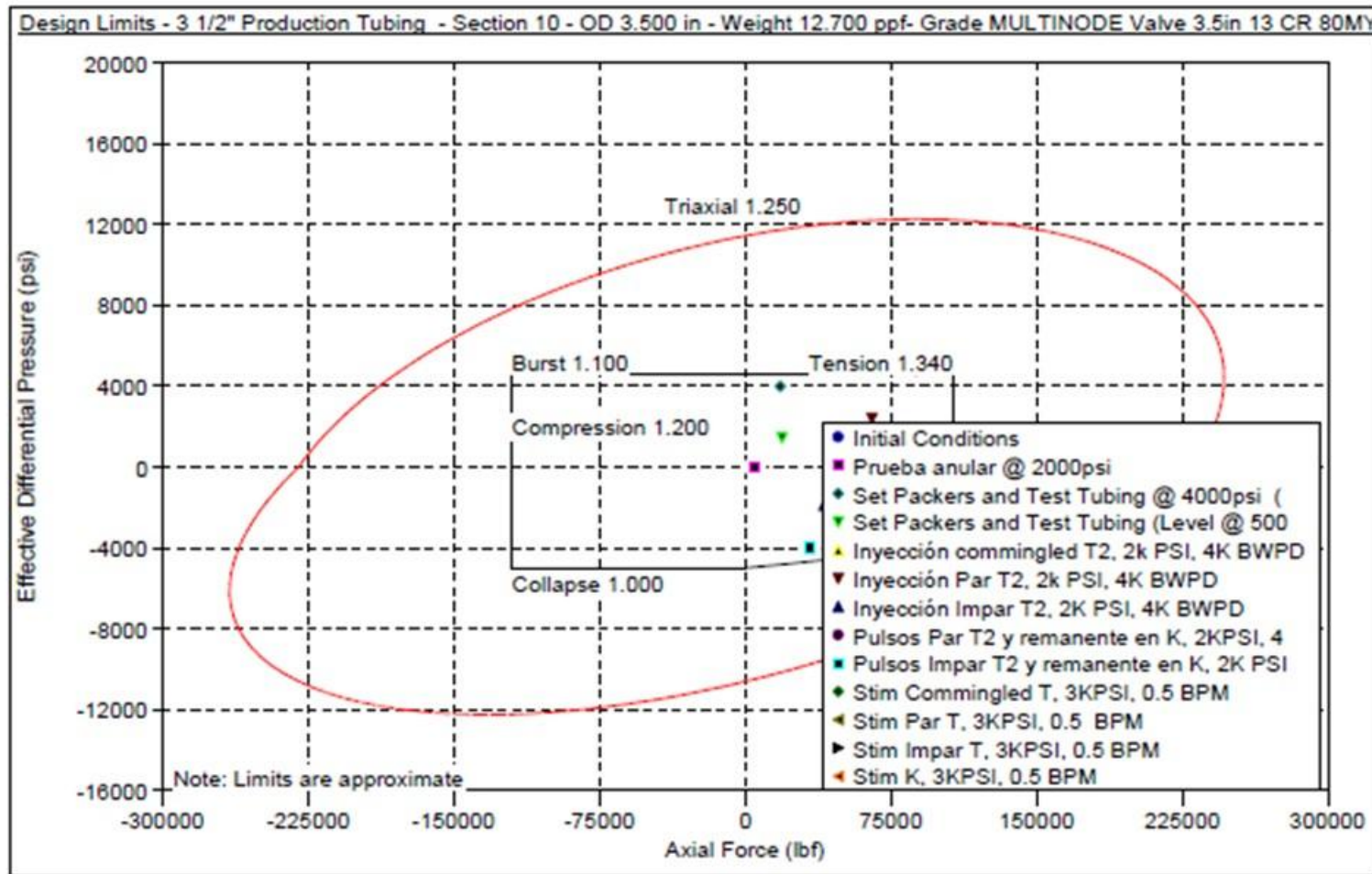
Apéndice E. Simulación de camisa de circulación



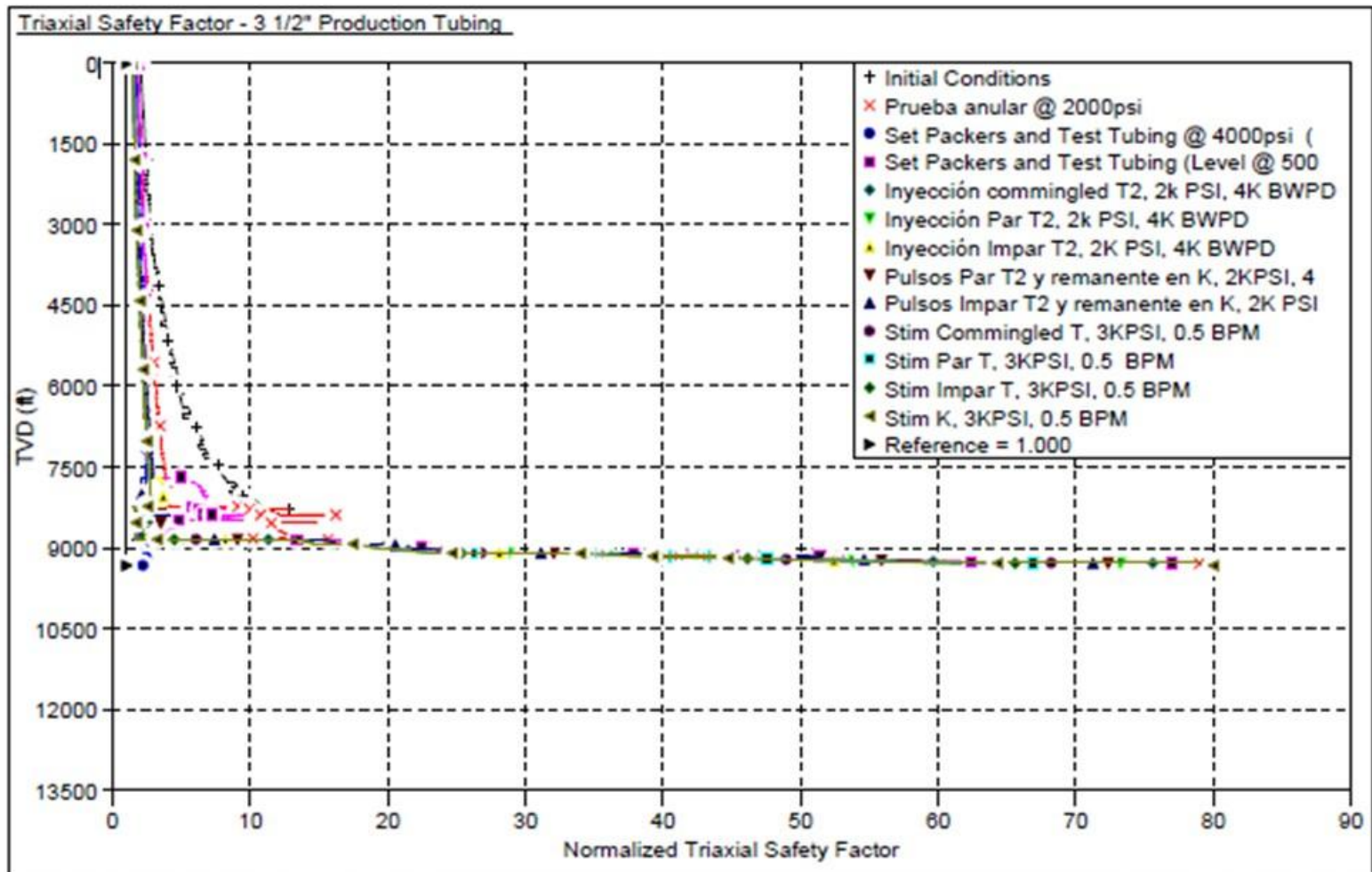
Apéndice F. Simulación de los empaques



Apéndice G. Simulación de válvulas



Apéndice H. Simulación de fuerzas triaxiales



Apéndice I. Simulación de fuerzas axiales

