



ESCUELA DE NEGOCIOS

MAESTRÍA EN GESTIÓN DE PROYECTOS

TÍTULO DEL TRABAJO:

PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK®  
DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) DE  
INYECCIÓN DE AGUA PARA RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN  
EL CAMPO DRAGO

Profesor Guía

SANTIAGO CARTAGENA DE LA CUEVA

MBA, PMP, SMC, DASSM

Autores:

ANDREA MORILLO

PATRICIA POVEDA

2024

## RESUMEN

El trabajo "Inyección de Agua para Recuperación Secundaria en el Campo Drago" se enfoca en implementar un proyecto de inyección de agua para mejorar la producción de pozos en el campo Drago. Los objetivos principales incluyen el reacondicionamiento de pozos para convertirlos en productores e inyectores de agua, con un enfoque en la optimización de costos y recursos. Se ha seguido un enfoque basado en la Guía PMBOK del PMI, con la creación de una Estructura de Desglose del Trabajo (EDT) para una gestión eficiente de los entregables y tareas del proyecto.

El análisis detallado de la industria, los factores internos y externos de la empresa, y la viabilidad económica y financiera del proyecto respaldan la toma de decisiones. Se han definido claramente los roles y responsabilidades del equipo técnico, así como los plazos y presupuestos asociados.

En conclusión, el proyecto de inyección de agua para recuperación secundaria en el campo Drago se presenta como una iniciativa estratégica para mejorar la producción de pozos de manera sostenible y eficiente, con un enfoque en la optimización de recursos y costos operativos.

## **ABSTRACT**

The work "Water Injection for Secondary Recovery in the Drago Field" focuses on implementing a water injection project to improve the production of wells in the Drago field. The main objectives include the workover of wells to become water producers and injectors, with a focus on cost and resource optimization. An approach based on PMI's PMBOK Guide has been followed, with the creation of a Work Breakdown Structure (WBS) for efficient management of project deliverables and tasks.

Detailed analysis of the industry, internal and external business factors, and the economic and financial viability of the project support decision making. Roles and responsibilities of the technical team are clearly defined, as well as associated timelines and budgets.

In conclusion, the water injection project for secondary recovery in the Drago field is presented as a strategic initiative to improve well production in a sustainable and efficient manner, with a focus on optimizing resources and operating costs.

## Tabla de contenido

1. INTRODUCCIÓN: DIAGNÓSTICO Y DEFINICIÓN DE OBJETIVOS.....	1
1.1. Antecedentes .....	1
1.1.1. Análisis de la industria o sector.....	5
1.1.1.1. Análisis PESTEL.....	6
1.1.1.2. Análisis de las fuerzas de Porter.....	8
1.1.2. Análisis de Factores internos y externos de la empresa.....	10
1.1.3. Identificación del Estado actual y Estado futuro.....	12
1.1.4. Planteamiento y formulación del problema o del Plan de Mejora con el Proyecto <sup>12</sup>	
- U Inferior .....	14
- T Inferior.....	15
1.2. Objetivos .....	17
1.2.1. Objetivo general.....	17
1.2.2. Objetivos específicos .....	17
2. CASO DE NEGOCIO DEL PROYECTO Y SU VIABILIDAD.....	18
2.1 Análisis de alternativas generales. ....	18
2.1.1 Descripción técnica de Producto.....	28
2.2 Análisis Económico .....	29
2.3 Análisis Financiero .....	30
2.3.1. Evaluación Financiera: .....	32
2.3.1 Viabilidad .....	35
3. PROCESOS DEL PROYECTO ALINEADO AL ESTÁNDAR DEL PMI PMBOK v6	36
3.1 Desarrollo del acta de constitución del proyecto.....	36
3.2 Gestión de integración del proyecto. ....	43
3.2.1 Control integrado de cambios.....	46
3.2.2 Lecciones aprendidas.....	48
3.2.3 Cierre.....	50
4. DESARROLLO DE LAS ÁREAS DEL CONOCIMIENTO ALINEADO AL ESTANDAR DEL PMBOK 6	53
4.1 Planificación de la gestión, del alcance, cronograma y costos .....	53
4.1.1 Planificación de la gestión del alcance .....	53
4.1.1.1 Plan de gestión de requisitos.....	58
4.1.1.2 Estructura de Desglose del trabajo (EDT).....	61

4.1.1.3	Diccionario EDT .....	62
4.1.2	Planificación de la Gestión de Cronograma .....	66
4.1.2.1	Cronograma.....	68
4.1.2.2	Diagrama de Gant .....	73
4.1.2.3.	Ruta Crítica:.....	79
4.1.3.	Plan de gestión de costos .....	80
4.1.3.1.	Estimación de Costos: .....	82
4.1.3.2.	Presupuesto del proyecto.....	83
4.1.3.3.	Curva S .....	85
4.2.	Elaboración de planes de calidad, recursos y comunicaciones.....	85
4.2.1.	Plan de gestión de calidad .....	85
4.2.2.	Plan de gestión de recursos .....	88
4.2.2.1.	Matriz de Recursos .....	93
4.2.3.	Plan de gestión de Interesados y comunicaciones .....	104
4.2.3.1.	Matriz de Evaluación del Involucramiento de los Interesados .....	108
4.2.3.2.	Plan de Gestión de Interesados .....	109
4.2.3.4.	Matriz de comunicaciones.....	112
4.3.	Planificación de la gestión de riesgos .....	113
4.3.1.	Identificación de Riesgos .....	117
4.2.4.	Mapa de Calor.....	120
4.2.5.	Mapa de Riesgos.....	121
5.1.	Planificación de la gestión de adquisiciones .....	123
4.3.2.	Plan de gestión de las adquisiciones .....	126
5.	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....	128
5.2.	Conclusiones.....	128
5.3.	Recomendaciones.....	130
6.	REFERENCIAS .....	131

## Índice de Figuras

Figura 1. Histórico de Producción del Campo Drago .....	3
Figura 2. Árbol de Problemas.....	13
Figura 3. Histórico de Presiones de Reservorio U Inferior Campo Drago. ....	14
Figura 4. Histórico de Presiones de Reservorio U Inferior PAD D Campo Drago. .....	15
Figura 5. Histórico de Presiones de Reservorio T Inferior Campo Drago.....	16
Figura 6. Histórico de Presiones de Reservorio T Inferior PAD D Campo Drago. .....	16
Figura 7. Índices Financieros. ....	35
Figura 8. WBS Proyecto.....	61
Figura 9. Diagrama de Gant.....	73
Figura 10. Ruta Crítica. ....	79
Figura 11. Curva S. ....	85

## Índice de Tablas

Tabla 1. Análisis Pestel.....	7
Tabla 2. Análisis FODA.....	11
Tabla 3. Costos de Inyección Polímeros.....	19
Tabla 4. Costos de Inyección de Agua.....	22
Tabla 5. Costos de Inyección de Vapor de Agua.....	24
Tabla 6. Rango de Medición.....	25
Tabla 7. Análisis de alternativas.....	27
Tabla 8. Perfil de Producción Estimado.....	30
Tabla 9. Inversión para la conversión a inyector de agua pozo DRRD-51.....	31
Tabla 10. Inversión para la conversión a Productor de Agua pozo DRRD-059.....	32
Tabla 11. Flujo de Caja.....	33
Tabla 12. Índices Financieros.....	35
Tabla 13. Acta de Constitución.....	36
Tabla 14. Matriz evaluación de involucramiento de los interesados.....	43
Tabla 15. Matriz Gestión de control de cambios.....	46
Tabla 16. Matriz Gestión registro de lecciones aprendidas.....	48
Tabla 17. Matriz Cierre del Proyecto.....	50
Tabla 18. Plan de Gestión del Alcance.....	53
Tabla 19. Declaración del Alcance.....	55
Tabla 20. Matriz de trazabilidad de Requisitos.....	60
Tabla 21. Diccionario EDT.....	62
Tabla 22. Plan de Gestión de Cronograma.....	66
Tabla 23. Cronograma.....	68
Tabla 24. Plan de Gestión de Costos.....	80
Tabla 25. Estimación de Costos Recurso Humano.....	82

Tabla 26. Estimación de Costos Recurso Material.....	82
Tabla 27. Línea base de costos .....	83
Tabla 28. Plan de Gestión de Calidad.....	86
Tabla 29. Plan de Gestión de los Recursos .....	89
Tabla 30. Matriz de Recursos.....	93
Tabla 31. Plan de Gestión de Interesados y Comunicaciones .....	104
Tabla 32. Registro Interesados. ....	106
Tabla 33. Matriz evaluación de involucramiento de los interesados.....	108
Tabla 34. Estrategias. ....	109
Tabla 35. Plan de Gestión de Comunicaciones.....	111
Tabla 36. Matriz de comunicaciones. ....	112
Tabla 37. Plan de Gestión de Riesgos. ....	114
Tabla 38. Matriz de Riesgos.....	117
Tabla 39. Mapa de Calor Riesgos .....	120
Tabla 40. Matriz de Riesgos.....	121
Tabla 41. Plan de Gestión de Adquisiciones .....	123
Tabla 42. Matriz de Gestión de Adquisiciones .....	126

# CAPÍTULO 1

## 1. INTRODUCCIÓN: DIAGNÓSTICO Y DEFINICIÓN DE OBJETIVOS

### 1.1. Antecedentes

La EP PETROECUADOR absorbió a la Empresa Petroamazonas EP, quien se encarga de atender a toda la cadena de valor, siendo estos que van desde la exploración y producción, refinación, transporte y almacenamiento, comercialización de petróleo, gas y sus derivados.

Dentro de la Gerencia de Exploración y Producción, se dispone la operación de 23 bloques, 20 en la Cuenca Oriente y 3 en la zona del Litoral. Siendo así que, uno de los bloques más importantes es el Campo Shushufindi que para el año 2023 tuvo un promedio de: 60,473 BPPD, con un acumulado de producción histórico de 1,484,655.74 Miles de barriles de petróleo.

Se presenta a continuación los eventos más importantes cronológicamente detallados:

En el año 1968: Se perfora el pozo Shushufindi – 01, hito importante que marca el descubrimiento del Campo Shushufindi.

En el año 1989: Creación de EP PETROEACUADOR, en sustitución de Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana (CEPE).

En el año 1993: Fusión entre PETROAMAZONAS y PETROPRODUCCIÓN.

En el año 2010: Creación de EP PETROECUADOR y PETROAMAZONAS EP.

En el año 2012: Se suscribe el Contrato No. 2012077 entre EP PETROECUADOR y Consorcio Shushufindi S.A. como socios estratégicos en el Campo Shushufindi – Aguarico con una vigencia de 15 años.

En el año 2013: Petroamazonas EP asume las operaciones relacionadas a Exploración y Producción, mientras que EP PETROECUADOR asume operaciones de transporte, refinación, almacenamiento y comercialización.

En el año 2017: Se realizan trabajos de fracturamiento hidráulico en los pozos del Campo Drago, con lo que se duplica la producción.

En el año 2018: Se suscribe el Contrato C0389-PAM-EP-2018 entre EP PETROECUADOR y CONDOR SERVICIOS PETROLEROS CONSEPETRO S.A. como socios estratégicos en el Campo Drago con una vigencia de 10 años.

El Activo Shushufindi comprende de los siguientes campos en producción:

- Shushufindi – Aguarico.
- Drago (Drago, Drago Norte y Drago Este)

### **Campo Drago:**

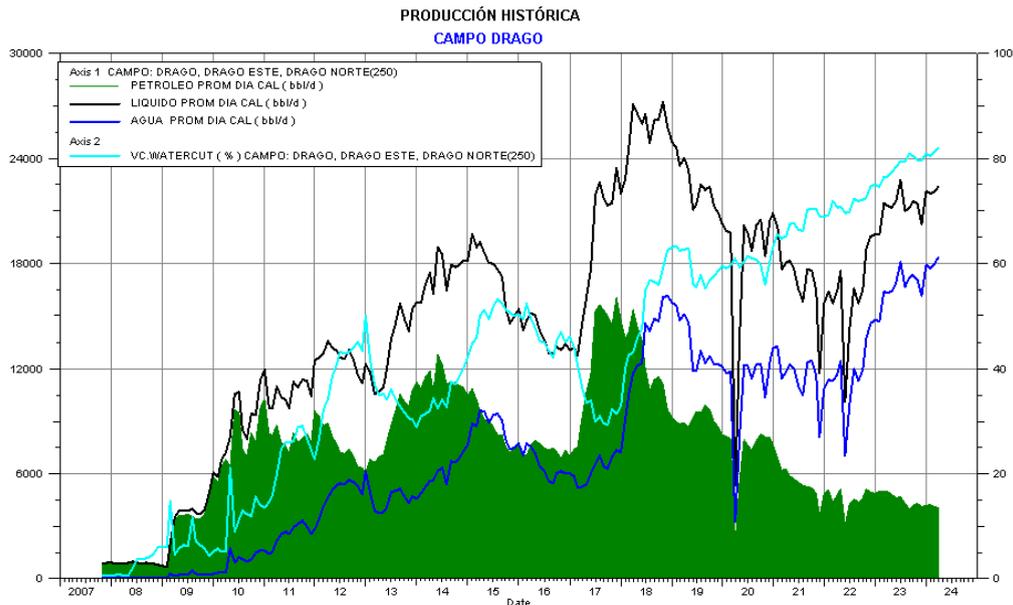
#### **- Historia:**

Las estructuras Drago, Drago Norte y Drago Este, originalmente conocido como prospecto "Vista Sur", fueron determinadas por CEPE en 1972 mediante la interpretación de líneas sísmicas 2D en el sector, las cuales PETROPRODUCCIÓN en el año 2006 interpretó el cubo sísmico 3D retomando el prospecto, denominándolo Campo Drago.

En el año 2007 la estructura fue descubierta mediante la perforación exitosa del Pozo Exploratorio Drago – 01, con un TD de 10,430' cuyas pruebas de producción del yacimiento U Inferior fue la siguiente: 832 BPPD, BSW 1% y un API de 27.9°.

Desde aquel año y hasta la actualidad se perforaron pozos de avanzada y desarrollo que confirmaron el potencial de hidrocarburo del campo, entre ellos se encuentran los yacimientos: H Superior, T Inferior, T Superior, U Inferior, U Superior y Basal Tena.

**Figura 1. Histórico de Producción del Campo Drago**



Fuente: Base de datos OFM, EP PETROECUADOR

- **Ubicación Geográfica:**

El Campo Drago (Drago, Drago Norte y Drago Este) se encuentra ubicado en la provincia de Sucumbíos, al Noreste del Campo Sacha y al oeste del Campo Shushufindi.

- **Sección de Geología:**

El Campo Drago corresponde a una estructura anticlinal asimétrica se constituye de tres altos principales: Drago, Drago Norte y Drago Este.

- **Roca Reservorio:**

Los reservorios principales, incluyen las facies presentes en la formación Napo que corresponden a la edad Cretácico Superior y son las areniscas U y T. Estas

formaciones se han desarrollado en ambientes marino-marginal en su mayor parte, siendo las barras y canales de marea las facies que predominan en un contexto transgresivo.

Las areniscas “U” y “T”, se componen cada una de ellas por dos cuerpos: Inferior y Superior. Su composición principal es cuarzosa de grano fino a medio, de regular a buena selección; cemento silíceo o calcáreo y la matriz arcillosa, con presencia de glauconita en los miembros superiores. (Morillo M, Poveda P, 2023, p .11)

La formación Hollín presenta depósitos clásticos de facies de plataforma marina somera y el cuerpo superior presenta un sistema transgresivo, la cual se divide en superior e inferior. (Morillo M, Poveda P, 2023, p .11)

### **Análisis de condiciones de presión y producción:**

En un informe reciente sobre los reservorios del Campo Drago señala que:

#### **PRODUCCIÓN U INFERIOR**

El reservorio U Inferior, es el principal productor del Campo Drago, inicia su producción en octubre de 2007, para el año 2009 se realiza campaña de perforación incorporando producción llegando a un pico de +/- 7,728 bppd en julio del 2010, a partir del 2013 se presenta un mantenimiento de producción en +/- 4000 bppd, para el año 2017 se realiza campaña de fracturamiento hidráulico llegando a un pico de 17,781 en diciembre de 2017, a partir de este mes se presenta una declinación fuerte y un incremento de producción de agua. Para el año 2019 la declinación se suaviza en relación al año anterior y se mantiene los caudales de agua. Durante los años 2021 y 2022 se presenta un mantenimiento de producción, con incrementos de cortes de agua, la producción promedia a marzo 2024 es de: 2,739.49 bppd, 9,130.8 bfpd y 77% de corte de agua, con 14 pozos activos y un acumulado de 29.1 millones de barriles de petróleo a mayo de 2023. . (Morillo M, Poveda P, 2023, p .15)

En un informe reciente sobre los reservorios del Campo Drago señala que:

## PRODUCCIÓN T INFERIOR

En lo que respecta al reservorio T Inferior, en agosto del 2009 se realizan pruebas de producción de este reservorio, mientras que para mayo de 2010 se inicia la producción con un caudal de 1,570 bppd, como se aprecia en la gráfica; presenta incrementos de producción de petróleo por ingreso de nuevos pozos, así como incrementos de corte de agua ya que en algunas zonas se presenta contacto agua petróleo, a la fecha se encuentran 9 pozos activos en el reservorio T Inferior y registran una producción a marzo 2024 de 897.6 bppd, 7,240.8 bfpd y con un acumulado de 10.76 millones de barriles millones de barriles de petróleo. (Morillo M, Poveda P, 2023, p .15)

De acuerdo al comportamiento de presiones y comportamiento de fluidos el mecanismo de producción del reservorio T Inferior corresponde a un Empuje Hidráulico Lateral.

### - **Situación Actual de los pozos:**

Durante la vida de producción del campo Drago se han perforado 60 pozos en total, que se encuentran divididos en 23 pozos productores, 33 pozos cerrados, 1 pozo abandonado, 2 pozos inyectores y 1 pozo re-inyector.

#### **1.1.1. Análisis de la industria o sector**

EP PETROECUADOR corresponde a la empresa estatal que cuenta con la cadena de valor integral para los hidrocarburos. Producto de la absorción, la compañía dispone de experiencia técnica para ser considerada una empresa consolidada en el sector de exploración y producción de petróleo. Históricamente, se ha identificado la necesidad de impulsar aún más la exploración, mientras que para producción dispone de aproximadamente el 80% de participación en el mercado nacional.

En el 2016 y 2017 se presentó un desarrollo importante de la producción de petróleo; mientras que desde el año 2018 se presentó una disminución de producción en los campos.

Desde el año 2019 se presentó un incremento de producción, debido al inicio de Contratos con socios estratégicos y con la optimización de la operación OPEX por parte de la Operadora.

EP PETROECUADOR puede abastecer internamente a la demanda así también exporta un porcentaje de derivados, pero su capacidad de refinación para producir diesel, gasonolinas y GLP es insuficiente por lo tanto se importan estos productos.

La Gerencia de Exploración y Producción presenta la necesidad de lograr incrementar la producción nacional de la EP Petroecuador con el objeto de obtener mayores ingresos económicos para el Estado Ecuatoriano, por lo cual los técnicos aplican varios métodos de extracción como perforación, reacondicionamiento pozos durante la etapa de recuperación primaria, así también se aplica métodos de recuperación secundaria como inyección de agua o gas, y de ser factible recuperación mejorada. (Morillo M, Poveda P, 2023, p .3)

A continuación, se muestra un análisis PESTEL de la EP PETROECUADOR:

#### **1.1.1.1. Análisis PESTEL**

En la siguiente descripción realiza en análisis PESTEL de EP PETROECUADOR.

**Tabla 1.** Análisis Pestel.

<b>Políticos</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>• Cambio del Gobernantes.</li><li>• Rotación de autoridades en Ministerios, Empresas Públicas, etc.</li><li>• Consulta Popular referente al Yasuni.</li><li>• Estabilidad del Gobierno.</li></ul>
<b>Económicos</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>• Convenios internacionales en el Sector Petrolero.</li><li>• El precio internacional del barril de petróleo sea volátil.</li><li>• Disminución de la asignación de presupuesto a cargo del Ministerio de Economía y Finanzas.</li></ul>
<b>Sociales</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>• Buenas Relaciones Sociales con las Comunidades de la Amazonía.</li><li>• Huelgas, paros de grupos opositores del gobierno de turno.</li><li>• Como lo establece la constitución de la república, garantizar la sostenibilidad y una buena vida.</li></ul>
<b>Tecnológicos</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>• Filiales como Schlumberger, proveedor estadounidense con tecnología avanzada.</li><li>• Inversionistas externos con tecnología innovadora.</li><li>• Presupuesto del estado, no destina para innovación tecnológica en sector petrolero.</li><li>• Nuevas tecnologías aplicadas a la Industria Petrolera</li><li>• Desarrollo de aplicaciones tecnológicas de comunicación</li></ul>
<b>Ambiental</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>• Retrasos en la obtención de licencias ambientales.</li><li>• Nuevo reglamento Ambiental.</li><li>• Cumplimiento de la Normativa Ambiental</li></ul>
<b>Legales</b>
<ul style="list-style-type: none"><li>• Fusión entre PETROAMAZONAS EP y EP PETROECUADOR</li></ul>

**Fuente:** Autores

### **1.1.1.2. Análisis de las fuerzas de Porter**

Se considera para el análisis cinco fuerzas que influyen en el proyecto, a continuación el detalle:

#### **- Amenaza de nuevos competidores.**

Una de las amenazas en la entrada de nuevos competidores, es la capacidad financiera que pueden poseer empresas internacionales y multinacionales e implementar el mismo modelo de negocios en el Ecuador, quienes no necesariamente tienen la experiencia para manejar los tipos de reservorios de la Cuenca Oriente, ya que se trata de un recurso propio del Ecuador y que, para su exploración, explotación, industrialización, transporte y comercialización necesita un convenio, un acuerdo o un tipo de negociación para poderlo implementar.

Una empresa que posiblemente consiguió firmar un acuerdo, un convenio con el Ecuador para la explotación, tiene que cumplir requisitos para poder iniciar con las fases de la explotación como son: elevadas tasas de arancelarias, además, deberán contar con un plan de manejo ambiental probado ambientalmente y tecnológicamente, tal como lo ha generado la empresa pública actualmente, un proceso amigable con: el ambiente, la comunidad y los clientes internos.

#### **- Poder de Negociación con los proveedores.**

La empresa pertenece al grupo primario de la producción, porque, es aquel sector donde se extrae el recurso natural; para que a través de este se pueda generar ingresos para el país, por tanto, EP Petroecuador, es el proveedor del Estado y dueño de los recursos naturales, en este caso no existe otro proveedor, pero, es fundamental, implementar alianzas, acuerdos, compromisos, convenios con otras empresas trasnacionales o multinacionales con el fin de generar ingresos a través de impuestos, tasas o favorecerse de un determinado porcentaje de la producción de petróleo, estas empresas trasnacionales y

multinacionales, deben apegarse a los lineamientos de EP Petroecuador, tanto en la parte técnica productiva como en la parte medio ambiental, así como también, procurar el bienestar de los empleados. Hay que evitar que estas empresas tengan el control del manejo de este recurso natural, por tanto, EP Petroecuador debe manejar una estrategia innovadora en la producción, en la parte administrativa y logística.

- **Poder de Negociación con los clientes.**

EP Petroecuador es una empresa que tiene varios clientes, entre ellos tenemos:

- a) clientes directos. - que son aquellas personas naturales y jurídicas que se abastecen de los productos;
- b) clientes finales. - que son aquellos que se abastecen de los centros de distribución;
- c) Empresas consorcios. – que son aquellas tienen la capacidad de realizar actividades similares a las de Petroecuador, que van desde la exploración y la extracción del petróleo hasta la refinación;
- d) Instituciones Públicas. -que son aquellas empresas, donde Petroecuador tiene un régimen especial para la venta de combustible y sus derivados.

El manejo de la empresa con los clientes ha sido satisfactorio, porque ofrece un servicio de calidad y satisface las necesidades de sus clientes, además, la empresa ha tomado medidas para excluir empresas investigadas por sobornos, lo que, demuestra su compromiso con la ética y la transparencia en sus relaciones comerciales. También ha logrado acuerdos para levantar la paralización de bloques petroleros, por tanto, se puede concluir que Petroecuador se esfuerza por mantener una buena relación con sus clientes, mediante la calidad de sus servicios y compromiso con la ética empresarial

- **Productos sustitutos.**

Si existen productos sustitutos del petróleo que se utilizan como fuente de energía y combustibles alternos, por ejemplo:

- a) biodiesel. - es un combustible producido a partir grasas animales así como también de aceites vegetales, produce menos contaminación del aire que los derivados del petróleo;
- b) Etanol.

– corresponde a un combustible vegetal proveniente del maíz, ocasionando menos contaminación que los combustibles utilizados actualmente; c) Hidrógeno. – puede obtenerse de combustibles fósiles, recursos renovables y energía nuclear; d) Biocarburantes de segunda generación. - se elaboran a través de productos como la celulosa y los residuos, son una alternativa más sostenible que los biocarburantes de primera generación; e) Energía hidráulica.- es una fuente de energía renovable para lo cual se utiliza la fuerza del agua para generación eléctrica; f) Energía eólica.- produce electricidad con la fuerza del viento; g) Energía solar.- utiliza la radiación solar para generar electricidad.

Es importante destacar que estos productos sustitutos del petróleo tienen ventajas y desventajas en términos de costos, disponibilidad, eficiencia y sostenibilidad, y que, su uso depende de factores como la ubicación geográfica, la infraestructura disponible y las políticas gubernamentales.

**- Rivalidad de la Industria.**

Como se mencionó en el ítem “poder de negociación de proveedores”, Petroecuador no tiene competidores, pero, es importante que considere, por ejemplo, aspectos que le permitirán mantenerse en el nivel que lo han conseguido, así, por ejemplo: inyectar tecnología en la producción lo que, permitirá mejorar la calidad de sus productos, asociarse con similares para generar el know how, el feedback y sobre todo mejorar la experiencia con los usuarios y cuidar a su recurso humano.

**1.1.2. Análisis de Factores internos y externos de la empresa**

Con el objeto de identificar los Factores internos y externos de la empresa se realiza un análisis FODA, el cual se detalla a continuación:

**Tabla 2. Análisis FODA**

F	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Colaboración con socios para desarrollar proyectos que maximicen el uso del portafolio de oportunidades disponibles.</li> <li>• Costos competitivos que permite al estado obtener una renta petrolera significativa de acuerdo al precio actual de crudo.</li> <li>• Agilidad operativa respondiendo a variaciones en el mercado de hidrocarburos.</li> <li>• Procesos ecológicamente conscientes y socialmente responsables, fundamentados en políticas sólidas relacionadas con Seguridad, Salud y Ambiente (SSA).</li> <li>• Responsabilidad social a través de la interacción con las comunidades, considerando las condiciones socioculturales locales.</li> <li>• Incrementar producción, mediante la inyección de agua.</li> <li>• Disponibilidad de una arena continua en el área.</li> <li>• Disponer fluido motriz (agua).</li> </ul>
O	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Incremento del factor de recobro de los campos a través del desarrollo de técnicas de recuperación mejorada.</li> <li>• Fomentar alianzas entre el sector público y privado para poder generar el contenido nacional de insumos de la industria de hidrocarburos.</li> <li>• Disponer de un pozo cerrado para conversión a inyector.</li> <li>• Disponer de facilidades de inyección.</li> <li>• Uso del agua de formación que proviene de la producción.</li> </ul>
D	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Limitada disponibilidad de recursos financieros para mejorar la eficiencia de las operaciones.</li> <li>• Falta de acciones frente a la influencia política y a las fluctuaciones del mercado.</li> <li>• Insuficiente infraestructura para cubrir la demanda de derivados.</li> <li>• Presencia de desviaciones operativas durante los trabajos de reacondicionamiento.</li> <li>• Falta de monitoreo en los pozos influenciados e inyector.</li> <li>• Falta de compatibilidad entre el agua de producción e inyección.</li> <li>• Presencia de fallas en equipos y facilidades de superficie.</li> </ul>
A	<ul style="list-style-type: none"> <li>• Disminución de producción debido a declinación natural de los campos petroleros, ocasionando una reducción en la vida productiva y el retorno económico.</li> <li>• Falta de reemplazo en volumen de reservas producidas a mediano plazo.</li> <li>• Incremento de precios en los servicios petroleros debido a los cambios continuos de los precios internacionales del petróleo.</li> <li>• Cambios en el marco regulatorio del sector hidrocarburífero, pudiendo conllevar a una posible no aprobación del reacondicionamiento para conversión del pozo a inyector.</li> <li>• Disminución de producción debido al aumento de la tasa de declinación.</li> </ul>

**Fuente:** Autores

### **1.1.3. Identificación del Estado actual y Estado futuro.**

A nivel Empresarial, el estado actual es identificar, plantear proyectos que ayuden a incrementar producción de producción debido a que esto es primordial para el desarrollo y progreso de la empresa por lo tanto el Activo Shushufindi identificó la necesidad de inyección de agua en las arenas U Inferior y T Inferior del Campo Drago, debido a que al momento se dispone de presiones de reservorio menores a la presión de burbuja en los rangos de:

U Inferior: 560 psi a 1650 psi.

T Inferior: 1,100 psi a 670 psi.

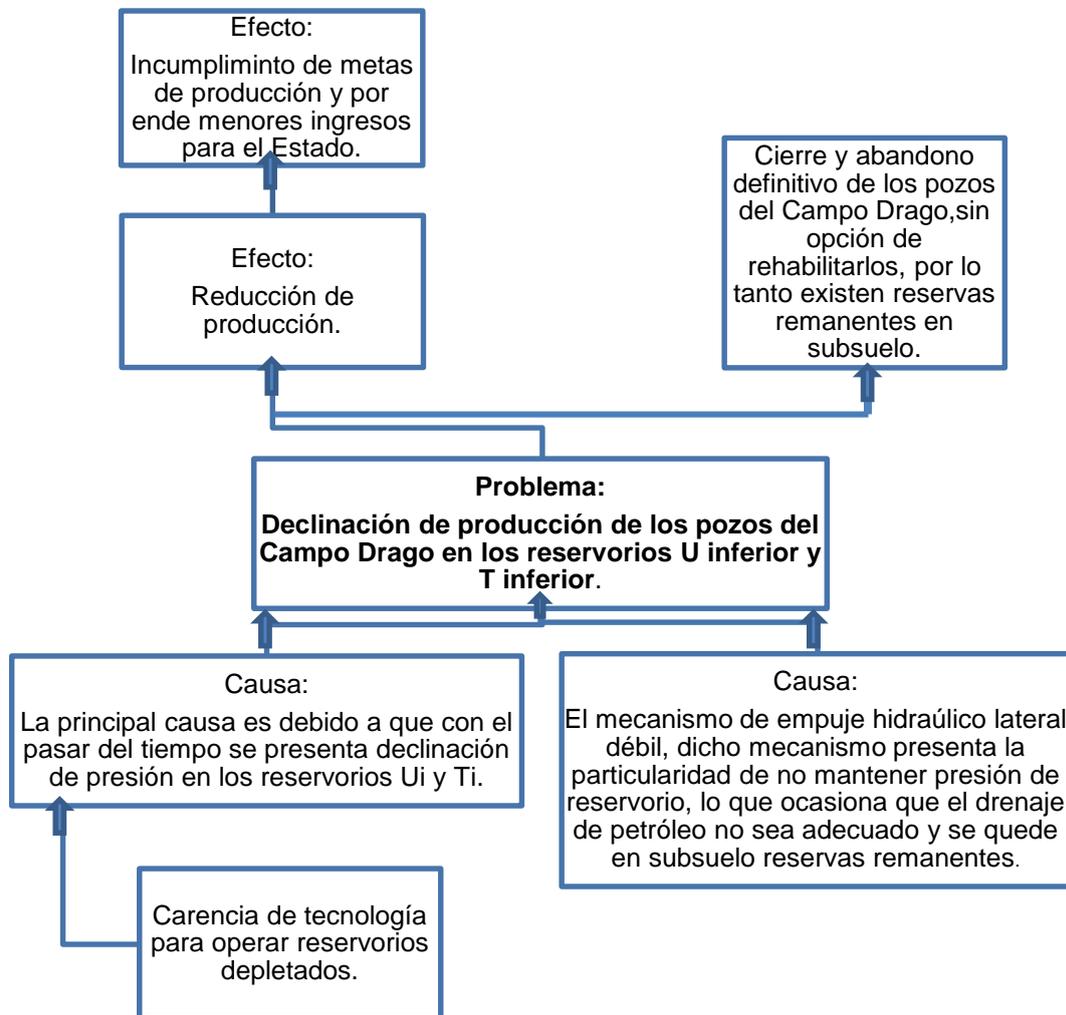
Por lo tanto una vez iniciada la inyección de agua en el pozo Drago Norte-051 en la arenas U Inferior y T Inferior, se debe esperar un tiempo para el llenado del espacio poroso, que de acuerdo a estimaciones este tiempo aproximado sería entre 6 y 9 meses para los reservorio U Inferior y T Inferior respectivamente, una vez transcurrido el tiempo mencionado y con el seguimiento correspondiente se apreciará incrementos de: presión de reservorio, presión de fondo fluyente, caudal de fluido, y petróleo, con lo cual se presentará optimizaciones de producción, adelanto de la misma y posibles incrementos de reservas, asociando estos volúmenes de hidrocarburos a mayor ingreso para el Estado Ecuatoriano.

### **1.1.4. Planteamiento y formulación del problema o del Plan de Mejora con el Proyecto**

A continuación se presenta la definición del problema usando la técnica del árbol de problemas, en el cual se indica que el inconveniente es la declinación de producción en los pozos del Campo Drago, en el transcurso del tiempo, que es causado por la pérdida de presión en los reservorios, y el mecanismo de empuje débil de dichos reservorios para mantener la presión; cuyos efectos es el incumplimiento de las metas de producción planteadas para el Campo Drago, además del cierre definitivo de los pozos con importantes reservas sin

oportunidad de drenar, lo que conlleva a pérdidas económicas para el Estado Ecuatoriano.

**Figura 2.** Árbol de Problemas



**Fuente:** Autores

Consecuencia de la explotación primaria de los campos de petróleo, la presión de las arenas U Inferior y T Inferior del campo Drago disminuye, lo cual ocasiona una pérdida de energía y producción de petróleo, por lo tanto, se requiere incorporar recuperación secundaria con el objeto de mantener e incrementar presión de reservorio y de esta forma también aumentar producción de petróleo y en consecuencia mayores ingresos para el Estado, alineados a los objetivos empresariales de EP Petroecuador.

El presente estudio plantea la ejecución de inyección de agua de producción a través de la conversión de un pozo cerrado o inactivo a inyector y de esta manera iniciar con la disposición de agua en las arenas U Inferior y T Inferior, tratando de mantener un factor de remplazo uno a uno, esperando mantener o aumentar condiciones de presión, para lo cual se debe plantear un plan de seguimiento continuo para poder identificar los beneficios de la inyección de agua.

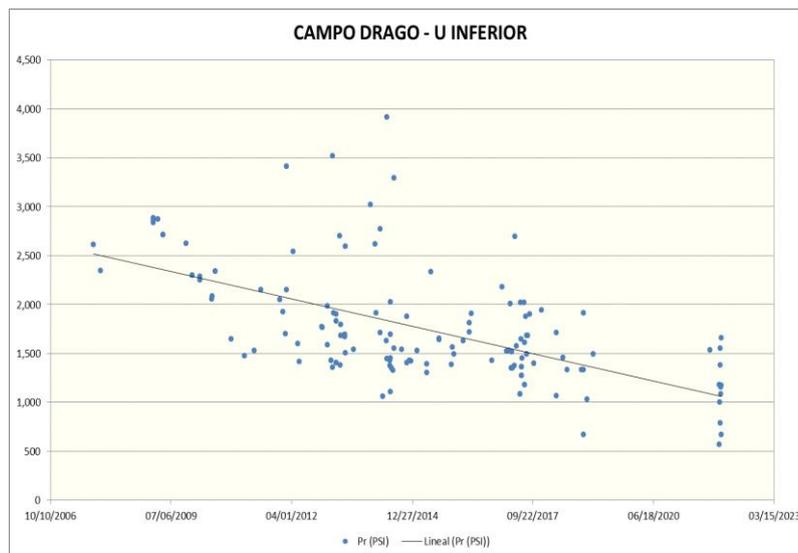
Los datos más importantes que me inducen a implementar Inyección de agua en el Campo Drago es la continua declinación de presión de reservorio en las arenas U Inferior y T Inferior, lo cual conlleva a tener problemas al producir debido a presiones de fondo fluyente bajas y por ende reducción de producción de petróleo.

De acuerdo a un informe reciente sobre los reservorios del Campo Drago señala que:

- **U Inferior**

Las presiones de reservorio se encuentran en el rango de 560 psi a 1650 psi, registradas en diciembre de 2021. (Morillo M, Poveda P, 2023, p .16)

**Figura 3.** Histórico de Presiones de Reservorio U Inferior Campo Drago.



Nota. – Datos de presión de reservorio, registradas en el tiempo. Tomado de Estudio Técnico Proyecto de Inyección de Agua en la arenisca U Inferior, Campo Drago (p. 29)





## **1.2. Objetivos**

### **1.2.1. Objetivo general**

**Objetivo:** Elaborar un Plan de Proyecto basado en el Estándar de la Guía PMBOK ® del Project Management Institute (PMI®) de Inyección de Agua a través de la conversión de un pozo productor de agua y un inyector de agua, para la implementación de recuperación secundaria en el Campo Drago.

### **1.2.2. Objetivos específicos**

- Identificar la mejor práctica de la Gestión de Proyectos y aplicar en el proyecto de Inyección de Agua en el Campo Drago de las arenas U Inferior y T Inferior para incrementar la producción.
- Implementar la conversión de pozos productor e inyector de agua, para mejorar las condiciones de presión en las arenas U Inferior y T Inferior, con el fin de incrementar la producción de los pozos de primera línea.
- Determinar el costo – beneficio mediante un análisis económico de la incorporación de la inyección de agua.

## CAPÍTULO 2

### 2. CASO DE NEGOCIO DEL PROYECTO Y SU VIABILIDAD

#### 2.1 Análisis de alternativas generales.

Después de realizar un análisis para identificar alternativas al proyecto a continuación se describe cada una de ellas:

**Alternativa 1:** Implementación de Recuperación Secundaria a través de la Inyección de polímeros.

A través de la inyección de polímeros consiste en mejorar la recuperación de crudo, reduciendo la movilidad del agua mediante el aumentando su viscosidad; de esta forma se generará un mayor contacto con el volumen de hidrocarburos comportándose como un pistón que empuja el bloque de petróleo.

Existen algunos criterios para la aplicación de la técnica de inyección de polímeros, que se detallan a continuación:

- Características del Reservoirio: La compatibilidad de las soluciones poliméricas a las características del yacimiento se convierte en un aspecto crucial, dado que dichas condiciones tienen el potencial de alterar las propiedades inherentes de la solución polimérica, como por ejemplo la temperatura del reservoirio.
- La profundidad del Reservoirio (< 9000 ft).
- La presión de inyección debe ser menor a la presión de fractura.
- La permeabilidad (>10 mD).
- Temperatura del Reservoirio (< 200 °F para minimizar la degradación).
- Viscosidad (< 150 cp).

Para la implementación del proyecto se requiere: Ingeniero de Reservoirios,

Ingeniero Geólogo, Ingeniero de Operaciones, Ingeniero de Operaciones y Completación, Supervisor de Reacondicionamiento, Ingenieros Especialistas de Fluidos de Control, Wireline, Completaciones, Ingeniero Químico e Ingeniero de Facilidades.

Los beneficios para aplicar esta alternativa son:

- Mejorar el barrido vertical, optimizando producción debido a que aumenta la viscosidad del agua.
- Se aplica en campos con altos cortes de agua, y con reducción temprana de producción de petróleo.

La implementación de polímeros como estrategia para la recuperación mejorada resultará en un incremento sustancial, superior al 10%, en la producción acumulada de petróleo en comparación con los métodos tradicionales.

En un yacimiento convencional de inyección de agua, se obtiene un recobro del 30% del Petróleo Original en Sitio (POES). Sin embargo, al emplear un proceso de inyección de polímero, es posible alcanzar un recobro del 33%, representando un incremento de 3% en el POES.

La inversión estimada se detalla a continuación:

**Tabla 3.** Costos de Inyección Polímeros

Nombre y descripción	Tipo de costo (Único o Recurrente)	Valor del Costo
Reacondicionamiento del pozo Inyector	Único	\$ 645,258.33
Tanque de almacenamiento	Único	\$ 175,000,00
Unidad para mezcla y disgregación de polímero	Único	\$ 165,000,00
Silo de almacenamiento	Único	\$ 96,000,00
Bomba de inyección	Único	\$ 295,000,00
Línea de transferencia	Único	\$ 30,000
Polímero	Recurrente	\$ 0,816 USD/Bbl

Nombre y descripción	Tipo de costo (Único o Recurrente)	Valor del Costo
Costo de tratamiento de Agua	Recurrente	\$ 0,12 USD /Bbl
Costo de Inyección	Recurrente	\$ 0,01 USD/Bbl (agua) \$ 0,92 USD/Bbl (polímero)

**Fuente:** Autores

Los riesgos presentes son:

- Posible degradación del polímero debido a las altas temperaturas existentes a las profundidades de los reservorios objetivos, con lo cual no se generaría el incremento de viscosidad del agua.
- Posible afectación por el polímero a toda la zona productora ocasionando taponamientos y por ende reducción de producción.

Se considera los siguientes supuestos:

- Que exista disponibilidad suficiente del polímero.
- Que el polímero existente sea compatible con las características del fluido en el Campo Drago.
- Que los polímeros no se degraden por causa de la temperatura.
- Que únicamente se viscosifique zonas de agua.
- Disponer de un pozo inactivo para convertir a inyector.

**Alternativa 2:** Implementación de Recuperación Secundaria mediante la Inyección de agua.

De acuerdo a datos históricos la inyección de agua ocurrió por accidente, debido a que agua de formaciones poco profundas ingresaba a formaciones productoras de petróleo, ocasionando mantenimiento de presión e incremento de producción de petróleo.

Por lo tanto, es importante que para este método se disponga agua para inyectar así también que dentro del área de análisis se disponga continuidad de arena.

Para la ejecución e inicio de proyectos de inyección de agua es necesario:

- Disponer agua de producción que servirá como fluido motriz en subsuelo o buscar una fuente de agua.
- Disponer de un pozo Inyector.
- Facilidades de superficie bombas de inyección, línea y medidores.
- Compatibilidad entre fluido a inyectar con el fluido propio de la formación.
- Continuidad de arena.
- La presión de inyección debe ser menor a la presión de fractura.

No es necesario perforar nuevos pozos, ya que se puede usar pozos existentes, lo cual disminuye los montos de inversión. Se utiliza el agua existente del proceso de producción.

Es importante mencionar que con este tipo de recuperación secundaria se podría obtener Factores de Recobro hasta del 38%.

Para la implementación de esta alternativa se requiere del siguiente personal: Ingeniero de Reservorios, Ingeniero Geólogo, Ingeniero de Operaciones, Ingeniero de Operaciones y Completación, Supervisor de Reacondicionamiento, Ingenieros Especialistas de Fluidos de Control, Wireline, Completaciones, Ingeniero Químico e Ingeniero de Facilidades.

Para la ejecución e inicio de proyectos de inyección de agua es necesario:

- Disponer agua de producción que servirá como fluido motriz en subsuelo o buscar una fuente de agua.
- Disponer de un pozo Inyector.
- Facilidades de superficie bombas de inyección, línea y medidores.
- Compatibilidad entre fluido a inyectar con el fluido propio de la formación.
- Continuidad de arena.
- La presión de inyección debe ser menor a la presión de fractura.

La inversión estimada se detalla a continuación:

**Tabla 4.** Costos de Inyección de Agua

Nombre y descripción	Tipo de costo (Único o Recurrente)	Valor del Costo
Reacondicionamiento del pozo Inyector	Único	\$ 645,258.33
Reacondicionamiento del pozo productor de agua	Único	\$ 200,000.00
Facilidades de Superficie	Único	\$ 30,000
Operación de agua y crudo	Recurrente	\$ 0,53 USD/Bbl
Energía Eléctrica	Recurrente	\$ 0,32 USD/Bbl
Levantamiento Artificial	Recurrente	\$ 0,37 USD/Bbl
Tratamiento de Crudo	Recurrente	\$ 0,09 USD/Bbl
Tratamiento de Agua	Recurrente	\$ 0,05 USD/Bbl
Transporte y Comercialización	Recurrente	\$ 1,48 USD/Bbl
Ley CTEA y Ley 40	Recurrente	\$ 2,05 USD/Bbl

**Fuente:** Autores

Los riesgos en los proyectos enfocados en la industria hidrocarburífera siempre se encuentran presentes, a continuación, algunos de los riesgos:

- Posible inundación de agua abrupta del área de inyección.
- Posibilidad que el canal preferencial de flujo no se encuentre en la dirección visualizada, por lo tanto, no se visualizaría efectos de inyección de agua.
- Existencia de una falla geológica que no haya sido identificada.
- Taponamiento de punzados en el pozo inyector.
- Posibles problemas en el sistema de filtros del agua a inyectar.

Los supuestos para el proyecto son:

- Se espera que al convertir un pozo a productor de agua sea la fuente del fluido motriz necesaria para el inicio y continuidad del proyecto.
- Que el agua a inyectar sea compatible con el agua propia de la arenisca que se va a inyectar.
- Que se instale línea con medidores de flujo entre el pozo productor de

agua y el pozo inyector.

- Que la llegada de agua sea después de 6 meses de haber iniciado la inyección de agua.

**Alternativa 3:** Implementación de Recuperación Secundaria a través de la Inyección de vapor.

Es conocida como recuperación térmica para lo cual se requiere en superficie un sistema de calentamiento de agua tratando de que no se pierda la temperatura y luego enviarla al pozo inyector, generalmente se usa para crudos con altas viscosidades ya que con la temperatura se mejora la movilidad del mismo, el agua condensada se convierte en factor de empuje para recuperar el crudo. El factor de recuperación máximo bajo las condiciones mencionadas podría ser de 12% al 15%.

Para el desarrollo de sistema de inyección térmica se debe realizar un análisis a detalle de la continuidad de arena en la zona, y de esta forma ubicar pozos a perforar bajo el arreglo específico de un inyector por un productor. Se debe disponer de análisis a nivel de laboratorio del tipo de crudo existente en el reservorio con los respectivos ensayos a distintas temperaturas para conocer a que temperaturas se debe llegar para obtener la mayor movilidad del crudo, y de esta forma poder diseñar las facilidades de superficie, para disponer de un circuito cerrado, esto generalmente instalando calderos para el calentamiento y posterior inyección al pozo.

Una vez inyectando el vapor de agua se debe disponer del diseño de sistemas de levantamiento artificial que soporten las temperaturas; por lo tanto, es importante disponer de análisis minucioso para cada área ya que son procesos que deben presentar confiabilidad.

Existen algunos criterios para la aplicación de la técnica de inyección de vapor, que se detallan a continuación:

- La saturación de petróleo en los pozos cercanos debe ser significativamente alta y la arena productiva debe disponer un espesor más de 20 pies.
- Tipo de reservorio con alta porosidad y permeabilidad.
- La profundidad del Reservorio (< 5000 ft).
- La permeabilidad (>200 mD).
- Temperatura del Reservorio (no es crítico).
- Viscosidad (< 100,000 cp).

Para este tipo de inyección es importante disponer de un detalle minucioso de la continuidad de arena y estudios reológicos del petróleo presente en los reservorios, así como también un diseño adecuado para mantener la mayor parte de tiempo el poder calorífico del agua. Y es aplicado para pozos con crudos pesados y altas viscosidades.

La inversión estimada se detalla a continuación:

**Tabla 5.** Costos de Inyección de Vapor de Agua

Nombre y descripción	Tipo de costo (Único o Recurrente)	Valor del Costo
Reacondicionamiento del pozo Inyector	Único	\$ 645,258.33
Tanque de Almacenamiento de Agua	Único	\$ 150,000.00
Planta de Tratamiento de Agua	Único	\$ 1,404,741.67
Generador de Vapor	Único	\$ 800,000.00
Energía Eléctrica	Recurrente	\$ 0,32 USD/Bbl
Tratamiento de Crudo	Recurrente	\$ 0,09 USD/Bbl
Tratamiento de Agua	Recurrente	\$ 0,05 USD/Bbl

**Fuente:** Autores

A continuación, se menciona algunos de los riesgos presentes en los proyectos enfocados en la industria hidrocarburífera:

- Posible disminución de temperatura del vapor de agua hasta llegar al reservorio.
- Falla en los sistemas de calentamiento.
- Incremento de población de bacterias ocasionando daño en las facilidades.

Los supuestos para el proyecto son:

- Obtener la fuente de energía para poder calentar a la temperatura necesaria para generar el vapor de agua requerido.
- Poder alcanzar la temperatura requerida para la generación de vapor.
- Considerar que la técnica termal permita movilizar el crudo viscoso disponible en el área.
- Pérdidas mínimas de temperatura en el sistema.

Con las descripciones detalladas para poder seleccionar la mejor alternativa, se analizaron los factores más importantes, para lo cual se plantea realizar la evaluación enfocada en 4 aspectos claves en la selección de la técnica óptima:

- Complejidad.
- Menos costo de implementación.
- Riesgo asociado.
- Impacto ambiental.

**Tabla 6.** Rango de Medición

Criterio	Inyección de Polímero	Inyección de Agua	Inyección de Vapor
Gravedad API.	>15 °	> 15°	8 – 25 °
Viscosidad, cP	<150 cP	-	<100,000 cP
Espesor neto	No crítico	No crítico	>20 ft
Permeabilidad	>10 mD	No crítico	>200 mD
Profundidad, ft	< 9,000 ft	No crítico	<5,000 ft
Incremento de Producción	Incrementa producción	Incrementa producción	Incrementa producción
Temperatura, °F	< 200 ° F para minimizar la degradación	No crítico	No Crítico
Complejidad	En reservorios con permeabilidades menores a 50 mD, el polímero barre únicamente las	En yacimientos laminados podría seguir un canal preferencial distinto al esperado	La saturación de petróleo debe ser significativamente alta y el espesor de arena

Criterio	Inyección de Polímero	Inyección de Agua	Inyección de Vapor
	fracturas de forma efectiva.	ocasionando retrasos en los efectos de inyección.	productiva debe tener más de 20 pies.
Menor costo de Implementación	\$ 1,406,258.33	\$ 957,175	\$ 3,000,000
Riesgo Asociado	Alto riesgo por posible destrucción de polímeros por las altas temperaturas del reservorio.	Bajo riesgo de posible inundación del área influenciada por la inyección de agua.	Alto riesgo de posible pérdida de temperatura en el vapor de inyección
Impacto medio Ambiental	Medio	Bajo	Medio

**Fuente:** Autores

Los criterios para la selección de la alternativa a aplicar en el Campo Drago se enfocó en el cumplimiento de uno de los objetivos estratégicos empresariales, el cual es incrementar producción de petróleo asignando un porcentaje de 20%, así también se considera los aspectos técnicos propios del reservorio para lo cual se asignó un porcentaje 20% a las propiedades de la roca, 20% y a las propiedades de fluido y temperatura del reservorio una valoración del 10% debido a que consideramos que el reservorio es la parte fundamental del proyecto.

Entendiéndose que las tres alternativas implican riesgos asociados y complejidad operativa se asignó un porcentaje de 5% y 10% respectivamente.

Así también se asignó el 10% al menor costo de implementación y el 5% al impacto ambiental.

La calificación va de (0 a 3) siendo: 0 no cumple, 1 Bajo, 2 Medio, 3 Alto.

A continuación se presenta los parámetros y resultados de la evaluación:

**Tabla 7. Análisis de alternativas**

CRITERIOS DE VALORACIÓN	PESO CRITERIOS	INYECCIÓN DE POLIMEROS			INYECCIÓN DE AGUA			INYECCIÓN DE VAPOR		
		Calificación (0-3)	Ponderación	Criterio de Evaluación	Calificación (0-3)	Ponderación	Criterio de Evaluación	Calificación (0-3)	Ponderación	Criterio de Evaluación
Propiedades del Petróleo (Viscosidad, Gravedad API.)	20	3	20	>15 °	3	20	> 15°	1	6.7	8 – 25 °
				<150 cP			-			<100,000 cP (aplicado a crudo viscoso)
Propiedades de la Roca (Espesor neto, Permeabilidad, Profundidad)	20	2	13.3	No crítico	3	20	No crítico	1	6.7	>20 ft
				>10 mD			No crítico			>200 mD
				< 9,000 ft			No crítico			<5,000 ft
Incremento de Producción	20	3	20	Incrementa Producción	3	20	Incrementa Producción	3	20	Incrementa Producción
Temperatura, °F	10	0	0	< 200 ° F para minimizar la degradación	3	10	No crítico	3	10	No Crítico
Complejidad	10	1	3.3	En reservorios con permeabilidades menores a 50 mD, el polímero barre únicamente las fracturas de forma efectiva.	2	6.7	En yacimientos laminados podría seguir un canal preferencial distinto al esperado ocasionando retrasos en los efectos de inyección.	3	10	La saturación de petróleo deben ser significativamente alta y el espesor de la arena productiva debe tener más de 20 pies.
Menor costo de Implementación	10	1	3	\$1,406,258.33	3	10	\$957,175	1	3.3	\$3,000,000
Riesgo Asociado	5	0	0	Alto riesgo por posible destrucción de polímeros por las altas temperaturas del reservorio.	2	3.3	Bajo riesgo de posible inundación del área influenciada por la inyección de agua.	1	1.7	Alto riesgo de posible pérdida de temperatura en el vapor de inyección
Impacto medio Ambiental	5	2	3	Medio	3	5	Bajo	2	3.3	Medio
<b>TOTAL</b>	<b>100</b>		<b>63.3</b>			<b>95</b>			<b>61.7</b>	

**Fuente:** Autores

Luego de la evaluación de las alternativas; la alternativa 2: PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) DE INYECCIÓN DE AGUA PARA RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN EL CAMPO DRAGO, obtuvo el mayor puntaje. Su aplicación se encuentra acorde a las características propias del reservorio en el Campo Drago.

### **2.1.1 Descripción técnica de Producto**

Debido a la continua necesidad de incrementar la producción nacional de petróleo y con el fin de adquirir mayores ingresos económicos para el Estado Ecuatoriano, la empresa EP Petroecuador a través de la Gerencia de Exploración y Producción mediante análisis técnicos, se aplican varios métodos entre ellos recuperación secundaria mediante la inyección de agua, dicha técnica será aplicada en el Campo Drago, para lo cual se plantea convertir un pozo a inyector a través de un trabajo de reacondicionamiento y de esta manera iniciar con la inyección de agua. (Morillo M, Poveda P, 2023, p .17)

De acuerdo a la recopilación de información disponible en el campo Drago muestra presiones de reservorio bajas con tendencia a disminuir con el transcurso del tiempo debido a que no presenta un mecanismo de producción que permita mantener la presión, dicho mecanismo corresponde a un acuífero lateral débil el cual no logra mantener presiones de reservorio en las arenas Ui y Ti. (Morillo M, Poveda P, 2023, p .3)

### **RECUPERACIÓN SECUNDARIA**

La recuperación secundaria se emplea típicamente cuando la presión y la producción del yacimiento disminuyen debido al mecanismo de empuje primario. Los procedimientos en esta etapa buscan mantener o restaurar la energía en el yacimiento para lograr un impulso adicional. Se utilizan fluidos no miscibles, como agua, gas o una combinación de ambos, para no alterar las propiedades físicas y químicas del crudo.

### **Inyección de agua**

Es el proceso en el que los fluidos son colocados al yacimiento de baja presión de reservorio, llegando de esta forma a los pozos cercanos debido al empuje que del agua, utilizando el agua producida, previo a pruebas de compatibilidad para garantizar que no existan taponamientos tempranos a nivel de la cara de la formación. Se debe mencionar que el Ministerio de Ambiente Agua y Transición no permite el uso de aguas que puedan ser utilizadas para riego, uso pecuario y/o consumo humano.

### **Inyección de agua periférica o externa**

También conocida como inyección convencional, esta técnica implica la inyección de agua en el acuífero cercano al CAP para suministrar energía externa al reservorio y permitir el flujo de fluidos hacia los pozos productores. Se recurre a esta forma de inyectar cuando se presenta incertidumbre en la descripción del reservorio o cuando la estructura geológica no es favorable para la inyección de agua. Una ventaja de este enfoque es que no es necesario perforar pozos adicionales, lo que reduce la inversión; además, logra un alto recobro con una baja relación agua-petróleo.

### **Inyección de agua en arreglos o dispersa**

También denominada inyección de agua interna, esta técnica implica la inyección de agua en la zona petrolífera a través de uno o varios pozos inyectores dispuestos de manera geométrica con los pozos productores. El objetivo es desplazar el petróleo existente en el área del proyecto. Las principales ventajas incluyen: eficiencia rápida en el barrido del área, y en consecuencia un incremento de presiones y volumen de petróleo recuperado a corto plazo.

## **2.2 Análisis Económico**

El Análisis económico tiene como objeto evaluar la capacidad económica de implementar la inyección de agua en el Campo Drago, considerando las inversiones previstas y de esta forma evaluar la rentabilidad que se prevé obtener

y en qué tiempo se recuperaría la inversión.

## 2.3 Análisis Financiero

Las consideraciones son:

- Precio WTI: \$78,07.
- Grado API: 26.
- Diferencial entre crudo Napo y crudo Oriente: \$3,62.
- Operación de agua y crudo: \$ 0,53.
- Energía Eléctrica: \$ 0,32.
- Levantamiento Artificial: \$ 0,37.
- Tratamiento de Crudo: \$0,09.
- Tratamiento de Agua: \$ 0,05.
- Transporte y Comercialización: \$1.48.
- Ley CTEA y Ley 40: \$2.05
- Conexión de líneas de superficie: \$ 30,000.00.
- Perfiles estimados de producción para los reservorios U Inferior y T Inferior, proyectando el beneficio de la Inyección de agua a los 6 y 9 meses respectivamente, una vez iniciada la Inyección de agua.

**Tabla 8.** Perfil de Producción Estimado.

FECHA	BPPD	BAPD
7/1/2024	-	-
8/1/2024	-	-
9/1/2024	-	-
10/1/2024	-	-
11/1/2024	-	-
12/1/2024	-	-
1/1/2025	143.26	576.59
2/1/2025	141.00	580.11
3/1/2025	138.79	583.58
4/1/2025	136.61	590.98
5/1/2025	171.97	764.53
6/1/2025	168.57	768.13
7/1/2025	165.25	771.69
8/1/2025	162.02	775.19

FECHA	BPPD	BAPD
9/1/2025	158.86	778.65
10/1/2025	155.78	782.06
11/1/2025	152.77	785.41
12/1/2025	149.83	788.73
1/1/2026	146.97	792.00
2/1/2026	144.17	795.22
3/1/2026	141.43	798.40
4/1/2026	138.76	801.54
5/1/2026	136.16	804.64
6/1/2026	133.61	807.69
7/1/2026	131.13	810.71
8/1/2026	128.70	813.68
9/1/2026	126.32	816.62
10/1/2026	124.00	819.52
11/1/2026	121.74	822.38
12/1/2026	119.52	825.20
1/1/2027	117.36	827.99
2/1/2027	115.24	830.75
3/1/2027	113.17	833.47
4/1/2027	111.15	836.15
5/1/2027	109.18	838.81
6/1/2027	107.24	841.43

Fuente: Autores

- Inversión estimada: \$645,258.33, incluye el costo de los trabajos de reacondicionamiento del pozo Drago Norte – 051 (conversión de productor a inyector).

**Tabla 9.** Inversión para la conversión a inyector de agua pozo DRRD-51.

DRRD - 051		
ITEMS	Tiempo Hrs	Costo (USD)
Materiales completación/ tubería		120,000.00
Tarifa taladro		86,758.33
Control de pozo	8	35,000.00
Desarma cabezal	2	8,000
Armar BOP	5	
Recuperar punta libre	10	
Bha de molienda moler 1er CIBP	35	15,000.00
Bha de molienda moler 2do CIBP	35	15,000.00
Bha de limpieza	35	7,500.00
Fluido de control, circular	6	25,000.00
Registro de cemento/corrosión	20	28,000.00
Recañoneo arena Ui	8	45,000.00
Recañoneo arena Ti	8	45,000.00
Bajar completación con mandriles y dos packers para Ui y Ti	72	200,000.00
Pruebas de ratas múltiples	10	15,000.00
<b>Subtotal</b>	254	
	10.58	645,258.33

Fuente: Autores

- Inversión estimada: \$281,916.67, incluye el costo de los trabajos de reacondicionamiento en el pozo Drago Norte – 059 (pozo productor de agua).

**Tabla 10.** Inversión para la conversión a Productor de Agua pozo DRRD-059.

DRRD - 059		
ITEMS	Tiempo Hrs	Costo (USD)
Materiales completación/ tubería		70,000.00
Tarifa taladro		76,416.67
Control de pozo	8	15,000.00
Desarma cabezal	2	8,000.00
Armar BOP	5	
Recuperar BES	35	5,000.00
Desarmar BES	5	
Bha de limpieza	35	7,500.00
Fluido de control, circular	6	25,000.00
Cañoneo arena Hollín	15	45,000.00
Bajar completación de Fondo	35	25,000.00
Supervisión e instalación de BES	8	
Bajar equipo BES	45	
Retirar BOP, conexiones	10	
Spooler, Unidad SL, vaccum	5	5,000.00
Prueba de rotación y producción	6	
<b>Subtotal</b>	220	
	9.17	281,916.67

**Fuente:** Autores

- Adicional se estima que el Recurso Humano tenga un valor de: +/- \$ 47,000.

### 2.3.1. Evaluación Financiera:

Tomando en cuenta los datos financieros y costos mencionados anteriormente se realizó el flujo de caja con los ingresos a partir de un incremental de producción con una proyección a tres años por efecto de la inyección de agua en el pozo DRRD-051.

**Tabla 11. Flujo de Caja.**

FECHA	BPPD	BAPD	BSW	PRECIO WTI	PRODUCCIÓN OIL MENSUAL	BARRILES DE AGUA MENSUAL	PRECIO AJUSTADO POR CALIDAD	INGRESOS	INVERSIÓN	FLUJO DE CAJA	FLUIDO DE CAJA DESCONTADO	PERIODO	REPAGO
									1.060.000	(957.175,00)	(957.175,00)	-	(1.060.000)
01/07/2024	-	-	0,0%	\$ 78,07	-	-	\$ 74,45	\$ -		-	-	1	(1.060.000)
01/08/2024	-	-	0,0%	\$ 78,07	-	-	\$ 74,45	\$ -		-	-	2	(1.060.000)
01/09/2024	-	-	0,0%	\$ 78,07	-	-	\$ 74,45	\$ -		-	-	3	(1.060.000)
01/10/2024	-	-	0,0%	\$ 78,07	-	-	\$ 74,45	\$ -		-	-	4	(1.060.000)
01/11/2024	-	-	0,0%	\$ 78,07	-	-	\$ 74,45	\$ -		-	-	5	(1.060.000)
01/12/2024	-	-	0,0%	\$ 78,07	-	-	\$ 74,45	\$ -		-	-	6	(1.060.000)
01/01/2025	143,26	576,59	80,1%	\$ 98,20	4.441	17.874	\$ 94,58	\$ 420.040		350.988,02	329.738,84	7	(730.261)
01/02/2025	141,00	580,11	80,4%	\$ 98,20	3.948	16.243	\$ 94,58	\$ 373.410		311.366,99	289.918,40	8	(440.343)
01/03/2025	138,79	583,58	80,8%	\$ 98,20	4.302	18.091	\$ 94,58	\$ 406.917		338.580,09	312.456,84	9	(127.886)
01/04/2025	136,61	590,98	81,2%	\$ 98,20	4.098	17.730	\$ 94,58	\$ 387.612		321.593,41	294.144,80	10	166.259
01/05/2025	171,97	764,53	81,6%	\$ 98,20	5.331	23.700	\$ 94,58	\$ 504.212		417.148,47	378.155,21	11	544.414
01/06/2025	168,57	768,13	82,0%	\$ 98,20	5.057	23.044	\$ 94,58	\$ 478.302		394.668,26	354.598,62	12	899.013
01/07/2025	165,25	771,69	82,4%	\$ 98,20	5.123	23.922	\$ 94,58	\$ 484.521		398.723,90	355.060,62	13	1.254.073
01/08/2025	162,02	775,19	82,7%	\$ 98,20	5.023	24.031	\$ 94,58	\$ 475.032		389.842,28	344.068,23	14	1.598.142
01/09/2025	158,86	778,65	83,1%	\$ 98,20	4.766	23.359	\$ 94,58	\$ 450.748		368.877,04	322.673,03	15	1.920.815
01/10/2025	155,78	782,06	83,4%	\$ 98,20	4.829	24.244	\$ 94,58	\$ 456.736		372.709,98	323.130,14	16	2.243.945
01/11/2025	152,77	785,41	83,7%	\$ 98,20	4.583	23.562	\$ 94,58	\$ 433.466		352.691,31	303.058,60	17	2.547.003
01/12/2025	149,83	788,73	84,0%	\$ 98,20	4.645	24.451	\$ 94,58	\$ 439.305		356.380,51	303.508,74	18	2.850.512
01/01/2026	146,97	792,00	84,3%	\$ 100,45	4.556	24.552	\$ 96,83	\$ 441.150		358.343,88	302.470,24	19	3.152.982
01/02/2026	144,17	795,22	84,7%	\$ 100,45	4.037	22.266	\$ 96,83	\$ 390.869		316.547,73	264.817,86	20	3.417.800
01/03/2026	141,43	798,40	85,0%	\$ 100,45	4.384	24.750	\$ 96,83	\$ 424.544		342.767,13	284.205,60	21	3.702.006
01/04/2026	138,76	801,54	85,2%	\$ 100,45	4.163	24.046	\$ 96,83	\$ 403.096		324.435,06	266.616,27	22	3.968.622
01/05/2026	136,16	804,64	85,5%	\$ 100,45	4.221	24.944	\$ 96,83	\$ 408.709		327.905,99	267.075,23	23	4.235.697
01/06/2026	133,61	807,69	85,8%	\$ 100,45	4.008	24.231	\$ 96,83	\$ 388.129		310.385,49	250.559,62	24	4.486.257
01/07/2026	131,13	810,71	86,1%	\$ 100,45	4.065	25.132	\$ 96,83	\$ 393.603		313.722,02	251.003,67	25	4.737.261
01/08/2026	128,70	813,68	86,3%	\$ 100,45	3.990	25.224	\$ 96,83	\$ 386.311		306.872,58	243.342,83	26	4.980.603

FECHA	BPPD	BAPD	BSW	PRECIO WTI	PRODUCCIÓN OIL MENSUAL	BARRILES DE AGUA MENSUAL	PRECIO AJUSTADO POR CALIDAD	INGRESOS	INVERSIÓN	FLUJO DE CAJA	FLUIDO DE CAJA DESCONTADO	PERIODO	REPAGO
01/09/2026	126,32	816,62	86,6%	\$ 100,45	3.790	24.499	\$ 96,83	\$ 366.955		290.495,84	228.310,45	27	5.208.914
01/10/2026	124,00	819,52	86,9%	\$ 100,45	3.844	25.405	\$ 96,83	\$ 372.226		293.637,20	228.729,59	28	5.437.643
01/11/2026	121,74	822,38	87,1%	\$ 100,45	3.652	24.671	\$ 96,83	\$ 353.636		277.977,09	214.607,89	29	5.652.251
01/12/2026	119,52	825,20	87,3%	\$ 100,45	3.705	25.581	\$ 96,83	\$ 358.776		280.992,48	215.009,07	30	5.867.260
01/01/2027	117,36	827,99	87,6%	\$ 104,14	3.638	25.668	\$ 100,52	\$ 365.704		287.769,50	218.238,95	31	6.085.499
01/02/2027	115,24	830,75	87,8%	\$ 104,14	3.227	23.261	\$ 100,52	\$ 324.359		254.314,67	191.154,40	32	6.276.654
01/03/2027	113,17	833,47	88,0%	\$ 104,14	3.508	25.837	\$ 100,52	\$ 352.667		275.493,58	205.234,23	33	6.481.888
01/04/2027	111,15	836,15	88,3%	\$ 104,14	3.335	25.085	\$ 100,52	\$ 335.193		260.863,17	192.608,95	34	6.674.497
01/05/2027	109,18	838,81	88,5%	\$ 104,14	3.384	26.003	\$ 100,52	\$ 340.206		263.754,21	193.013,86	35	6.867.511
01/06/2027	107,24	841,43	88,7%	\$ 104,14	3.217	25.243	\$ 100,52	\$ 323.402		249.751,89	181.143,73	36	7.048.655

Fuente: Autores

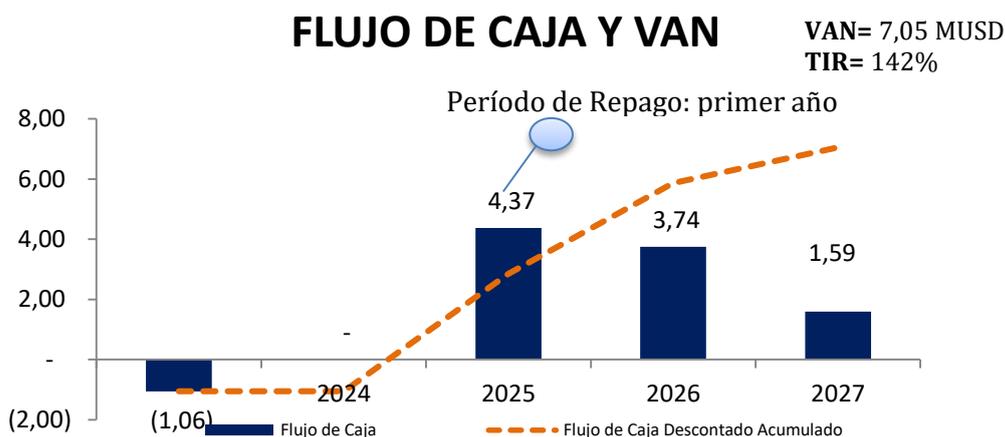
En las siguientes figuras se puede apreciar los índices financieros, una Tasa Interna de Retorno (TIR) de 142% y Valor Actual Neto (VAN) de 7.05 Millones de dólares, la inversión se recupera a los 10 meses de haber implementado la inyección de agua en el Campo Drago.

**Tabla 12.** Índices Financieros.

Capex =	1.06	MUSD
Opex =	1.66	MUSD
VAN =	7.05	MUSD
TIR =	142%	
Repago(meses) =	10	

Fuente: Autores

**Figura 7.** Índices Financieros.



Fuente: Autores

### 2.3.1 Viabilidad

De acuerdo al análisis técnico donde se cumplen los requerimientos para implementar el proyecto para la Inyección de Agua en el Campo Drago en las arenas U inferior y T inferior, así como también al realizar el análisis económico - financiero demuestra que la inversión del proyecto se recupera en 10 meses, una TIR de 142% y VAN de 7.05 Millones de dólares, por lo tanto el proyecto planteado es viable, cumpliendo de esta manera los objetivos estratégicos de EP PETROECUADOR, al incrementar las reservas de hidrocarburo a través de la implementación de la Recuperación Secundaria.

## CAPÍTULO 3

### 3. PROCESOS DEL PROYECTO ALINEADO AL ESTÁNDAR DEL PMI PMBOK v6

#### 3.1 Desarrollo del acta de constitución del proyecto

Tabla 13. Acta de Constitución.

ACTA DE CONSTITUCIÓN DEL PROYECTO		
<b>Título del Proyecto</b>		<b>Jefe del Proyecto</b>
IMPLEMENTACIÓN DE INYECCIÓN DE AGUA PARA RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN EL CAMPO DRAGO		Gerente Activo
<b>Fecha de Inicio del Proyecto</b>	<b>Fecha de Fin del Proyecto</b>	<b>Patrocinador del Proyecto</b>
29-Abr-2024	12-Sep-2024	EP PETROECUADOR
<b>Objetivo General:</b>		
<p><b>Objetivo:</b> Elaborar un Plan de Proyecto basado en el Estándar de la Guía PMBOK® del Project Management Institute (PMI®) de Inyección de Agua a través de la conversión de un pozo productor de agua y un inyector de agua, para la implementación de recuperación secundaria en el Campo Drago.</p>		
<b>Objetivo Específicos:</b>		
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Identificar la mejor práctica de la Gestión de Proyectos y aplicar en el proyecto de Inyección de Agua en el Campo Drago de las arenas U Inferior y T Inferior para incrementar la producción.</li> <li>• Implementar la conversión de pozos productor e inyector de agua, para mejorar las condiciones de presión en las arenas U Inferior y T Inferior, con el fin de incrementar la producción de los pozos de primera línea.</li> <li>• Determinar el costo – beneficio mediante un análisis económico de la incorporación de la inyección de agua.</li> </ul>		
<b>Alineación de la organización con la estrategia:</b>		

El proyecto está alineado a los Objetivos Estratégicos de EP PETROECUADOR, ya que dentro de sus estrategias consta implementar proyectos de Recuperación Mejorada (Secundaria) para incrementar el nivel de reservas de Hidrocarburo. Estimando un Factor de Recobro final de hasta el 30%, el cual estaría beneficiado por el Proyecto de Inyección de Agua en el Campo Drago.

#### **Identificar el problema o la oportunidad**

Consecuencia de la explotación primaria de los campos de petróleo, la presión de las arenas U Inferior y T Inferior del campo Drago disminuye con el pasar del tiempo, lo cual ocasiona una pérdida de energía y producción de petróleo, por lo tanto, es importante implementar técnicas de recuperación secundaria con el objeto de mantener e incrementar la presión de reservorio y de esta forma también aumentar producción de petróleo y por en consecuencia mayores ingresos para el Estado, alineados a los objetivos empresariales de EP Petroecuador.

Se plantea la ejecución de inyección de agua de producción a través de la conversión de un pozo cerrado o inactivo a inyector y de esta manera iniciar con la disposición de agua en las arenas U Inferior y T Inferior, tratando de mantener un factor de remplazo uno a uno, esperando conservar o aumentar condiciones de presión, para lo cual se debe plantear un plan de seguimiento continuo para lograr identificar los beneficios de la inyección de agua.

Los datos más relevantes que inducen a implementar Inyección de agua en el Campo Drago es la continua declinación de presión de reservorio en las arenas U Inferior y T Inferior, lo cual conlleva a tener problemas al producir debido a presiones de fondo fluyente bajas y por ende reducción de producción de petróleo.

La información disponible del Campo Drago señala que:

- U Inferior

Las presiones de reservorio se encuentran en el rango de 560 psi a 1650 psi, registradas en diciembre de 2021. En el sector se identificó un decremento de presión de reservorio considerable en el PAD D, se muestra la disminución de presión de reservorio de acuerdo al último registro los valores están entre 1100 psi a 670 psi registrado en diciembre de 2021. (Morillo M, Poveda P, 2023, p .17)

- T Inferior

Conforme los datos registrados, se muestra el histórico de presiones de la arena T inferior donde el último dato registrado fue de 2170 psi a diciembre de 2021. En el PAD D del Campo Drago se registra valores de 1100 psi a 930 psi para marzo 2020 de acuerdo a registros históricos. (Morillo M, Poveda P, 2023, p .16-17)

Se debe indicar que el problema es la declinación de producción en los pozos del Campo Drago, en el transcurso del tiempo, esto es causado por la pérdida de presión en los reservorios, y el mecanismo de empuje débil de dichos reservorios para mantener la presión; cuyos efectos es el cierre definitivo de los pozos con importantes reservas sin oportunidad de drenar, además del incumplimiento de las metas de producción que conlleva a pérdidas económicas para el Estado Ecuatoriano.

**Oportunidad:**

- Incrementar las presiones de reservorios en las arenas U inferior y T inferior.
- Posibilidad de realizar cambios de zona para recuperar reservas remanentes presentes en la arena Ti.
- Aumentar la producción de petróleo.
- Incrementar el volumen de manejo de agua.
- De acuerdo a una revisión comparativa con los proyectos ejecutados de Recuperación Secundaria en el PAD A del Campo Drago se prevé que

los posibles resultados de la inyección de agua se refleje en un periodo de 6 meses en los pozos productores del PAD D.

Se espera visualizar los efectos positivos de la inyección en los pozos productores, al incrementar las presiones de reservorio y por ende las presiones de fondo fluyente en los pozos de primera línea; para lo cual se dará el seguimiento correspondiente y una vez se visualice incrementos en la pwf se planteará trabajos de rediseño de equipos BES (Upsizing) con el objetivo de generar un mayor diferencial de presión y obtener mayores caudales de petróleo.

#### **Justificación del Proyecto**

El presente estudio plantea la ejecución de inyección de agua de producción a través de la conversión de un pozo cerrado o inactivo a inyector y de esta manera iniciar con la disposición de agua en las arenas U Inferior y T Inferior, tratando de mantener un factor de remplazo uno a uno, esperando mantener o aumentar condiciones de presión, para lo cual se debe plantear un plan de seguimiento continuo para poder identificar los beneficios de la inyección de agua.

#### **OBJETIVO ESTRATÉGICO EMPRESARIAL**

1. Conservar la sostenibilidad financiera.
2. Aumentar las reservas de hidrocarburos.

#### **ESTRATEGIAS**

1. Garantizar la utilización eficiente de los recursos en la empresa.
2. Mejorar la eficiencia y minimizar los costos relacionados con la exploración, producción, refinación, transporte y comercialización.
3. Evaluar la viabilidad de introducir técnicas de Recuperación Mejorada en los campos ya establecidos.

#### **Entregables del Proyecto**

Los entregables son los siguientes:

- Programa de Reacondicionamiento de la Conversión del pozo Productor a Inyector.
- Programa de Reacondicionamiento del pozo productor de agua.
- AFP de los trabajos de reacondicionamiento de los dos pozos.
- Propuestas técnico económicas de las Contratistas para los servicios que intervendrán en los pozos.
- Resultados de Reacondicionamiento de la Conversión del pozo Productor a Inyector.
- Resultados de Reacondicionamiento del pozo productor de agua.

### **Identificación de grupos de interés**

#### **Involucrados Directos**

- Gerencia de Exploración y Producción.
- Gerente de Activo.
- Ingeniero de Reservorios.
- Ingeniero de Operaciones.
- Supervisor de Reacondicionamiento.
- Ingenieros Especialistas de Fluidos de Control, Wireline, Completaciones.
- Ingeniero de Facilidades.
- Departamento de Control de Costos.
- Organismos de Control.

#### **Involucrados Indirectos**

- Personal de Seguridad, Salud y Ambiente.

### **Riesgos Macros**

Al realizar el proyecto de Inyección de Agua para recuperación secundaria se puede presentar los siguientes riesgos:

- Si la información petrofísica que se dispone de los reservorios no es confiable, entonces es posible que el agua de inyección no arribe a los pozos influenciados.

- Si las arenas en los pozos que se estima que arribe el agua de inyección no presenten continuidad de arena, entonces el agua de inyección tomaría otro camino preferencial.
- Si el tiempo de arribo del agua del pozo inyector al pozo productor es muy tardío, entonces no llegaría en el tiempo esperado.
- Si el monitoreo de los pozos influenciados no es continuo, entonces el banco de petróleo puede perderse.
- Si el agua de inyección contiene sólidos suspendidos entonces puede causar taponamiento en el pozo Inyector.
- Si existen complicaciones operativas durante la ejecución del trabajo, entonces causaría retraso en tiempo y aumento de costos.

#### **Requisitos de Aprobación del Proyecto**

- Aprobación de la Ejecución del Proyecto por parte de la Gerencia de Desarrollo.
- Aprobación del Programa de Reacondicionamiento de la Conversión del pozo Productor a Inyector por el Ministerio de Energía y Minas.
- Aprobación del Programa de Reacondicionamiento del pozo productor de agua por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales no Renovables.
- Aprobación y apertura del AFP, asignación de presupuesto para el reacondicionamiento de los dos pozos.
- Aprobación del programa técnico económico para ejecución de los servicios a cargo de las Contratistas por parte del área técnica.

#### **Nivel de autoridad del Líder del Proyecto**

<b>Autoridad</b>	<b>Nivel de Autoridad</b>
El Gerente de Activo tiene capacidad de aprobar controles de cambio.	Si
El Gerente de Activo tiene la capacidad de incrementar el presupuesto.	Si
El Gerente de Activo tiene la capacidad de suspender las operaciones, por complicaciones operativas.	Si
El Ingeniero de Operaciones puede tomar decisiones técnicas.	Si

<b>Supuestos</b>	
<p>Los supuestos para el proyecto son:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Se espera que al convertir un pozo a productor de agua sea la fuente del fluido motriz, necesario para el inicio y continuidad del proyecto.</li> <li>• Que el agua a inyectar sea compatible con el agua propia de la arenisca que se va a inyectar.</li> <li>• Que se instale línea con medidores de flujo entre los pozos productor e inyector de agua.</li> <li>• Que la llegada de agua sea después de 6 meses de haber iniciado la inyección de agua.</li> </ul>	
<b>Restricciones</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• El costo de ejecución del proyecto no debe sobrepasar el presupuesto establecido.</li> <li>• Vínculos contractuales vigentes con EP PETROECUADOR para la ejecución de los pozos.</li> </ul>	
<b>Hitos</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>• Aprobación del proyecto por parte de la Gerencia de Exploración y Producción.</li> <li>• Aprobación del Programa de Reacondicionamiento del pozo productor de agua por el Ministerio de Energía y Minas.</li> <li>• Aprobación del Programa de Reacondicionamiento para Conversión del pozo Productor a Inyector de agua por el Ministerio de Energía y Minas.</li> <li>• Asignación de Presupuesto.</li> <li>• Finalización de operaciones en el pozo Inyector de Agua.</li> <li>• Finalización de operaciones en el pozo Productor de Agua.</li> <li>• Inicio de inyección de agua en el pozo.</li> </ul>	
<b>Firmas de Responsabilidad</b>	
Patrocinador: EP PETROECUADOR Gerente de Exploración y Producción	Firma
Líder del Proyecto: Gerente de Activo	Firma

**Fuente:** Autores

### 3.2 Gestión de integración del proyecto.

La gestión de la integración del proyecto se detalla en la siguiente tabla:

**Tabla 14.** Matriz evaluación de involucramiento de los interesados.

MATRIZ INTEGRACIÓN					
Área de Conocimiento / Ciclo de vida del Proyecto	Inicio	Planificación	Ejecución	Monitoreo y Control	Cierre
Gestión de la Integración	Identificar la necesidad y oportunidades de implementación de Inyección de agua.	Elaborar un plan de gestión del proyecto y obtener aprobaciones.	Gestionar las actividades de ejecución del Proyecto de Inyección de agua.	Monitorear y controlar los trabajos de reacondicionamiento y realizar un control integrado de cambios.	Obtener la aprobación del proyecto de inyección de agua y documentar las lecciones aprendidas. Reporte final.
Gestión del Alcance	Desarrollar el alcance.	Detallar el alcance de la inyección de agua y definir los criterios de aceptación.	Asegurar que solo se realice el trabajo definido en el alcance.	Validar y controlar el alcance, asegurando que esté alineado con los objetivos empresariales.	Confirmar que los trabajos de reacondicionamiento se hayan completado. Mediante reportes.
Gestión del Cronograma	Establecer actividades iniciales del proyecto. Definiendo tiempos.	Desarrollar el cronograma detallado de actividades para la inyección de agua.	Seguimiento de las actividades establecidas en el cronograma.	Controlar el cumplimiento del cronograma y de ser el caso realizar ajustes al mismo.	Identificar que el seguimiento y ejecución del cronograma estén documentados.

<b>MATRIZ INTEGRACIÓN</b>					
<b>Área de Conocimiento / Ciclo de vida del Proyecto</b>	<b>Inicio</b>	<b>Planificación</b>	<b>Ejecución</b>	<b>Monitoreo y Control</b>	<b>Cierre</b>
Gestión de Costos	Estimación de costos.	Presupuestar los costos de acuerdo a cada actividad.	Controlar costos presupuestados versus ejecutados, para no sobrepasar costos.	Monitorear los costos y realizar ajustes presupuestarios necesarios.	Revisar el cumplimiento del presupuesto.
Gestión de la Calidad	Definir estándares de calidad.	Planificar cómo se medirá y gestionará la calidad de los materiales y actividades del proyecto.	Asegurar que la calidad se cumpla de acuerdo a los lineamientos propuestos.	Controlar la calidad de los trabajos realizados.	Documentar la calidad alcanzada.
Gestión de los Recursos	Identificar recursos necesarios.	Planificar la asignación y adquisición de recursos para el proyecto.	Gestionar recursos humanos y técnicos.	Supervisión y mejora continua en el uso de recursos.	Desmovilizar recursos.
Gestión de la Comunicación	Identificar canales de comunicación clave.	Planificar la gestión de comunicaciones internas y externas.	Implementar el plan de comunicaciones.	Monitorear las comunicaciones y ajustar planes según sea necesario.	Asegurar que todas las comunicaciones finales están distribuidas y se cumplan los plazos establecidos.

<b>MATRIZ INTEGRACIÓN</b>					
<b>Área de Conocimiento / Ciclo de vida del Proyecto</b>	<b>Inicio</b>	<b>Planificación</b>	<b>Ejecución</b>	<b>Monitoreo y Control</b>	<b>Cierre</b>
Gestión de Riesgos	Identificar riesgos.	Analizar cualitativamente y cuantitativamente los riesgos y planificar planes de acción.	Implementar estrategias para planes de acción de riesgos.	Monitorear periódicamente los riesgos y efectuar revisiones.	Documentar los riesgos y respuestas a los mismos.
Gestión de Adquisiciones	Identificar necesidades para el proyecto.	Planificar adquisiciones y servicios necesarios.	Gestionar adquisiciones y servicios para asegurar la ejecución de actividades conforme a lo requerido.	Controlar las adquisiciones y servicios para solicitar con tiempo algún cambio o requerimiento.	Finalizar adquisición y servicios revisando el cumplimiento.
Gestión de Interesados	Identificar interesados clave y sus necesidades.	Planificar la participación de los interesados y tácticas de comunicación.	Gestionar la participación activa de los interesados.	Monitorear la participación activa de los interesados y ajustar estrategias para mantener o aumentar su compromiso.	

**Fuente:** Autores

### 3.2.1 Control integrado de cambios

Seguidamente se presenta el proceso para el Control Integrado de Cambios

- **Identificación:** Cualquier integrante del equipo o interesado podría identificar la necesidad de algún cambio durante la planificación y ejecución de proyecto. Los cambios se documentarán claramente, incluyendo la descripción, justificación, impacto, requerimientos.
- **Evaluación:** El Director del Proyecto revisa el cambio propuesto y evalúa su viabilidad, impacto en el alcance, presupuesto, cronograma y recursos.
- **Aprobación:** Si el cambio es considerado viable, el Director del Proyecto aprueba el cambio por escrito. Se comunica la decisión a los stakeholders y se obtiene la aprobación formal de ser necesario.
- **Implementación:** se implementa el cambio de manera efectiva y supervisada por el equipo responsable. Se actualizan los documentos pertinentes, como el plan de proyecto, el presupuesto, el cronograma, entre otros.
- **Comunicación:** Se informa a todos los interesados sobre el cambio a través de una comunicación clara y oportuna.
- **Evaluación de Impacto:** Se evalúa el impacto del cambio en el proyecto, considerando aspectos como el alcance, el presupuesto, el cronograma y la calidad.
- **Registro de Lecciones Aprendidas:** Se registra el cambio y sus efectos en un documento de lecciones aprendidas. Se analiza el proceso de control de cambios para identificar áreas de mejora y optimización.

**Tabla 15.** Matriz Gestión de control de cambios.

<b>NOMBRE DEL PROYECTO</b>	<b>DIRECTOR DEL PROYECTO</b>
INYECCIÓN DE AGUA PARA RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN EL CAMPO DRAGO	Gerente de Activo
<b>FECHA DE INICIO DEL PROYECTO</b>	<b>TIEMPO DE DURACIÓN</b>
29-abr-24	99 días

<p>La presente matriz se utilizará si existen cambios en:</p> <p><input type="checkbox"/> Cronograma</p> <p><input type="checkbox"/> Presupuesto</p>	
<p><b>CAMBIOS AL CRONOGRAMA</b></p>	
<p>El cambio en el cronograma se podría presentar durante la ejecución del Proyecto, siendo más frecuente en los reacondicionamientos ya sea por condiciones operativas, y/o problemas con las Comunidades cercanas, para lo cual únicamente el Gerente de Activo (Director del Proyecto) podrá aprobar los cambios con un informe justificativo, elaborado por el área técnica quienes solicitarán el cambio.</p> <p><b>Políticas:</b></p> <p>Informe Justificativo Técnico – Económico.</p>	
<p><b>CAMBIOS AL PRESUPUESTO</b></p>	
<p>El cambio en el presupuesto se puede presentar durante la ejecución del Proyecto especialmente en la realización de los reacondicionamientos debido a condiciones operativas, y/o problemas con las Comunidades cercanas, para lo tanto únicamente solo el Gerente de Activo (Director del Proyecto) podrá aprobar dicho cambio con un informe justificativo, elaborado por el área técnica quienes solicitarán el cambio.</p> <p>Posteriormente el Gerente de Activo informa al Gerente de Exploración y Producción.</p> <p><b>Políticas:</b></p> <p><input type="checkbox"/> Informe Justificativo Técnico – Económico.</p> <p><input type="checkbox"/> Ajuste y actualización del AFP.</p> <p><input type="checkbox"/> Informe a todas las áreas involucradas.</p>	
<p><b>COMO REALIZAR LOS CAMBIOS</b></p>	
<p>* Analizar la viabilidad de realizar cambio y evaluar para definir el impacto que genere.</p> <p>* Ya solicitado el cambio solo el Director del Proyecto aprobará el cambio de forma escrita.</p> <p>* Comunicar la decisión a los interesados claves.</p> <p>* Los cambios serán efectuados de forma efectiva y con supervisión.</p> <p>* Finalmente se evalúa los cambios para establecer el impacto.</p>	
<p><b>MATRIZ DE SOLICITUD DE CAMBIOS</b></p>	
<p>Fecha:</p>	

Nombre:	
Tipo de Cambio:	
Prioridad de Cambio:	
Descripción de Cambio:	
Justificación de Cambio:	
Impacto de Cambio:	
Requerimientos de Cambio:	
Recibido por	Fecha
Aprobado por	Fecha

**Fuente:** Autores

### 3.2.2 Lecciones aprendidas

A continuación, se detalla el formato para registrar las lecciones aprendidas durante la ejecución de proyecto.

**Tabla 16.** Matriz Gestión registro de lecciones aprendidas.

REGISTRO DE LECCIONES APRENDIDAS	
NOMBRE DEL PROYECTO	DIRECTOR DEL PROYECTO
INYECCIÓN DE AGUA PARA RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN EL CAMPO DRAGO.	Andrea Morillo
	Patricia Poveda
FECHA DE INICIO DEL PROYECTO	TIEMPO DE DURACIÓN
29 – Abril- 2024	99 días
ALCANCE	
Se documentará todos los acontecimientos sean estos positivos o negativos durante la ejecución de actividades del proyecto.	
CUÁNDO SE DESARROLLAN	

Las lecciones aprendidas se desarrollarán durante el ciclo de vida del proyecto, partiendo de la planificación hasta el cierre. Se identificarán durante reuniones de revisión, evaluaciones de desempeño, análisis de riesgos.

#### **CÓMO SE DESARROLLAN**

Las lecciones aprendidas se documentan de manera estructurada en el formato de Registro de Lecciones Aprendidas, incluyendo la descripción del evento, lugar, responsable, acciones y afectaciones y la lección aprendida en sí.

#### **QUIÉN DESARROLLA LAS LECCIONES APRENDIDAS**

Las lecciones aprendidas serán identificadas y desarrolladas por todo el equipo de proyecto, incluyendo el líder, el equipo, los interesados y cualquier otra parte involucrada en la ejecución del proyecto.

#### **DÓNDE SE ALMACENAN**

Las lecciones aprendidas serán archivadas en un repositorio centralizado. Es importante que sea de fácil acceso para todos los miembros del equipo.

#### **ACCIONES A TOMAR**

Algunas acciones a considerar son:

Incorporar las lecciones aprendidas en la planificación de nuevos proyectos.

Desarrollar programas de capacitación basados en las lecciones aprendidas.

Actualizar los procesos y procedimientos internos en base a las lecciones aprendidas.

Realizar seguimiento del registro de las lecciones aprendidas y evaluar su impacto en la eficacia de los proyectos.

#### **FORMATO REGISTRO DE LECCIONES APRENDIDAS**

<b>Fecha:</b>	¿Cuándo ocurrió?
<b>Descripción del evento:</b>	¿Qué ocurrió?
<b>Lugar:</b>	¿Dónde ocurrió?
<b>Responsable:</b>	Personas involucradas
<b>Acciones:</b>	Acción correctiva
<b>Afectaciones:</b>	Consecuencias en el proyecto
<b>Lección Aprendida:</b>	
<b>Entregado por:</b>	<b>Fecha:</b>
<b>Aprobado por:</b>	<b>Fecha:</b>

**Fuente:** Autores

### 3.2.3 Cierre

Se elaborará un informe el cual englobará la documentación de cada una de las áreas involucradas, realizando comparativos de planificación versus ejecución, también se incluirá recomendaciones para mejoras en proyectos similares. Se incluirá informe económico, plan de seguimiento de los pozos aledaños parámetros de producción en el área de influencia para identificar los resultados de producción estimados en la fase de planificación.

El proyecto será cerrado cuando se cumpla el plazo mencionado en el cronograma con lo cual se iniciaría la inyección de agua en el Campo Drago, considerando que no exista ninguna eventualidad durante la ejecución, que ocasione el cierre anticipado del proyecto.

**Tabla 17.** Matriz Cierre del Proyecto.

<b>CIERRE DEL PROYECTO</b>	
<b>NOMBRE DEL PROYECTO</b>	<b>DIRECTOR DEL PROYECTO</b>
IMPLEMENTACIÓN DE INYECCIÓN DE AGUA PARA RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN EL CAMPO DRAGO	Gerente de Activo
<b>FECHA DE INICIO DEL PROYECTO</b>	<b>TIEMPO DE DURACIÓN</b>
29-abr-24	99 días
<b>DEFINICIÓN</b>	
El cierre del proyecto corresponde al proceso en el cual se ha culminado.	
<b>DOCUMENTOS</b>	
Preparar los documentos necesarios para el cierre del proyecto, como: Acta de Constitución. Aceptación de entregables. Acta de cierre.	
<b>REQUERIMIENTOS</b>	
Verificar que todos los requisitos del proyecto se hayan cumplido según lo establecido en el plan de gestión del alcance.	

<b>Alcance</b>	Cumplimiento de los objetivos: Elaborar un Plan de Proyecto basado en el Estándar de la Guía PMBOK® del Project Management Institute (PMI®) de Inyección de Agua a través de la conversión de un pozo productor de agua y un inyector de agua, para la implementación de recuperación secundaria en el Campo Drago. Con lo cual se inicia de la inyección de agua en el Campo Drago.	
<b>Tiempo Costos</b>	Conforme a lo establecido en el cronograma donde constan todas las actividades asociado los costos correspondientes, esto en función de las buenas prácticas de la gestión de proyectos, esto con el objeto de que se entregue el proyecto en el tiempo y costos establecidos.	
<b>Entregables</b>	Entregables cumplen con los criterios definidos en el lanzamiento del proyecto así como también con los requisitos definidos en el Acta de Constitución.	
<b>Involucrados</b>	Aceptación de los involucrados respecto a la presentación de resultados por parte del director del proyecto así también la aprobación de los interesados para de esta manera dar cumplimiento al alcance y requisitos del proyecto.	
<b>MATRIZ PARA CIERRE DEL PROYECTO</b>		
<b>Fecha</b>	-	
<b>Responsable</b>	-	
<b>VERIFICACIÓN DE ENTREGABLES (colocar X Si Cumple / No Cumple)</b>		
<b>Entregables</b>	<b>Si Cumple</b>	<b>No Cumple</b>
Presentación del Programa de Reacondicionamiento de la Conversión del pozo Productor a Inyector. Presentación del Programa de Reacondicionamiento del pozo productor de agua.		

Informe de P&D de la interconexión de Facilidades de Superficie.		
AFP de los trabajos de reacondicionamiento de los dos pozos		
Presentación de Resultados de Reacondicionamiento de la Conversión del pozo Productor a Inyector.		
Presentación de Resultados de Reacondicionamiento del pozo productor de agua.		
Reporte de monitoreo de caudales de inyección vs presión de inyección iniciales.		
<b>CAUSAS DE CIERRE DEL PROYECTO</b>	<b>COLOCAR (X)</b>	
Cumplimiento de Alcance		
Cumplimiento de Presupuesto		
Cumplimiento de Cronograma		
Solicitud de Sponsor		
Solicitud de Director de Proyecto		

**Fuente:** Autores

## CAPÍTULO 4

### 4. DESARROLLO DE LAS ÁREAS DEL CONOCIMIENTO ALINEADO AL ESTANDAR DEL PMBOK 6

#### 4.1 Planificación de la gestión, del alcance, cronograma y costos

##### 4.1.1 Planificación de la gestión del alcance

En esta sección se crea el plan para gestionar el alcance donde se definirá y validará el alcance del proyecto, lo primordial es que proporciona la guía cómo se gestionará el alcance.

**Tabla 18.** Plan de Gestión del Alcance

PLAN DE GESTIÓN DEL ALCANCE	
FECHA	NOMBRE DE PROYECTO
11-Apr-24	IMPLEMENTACIÓN DE INYECCIÓN DE AGUA PARA RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN EL CAMPO DRAGO
Este plan de gestión del alcance garantizará una definición clara y controlada del alcance del proyecto de inyección de agua en el Campo Drago, con lo cual se alcanzará el éxito y cumplimiento de los objetivos planteados.	
<b>PROCESOS PARA LA IDENTIFICACIÓN DE REQUISITOS</b>	
<ul style="list-style-type: none"><li>- Se realizará un análisis a detalle de las expectativas y necesidades de los interesados.</li><li>- Se realizarán reuniones para recopilar los requisitos administrativos y técnicos del proyecto.</li><li>- Se documentarán los requisitos identificados en el documento formal denominado Matriz de Trazabilidad de Requisitos.</li></ul>	
<b>DEFINICIÓN DEL TRABAJO</b>	
<ul style="list-style-type: none"><li>- Se elaborará una declaración del alcance del proyecto que incluya los objetivos, justificación del proyecto, descripción del producto o servicio, criterios de aceptación, entregables, exclusiones.</li><li>- Se definirán los límites del proyecto, restricciones y supuestos.</li></ul>	
<b>CREACIÓN DE LA ESTRUCTURA DE DESGLOSE DE TRABAJO (EDT)</b>	

La creación detallada de la EDT es fundamental para una gestión efectiva del alcance del proyecto de inyección de agua en el campo Drago, ya que proporciona una estructura clara y organizada de las actividades a realizar.

**1. Identificación de los Entregables Principales:**

Definir entregables de mayor importancia, que corresponden a los resultados visibles que se debe obtener al finalizar el proyecto.

Estos entregables deben estar alineados con los objetivos del proyecto y ser claramente identificables.

**2. Descomposición de los Entregables en Componentes:**

Descomponer en niveles más pequeños los entregables principales para asignar tareas específicas.

**3. Asignación de Códigos y Nombres a los Componentes:**

Asignar códigos únicos a cada componente de la EDT para facilitar la identificación y seguimiento.

Dar nombres descriptivos a cada componente que reflejen claramente su contenido y propósito.

**4. Definición de Niveles de Detalle:**

Establecer diferentes niveles de detalle en la EDT para mostrar la estructura jerárquica de los entregables y componentes.

Los niveles de detalle permiten una visualización clara de la descomposición del trabajo del proyecto.

**5. Revisión y Validación de la EDT:**

Revisar la EDT con los involucrados para asegurar que todos los entregables y tareas estén incluidos.

Validar que la EDT refleje con precisión el alcance del proyecto y sea comprensible para todos los involucrados.

**6. Uso de Herramientas Tecnológicas:**

Utilizar la herramienta WBS como software para la creación de EDT para facilitar el proceso y mantener la EDT actualizada.

Verificar que la EDT sea coherente con el cronograma del proyecto y otros documentos de planificación.

**7. Documentación y Comunicación de la EDT:**

Documentar la EDT en un formato claro y accesible para todos los miembros del equipo e interesados.

Comunicar la EDT a todos los involucrados para asegurar una comprensión común del alcance del proyecto y las responsabilidades asociadas.

<b>VERIFICACIÓN Y CONTROL DEL ALCANCE</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Se realizarán revisiones periódicas para garantizar que el trabajo realizado esté alineado con la declaración del alcance del proyecto.</li> <li>- Se implementará un sistema de control de cambios.</li> </ul>
<b>CRITERIOS DE ACEPTACIÓN Y ENTREGABLES</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Se definirán criterios claros y medibles para la aceptación de cada entregable del proyecto lo cual será documentado en el Diccionario de la EDT que consta de: Código de EDT, nombre del paquete de trabajo, descripción detallada, entregable relacionado, responsables, estimación de tiempos, estimación de costos y criterios de aceptación.</li> <li>- Los criterios de aceptación se acordarán con los interesados antes de la recepción de los entregables.</li> </ul>
<b>GESTIÓN DE CAMBIOS DEL ALCANCE</b>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Se establecerá un proceso específico para la gestión de cambios en el alcance del proyecto documentado en la Matriz de Gestión de Control de Cambios.</li> <li>- Las solicitudes de cambio se documentarán, evaluarán y aprobarán antes de su implementación.</li> <li>- Se comunicarán los cambios a todos los interesados afectados y se actualizará la documentación del alcance según sea necesario.</li> </ul>

**Fuente:** Autores

**Tabla 19.** Declaración del Alcance

<b>DECLARACIÓN DEL ALCANCE</b>	
<b>FECHA</b>	<b>NOMBRE DE PROYECTO</b>
29-Apr-24	IMPLEMENTACIÓN DE INYECCIÓN DE AGUA PARA RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN EL CAMPO DRAGO
<b>OBJETIVO DEL PROYECTO</b>	
Implementar la Inyección de Agua para recuperación secundaria en el Campo Drago a través de la Conversión de un pozo Productor y la Conversión de un pozo Inyector de Agua.	
<b>JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO</b>	

El presente proyecto se plantea por la necesidad de implementar recuperación secundaria en las arenas U Inferior y T Inferior del campo Drago. Esta iniciativa busca mantener e incrementar la presión de reservorio, lo cual resultará en un aumento de la producción de petróleo y, por ende, mayores ingresos para EP PETROECUADOR.

Los beneficios esperados de este proyecto incluyen:

- Aumento de la producción de petróleo en el campo Drago.
- Mantenimiento de la sostenibilidad financiera de la empresa.
- Incremento del nivel de reservas de hidrocarburos.
- Mejora en la eficiencia y optimización de los costos.

La inyección de agua satisface la necesidad de contrarrestar la declinación natural de presión que ocurre en los yacimientos de petróleo con el tiempo, la inyección de agua facilita la extracción de petróleo al mantener la presión del reservorio, que de otra manera sería difícil de recuperar. Esto aumenta la eficiencia de la producción y maximiza el aprovechamiento de los recursos petroleros presentes en el yacimiento.

#### **DESCRIPCIÓN DEL PRODUCTO O SERVICIO**

Dentro del contexto del proyecto de Inyección de Agua para recuperación secundaria en el Campo Drago, el producto o servicio que se entregará como resultado del proyecto incluirá:

1. Planificación y diseño del proyecto: Selección de dos pozos candidatos, elaboración de cronograma y presupuesto, elaboración de programas de Reacondicionamiento y AFP.
2. Implementación de sistemas de inyección de agua: mediante la conversión de un pozo cerrado a inyector de agua en las arenas Ui y Ti, y de la conversión del pozo productor de agua de la arena Hollín, con la respectiva interconexión en superficie entre los dos pozos.
3. Inicio de Inyección de Agua: en los pozos intervenidos mediante el arranque de los mismos y entrega al Departamento de Operaciones.

#### **CRITERIOS DE ACEPTACIÓN**

Los criterios de aceptación para el presente proyecto incluyen los siguientes aspectos:

El pozo productor de agua seleccionado debe producir mínimo 4,500 BAPD, disponer de un equipo BES en buenas condiciones eléctricas y mecánicas. El pozo inyector de agua debe admitir mínimo 5,000 BAPD con 2,000 psi de presión de inyección, disponer de una completación de inyección con hermeticidad.

Cumplimiento del Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas (Art 74).

La interconexión en superficie debe estar en buenas condiciones operativas con accesorios que puedan monitorear los caudales de inyección y las presiones de inyección, cumplimiento los estándares ambientales y de seguridad.

El proyecto se enfocará en la optimización de costos, el cumplimiento de los plazos establecidos.

#### **ENTREGABLES**

Los entregables son:

- Programa de Reacondicionamiento de la Conversión del pozo Productor a Inyector.
- Programa de Reacondicionamiento del pozo productor de agua.
- P&D de la interconexión de Facilidades de Superficie.
- AFP de los trabajos de reacondicionamiento de los dos pozos.
- Propuestas técnico-económicas de las Contratistas para los servicios que intervendrán en los pozos.
- Resultados de Reacondicionamiento de la Conversión del pozo Productor a Inyector.
- Resultados de Reacondicionamiento del pozo productor de agua.
- Reporte de monitoreo de caudales de inyección vs presión de inyección iniciales.

#### **EXCLUSIONES**

Las actividades que no se encuentran dentro del alcance del proyecto son:

- Actividades asociadas a la influencia en los pozos productores a causa del proyecto de recuperación secundaria, trabajos como upsizing, cambios de zona.
- Monitoreo diario de las presiones y barriles de inyección luego de haber entregado el

<p>proyecto al Departamento de Operaciones.</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Actividades de mantenimiento del equipo de fondo (BES) y superficie posterior al arranque en el pozo productor de agua.</li> <li>• Reacondicionamiento del pozo inyector de agua luego del arranque si presenta algún problema operativo (desasentamiento de la completación, taponamiento de punzados).</li> </ul>
<b>RESTRICCIONES</b>
<p>Las restricciones pueden ser:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Falta de materiales o herramientas de fondo para intervenir el pozo inyector.</li> <li>• Falta de tubería de alta presión para la interconexión de los pozos en superficie.</li> <li>• El costo del proyecto no debe superar al presupuesto asignado</li> </ul>
<b>SUPUESTOS</b>
<p>Los supuestos para el proyecto son:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>• Se espera que al convertir un pozo a productor de agua sea la fuente del fluido motriz necesaria para el inicio y continuidad del proyecto.</li> <li>• Que el agua a inyectar sea compatible con el agua propia de la arenisca que se va a inyectar.</li> <li>• Que se instale línea con medidores de flujo entre el pozo productor e inyector de agua.</li> </ul>

**Fuente:** Autores

#### 4.1.1.1 Plan de gestión de requisitos

Se detalla cómo analizar, documentar y gestionar los requisitos del proyecto, para lo cual se debe incluir:

- Como se planificará, monitoreará y reportará las actividades esto asociado a los requisitos.
- Proceso para priorizar requisitos.
- Definición de métricas a utilizar y fundamentos de uso.

- Seguimiento de requisitos.

**Tabla 20.** Matriz de trazabilidad de Requisitos.

<b>MATRIZ DE TRAZABILIDAD DE REQUISITOS</b>							
Fecha	Nombre de Proyecto						
29-Apr-24	IMPLEMENTACIÓN INYECCIÓN DE AGUA PARA RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN EL CAMPO DRAGO						
ID Requisito	Descripción de Requisito	Alineamiento al proyecto	Dueño	Vinculación a Entregables	Prioridad	Entregable	Estado (P / EP / C)
RQ01	Levantamiento de Información Técnica (Condición de Reservoirio, Condición mecánica de los pozos).	Analizar y definir las alternativas para mejorar condiciones del reservoirio y obtener incrementos de producción.	Líder del Proyecto	1.1.1	Alta	Informe presentando las alternativas	P
RQ02	Levantamiento a detalle información de los pozos a convertir a productor e inyector de agua.	Analizar las condiciones de subsuelo y mecánica del pozo para gestionar el programa de reacondicionamiento de los pozos.	Equipo Técnico	1.1.2	Alta	Programas de reacondicionamiento	P
RQ03	Coordinación de movimiento de la torre de reacondicionamiento	Revisión de información técnica de la torre de reacondicionamiento y determinar la operatividad y fecha de movilización.	Equipo Técnico	1.1.3	Alta	Orden de Trabajo	P
RQ04	Levantamiento de programas de reacondicionamiento y materiales necesarios para conversión.	Analizar propuestas técnicas económicas de trabajos a realizar por empresas de servicios, para definir proveedor.	Equipo Técnico	1.2	Alta	Informe de Resultados de reacondicionamiento	P
RQ05	Revisión de equipos de superficie disponibles para el inicio de inyección de agua.	Análisis de distancias y condiciones de presión de operación, así como especificaciones operativas del área, para definir características de la interconexión entre pozos productor e inyector de agua.	Ingeniero de Facilidades	1.2.3	Alta	Diagrama PID, e Informe de entrega.	P
RQ06	Revisión que el equipo electrosumergible esté operando en condiciones eléctricas y mecánicas adecuadas	Revisión de hoja técnica del diseño del equipo electrosumergible, donde detalla rango de operación.	Equipo Técnico	1.4	Alta	Matriz de entrega de equipo electrosumergible.	P

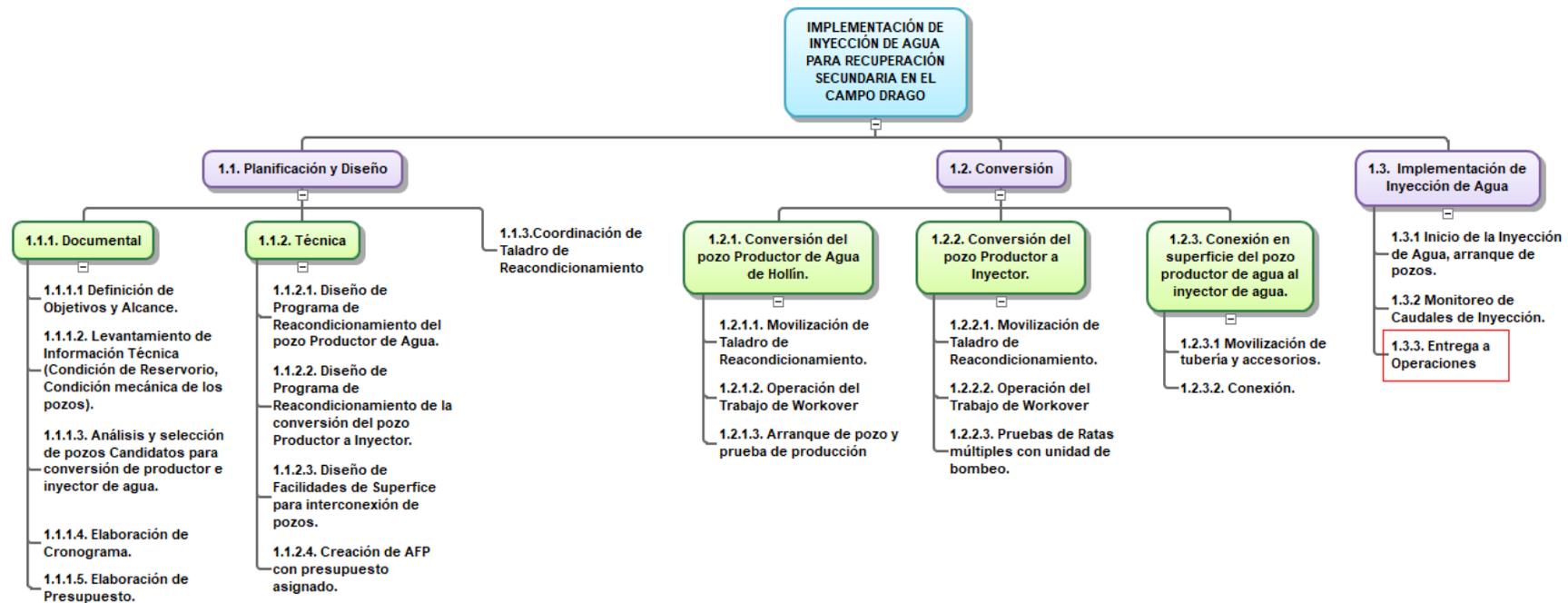
**Fuente:** Autores

#### 4.1.1.2 Estructura de Desglose del trabajo (EDT)

La creación de la Estructura de Desglose del Trabajo (EDT/WBS) implica la subdivisión en componentes más pequeños y manejables. Este proceso ofrece la ventaja principal de establecer un marco claro de los entregables requeridos. Se desarrolla de forma única a lo largo del proyecto.

Según la Guía PMBOK, se presenta la Estructura de Desglose del Trabajo (EDT), que fue realizado en el software WBS:

**Figura 8. WBS Proyecto.**



Fuente: Autores

### 4.1.1.3 Diccionario EDT

El Diccionario EDT proporciona información más detallada sobre cada actividad, también se indica los entregables, así como también los criterios de aceptación para cada componente de la estructura de desglose de trabajo.

**Tabla 21.** Diccionario EDT.

DICcionario DE EDT								
Código EDT	Nombre del Paquete de Trabajo	Descripción Detallada	Entregable relacionado	Responsables	Estimación de Tiempos	Estimación de Costos (humano) USD	Estimación de Costos (Servicios / Equipos) USD	Criterios de Aceptación
1.1.	<b>1.1. Planificación y Diseño</b>					18.000,00		
1.1.1.	<b>1.1.1. Documental</b>							
1.1.1.1	Definición de Objetivos y Alcance.	1.1.1.1.1. Definición de Objetivos 1.1.1.1.2. Definición de Alcance	Acta de Constitución	Equipo Técnico	10	3.300,00		El Acta de Constitución debe ser aprobada por el Director del Proyecto
1.1.1.2.	Levantamiento de Información Técnica (Condición de Reservorio, Condición mecánica de los pozos).	1.1.1.2.1. Revisión de pozos cerrados. 1.1.1.2.2. Elaborar matriz de parámetros petrofísicos específicos del reservorio, datos de presión, diagramas mecánicos de los pozos, historiales de producción y de workover.	Matriz de Pozos	Equipo Técnico	10	3.300,00		El equipo técnico debe revisar los pozos que se encuentren en el Pad D del Campo Drago, que será realizado por el Ingeniero de Reservorios e Ingeniero de Operaciones y validado por el Gerente de Activo.
1.1.1.3.	Análisis y selección de pozos Candidatos para conversión de productor e inyector de agua.	1.1.1.3.1. Análisis de la matriz de pozos. 1.1.1.3.2. Selección de dos pozos candidatos.	Matriz de dos pozos candidatos.	Equipo Técnico	10	3.300,00		El equipo técnico analizará la matriz de pozos cerrados y seleccionará dos pozos candidatos para conversión a inyector y productor de agua, que cumplan con las siguientes condiciones: Perforados hasta la formación en hollín, arena U <sub>i</sub> y T <sub>i</sub> con buenas propiedades petrofísicas y que no dispongan reservas de hidrocarburos. Será validado por el Gerente de Desarrollo.
1.1.1.4.	Elaboración de Cronograma.	1.1.1.4.1. Detalle de actividades asociadas al tiempo de su desarrollo (en días)	Listado de actividades	Equipo Técnico	5	1.650,00		El cronograma no debe superar los 115 días, y será validado por el Gerente de Activo.

## DICcionario DE EDT

Código EDT	Nombre del Paquete de Trabajo	Descripción Detallada	Entregable relacionado	Responsables	Estimación de Tiempos	Estimación de Costos (humano) USD	Estimación de Costos (Servicios / Equipos) USD	Criterios de Aceptación
1.1.1.5.	Elaboración de Presupuesto.	1.1.1.4.2. Detalle de propuestas económicas, de los servicios para los dos trabajos de reacondicionamiento.	Listado de Servicios con el costo.	Equipo Técnico	5	1.650,00		El presupuesto no debe superar los USD 1,055,000.00 y será validado por el Gerente de Activo.
<b>1.1.2.</b>	<b>1.1.2. Técnica</b>							
1.1.2.1.	Diseño de Programa de Reacondicionamiento del pozo Productor de Agua.	1.1.2.1.1. Elaboración de Programa de Reacondicionamiento del pozo productor de agua, con sus anexos, historial de Workover y de producción, Diagrama actual, Diagrama Propuesto.	Programa de Workover	Equipo Técnico	5	1.650,00		Aprobación del programa de Workover por ente de control (MEM).
1.1.2.2.	Diseño de Programa de Reacondicionamiento de la conversión del pozo Productor a Inyector.	1.1.2.2.1. Elaboración de Programa de Reacondicionamiento de la conversión del pozo Productor a Inyector, con sus anexos, historial de Workover y de producción, Diagrama actual, Diagrama Propuesto.	Programa de Workover	Equipo Técnico		1.650,00		Aprobación del programa de Workover por parte del Ministerio de Energía y Minas.
1.1.2.3.	Diseño de Facilidades de Superficie para interconexión de pozos.	1.1.2.3.1. Informe de Facilidades de Interconexión.	En la interconexión de Facilidades de Superficie	Ingeniero de Facilidades	5	625,00		Cumplimiento de las normas de seguridad.
1.1.2.4.	Creación de AFP con presupuesto asignado.	1.1.2.4.1. Elaboración de Formato de Costos	AFP	Ingeniero de Operaciones y Control de Costos.	5	1.650,00		El Presupuesto total del AFP no debe superar el presupuesto asignado, será validado y gestionado por Control de Costos.
<b>1.1.3.</b>	<b>1.1.3. Coordinación de Taladro de Reacondicionamiento</b>							
		1.1.3.1. Asignación de Taladro de Reacondicionamiento.	Orden de Trabajo	Equipo Técnico	5	1.650,00		El Taladro de Reacondicionamiento debe tener una capacidad mínima de 650 HP de potencia, será liberado por el Ingeniero de Calidad en campo.
<b>1.2.</b>	<b>1.2. Conversión</b>							
<b>1.2.1.</b>	<b>1.2.1. Conversión del pozo Productor de Agua de Hollín.</b>							

## DICCIONARIO DE EDT

Código EDT	Nombre del Paquete de Trabajo	Descripción Detallada	Entregable relacionado	Responsables	Estimación de Tiempos	Estimación de Costos (humano) USD	Estimación de Costos (Servicios / Equipos) USD	Criterios de Aceptación
1.2.1.1.	Movilización de Taladro de Reacondicionamiento.	1.2.1.1.1. Movilización del Taladro de Reacondicionamiento a la locación del PAD D del Campo Drago.	Firma con la entrega - recepción de plataforma.	Supervisor de Reacondicionamiento	2	330,00		El taladro debe estar liberado por el Ingeniero de Control de Calidad, y la plataforma debe estar en buenas condiciones para la recepción del taladro validado por el equipo de Seguridad, Salud y Ambiente.
1.2.1.2.	Operación del Trabajo de Workover	1.2.1.2.1. Control de pozo. Recuperar equipo BES. 1.3.1.2.2. Bajar Bha de limpieza. 1.2.1.2.3. Cañoneo a Hollín con unidad de WL. Bajar completación de fondo. 1.2.1.2.4. Bajar equipo BES.	Reportes diarios con el detalle de la operación hora-hora.	Supervisor de Reacondicionamiento	9	1.485,00	281.916,67	Las operaciones de Reacondicionamiento deben estar alineadas a los Estándares de la Industria Petrolera Internacional para Empresas Operadoras y para Empresas de Servicios, validado por el Supervisor de Reacondicionamiento.
1.2.1.3.	Prueba de Rotación y Producción del equipo BES.	1.2.1.3.1. Arranque de pozo. 1.2.1.3.2. Prueba de Rotación y producción.	Reporte de arranque de equipo BES instalado.	Ing. De Levantamiento Artificial	2	250,00		El equipo BES debe estar operativo y con buenas condiciones eléctricas y mecánicas, validado por el Supervisor de Reacondicionamiento y Supervisor de Producción.
<b>1.2.2.</b>	<b>1.2.2. Conversión del pozo Productor a Inyector.</b>							
1.2.2.1.	Movilización de Taladro de Reacondicionamiento.	1.2.2.1.1. Movilización del Taladro de Reacondicionamiento a la locación del PAD D del Campo Drago.	Firma con la entrega - recepción de plataforma.	Supervisor de Reacondicionamiento	2	330,00		El taladro debe estar liberado por el Ingeniero de Control de Calidad, y la plataforma debe estar en buenas condiciones para la recepción del taladro validado por el equipo de Seguridad, Salud y Ambiente.
1.2.2.2.	Operación del Trabajo de Workover	1.2.2.2.1. Control de pozo. Recuperar tubería. 1.2.2.2.2. Bajar Bha de molienda. Bajar BHA de limpieza. 1.2.2.2.3. Realizar Registro cemento - corrosión. Re-disparos a Ui y Ti con unidad de WL. Bajar bha de inyección.	Reportes diarios con el detalle de la operación hora-hora.	Supervisor de Reacondicionamiento	11	1.815,00	645.258,33	Las operaciones de Reacondicionamiento deben estar alineadas a los Estándares de la Industria Petrolera Internacional para Empresas Operadoras y para Empresas de Servicios, validado por el Supervisor de Reacondicionamiento.

DICCIONARIO DE EDT								
Código EDT	Nombre del Paquete de Trabajo	Descripción Detallada	Entregable relacionado	Responsables	Estimación de Tiempos	Estimación de Costos (humano) USD	Estimación de Costos (Servicios / Equipos) USD	Criterios de Aceptación
1.2.2.3.	Pruebas de Ratas múltiples con unidad de bombeo.	1.2.2.3.1. Pruebas de Ratas múltiples verificando el caudal de inyección vs presión de inyección.	Reporte de parámetros de Presión de Inyección vs caudal de inyección.	Supervisor de Reacondicionamiento	2	330,00		El pozo debe tener buenos parámetros de caudales de inyección y presión no menores 5,000 BAPD con 2000 psi, validado por el Ingeniero de Reservorios.
<b>1.2.3.</b>	<b>1.2.3. Conexión en superficie del pozo productor de agua al inyector de agua.</b>							
1.2.3.1	Movilización de tubería y accesorios.	1.2.3.1.1. Adquisición y movilización de materiales a la locación de los pozos.	Firma con la entrega - recepción de materiales en la locación.	Ingeniero de Facilidades	5	625,00	30.000,00	Los materiales y accesorios deben estar liberados por el Ingeniero de QAQC y validados por el Ingeniero de Facilidades.
1.2.3.2.	Conexión.	1.2.3.2.1. Realizar la conexión del pozo productor de agua al inyector de agua mediante tubería.	Registro de pruebas de funcionamiento de la interconexión en superficie.	Ingeniero de Facilidades		625,00		La interconexión debe estar alineada a los Estándares de Calidad
<b>1.3.</b>	<b>1.3. Implementación de Inyección de Agua</b>							
1.3.1	Inicio de la Inyección de Agua, arranque de pozos.	1.3.1.1. Arranque del equipo BES del pozo productor de Agua alineado al pozo Inyector. Monitoreo de Parámetros	Informe de Resultados de los dos pozos.	Equipo Técnico	3	990,00		No deben existir fugas en superficie en las interconexiones, los equipos de superficie deben estar operando de manera permanente.
1.3.2	Monitoreo de Caudales de Inyección.	1.3.2.1. Registro de BAPD vs Presión de Inyección.	Acta de recepción de equipos	Equipo Técnico	2	660,00		El medidor de caudal y el manómetro deben estar en perfecto funcionamiento.
1.3.3.	Entrega a Operaciones.	1.3.3.1. Cierre	Reportes de inyección de agua	Equipo Técnico	1	330,00		El pozo productor de agua debe producir al menos 5,000 bapd y ese volumen debe recibir el pozo inyector de agua.

Fuente: Autores

#### 4.1.2 Planificación de la Gestión de Cronograma

Según la guía PMBook el plan de gestión de cronograma, define estándares y tareas de desarrollo, monitoreo y control de la ejecución del cronograma. En la siguiente tabla se detalla el Plan de Gestión de Cronograma.

**Tabla 22.** Plan de Gestión de Cronograma

<b>PLAN DE GESTIÓN DE CRONOGRAMA</b>	
<b>NOMBRE DEL PROYECTO</b>	<b>DIRECTOR DEL PROYECTO</b>
IMPLEMENTACIÓN DE INYECCIÓN DE AGUA PARA RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN EL CAMPO DRAGO	Gerente de Activo
<b>FECHA DE INICIO DEL PROYECTO</b>	<b>TIEMPO DE DURACIÓN</b>
29-abr-24	99 días
<b>DEFINICIÓN</b>	
Es el proceso donde se planifica, supervisa y controla las actividades y recursos requeridos para finalizar el Proyecto dentro de los tiempos establecidos.	
El cronograma del proyecto de inyección de agua en el campo Drago, se define el siguiente Plan de Gestión del Cronograma:	
<b>1. IDENTIFICACIÓN DE ACTIVIDADES:</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Revisar la Estructura de Desglose del Trabajo (EDT) para identificar todas las actividades necesarias y completar el proyecto.</li> <li>- Desglosar los entregables en tareas específicas y definir claramente las actividades a realizar.</li> </ul>	
<b>2. ESTIMACIÓN DE DURACIÓN:</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Consultar al equipo del proyecto (Ingeniero de Operaciones e Ingeniero de Reservorios) y a especialistas para la prestación de servicios quienes estimarán la duración en días de cada actividad.</li> <li>- Utilizar técnicas de estimación como la estimación análoga de acuerdo a los proyectos anteriormente ejecutados en los campos del Distrito Amazónico con similares características.</li> <li>- Considerar factores como la experiencia del equipo, la disponibilidad de recursos, entre otros, para ajustar las estimaciones análogas y hacerlas más precisas.</li> </ul>	
<b>3. DESARROLLO DE SECUENCIAS DE ACTIVIDADES:</b>	

<ul style="list-style-type: none"> <li>- Determinar la secuencia lógica en la que deben realizarse las actividades para lograr los entregables del proyecto.</li> <li>- Realizar el diagrama de red y determinar el camino crítico para definir las actividades predecesoras.</li> </ul>
<p><b>4. ASIGNACIÓN DE RECURSOS:</b></p>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Identificar todos los recursos para cada actividad, incluyendo personal, equipos, materiales y cualquier otro recurso requerido.</li> <li>- Asignar los recursos de manera eficiente, considerando la disponibilidad y las habilidades necesarias para cada tarea.</li> <li>- La Gerencia de Finanzas será el departamento encargado de asignar el presupuesto para la adquisición de los recursos en base a un AFP.</li> </ul>
<p><b>5. CREACIÓN DEL CRONOGRAMA DEL PROYECTO:</b></p>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Utilizar la herramienta de software Microsoft Project para desarrollar el cronograma del proyecto, generando un Diagrama de Gant.</li> <li>- Incluir información detallada del inicio y fin de las actividades, su duración, las dependencias entre actividades y los recursos asignados.</li> <li>- Se incluirá los hitos establecidos en el Proyecto con duración 0.</li> </ul>
<p><b>6. REVISIÓN Y APROBACIÓN DEL CRONOGRAMA:</b></p>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Revisar el cronograma con el grupo de trabajo y los interesados para asegurar que sea realista y alcanzable.</li> <li>- Obtener la aprobación formal del cronograma:</li> </ul> <p>Responsable: El Director del Proyecto es el encargado de gestionar el Cronograma.  Aprobación: El patrocinador se encarga de aprobar el cronograma.</p>
<p><b>7. MONITOREO Y CONTROL DEL CRONOGRAMA:</b></p>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Efectuar el seguimiento regular del avance de lo planificado versus lo ejecutado.</li> <li>- Identificar retrasos o adelantos, en general alguna desviación, en las actividades y considerar acciones correctivas para evitar desviaciones del cronograma.</li> <li>- Realizar este seguimiento en el software Microsoft Project.</li> </ul>
<p><b>8. CAMBIOS</b></p>
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Validar Plan de Cambios</li> </ul>

**Fuente:** Autores

#### 4.1.2.1 Cronograma

En la siguiente tabla se muestra el cronograma en el que se describe secuencia de actividades, tareas o eventos planificados en el proyecto, junto con sus duraciones, fechas de inicio y finalización, y relaciones de dependencia entre ellas.

El cronograma fue elaborado en el software Microsoft Project.

**Tabla 23.** Cronograma

Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin	Predecesoras	Nombres de los recursos	Costo
<b>INYECCIÓN DE AGUA PARA RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN EL CAMPO DRAGO</b>	99 días	lun 29/04/24	jue 12/09/24		Director del Proyecto[1]	\$ 1.003.370,08
1.1. Planificación y Diseño	60 días	lun 29/04/24	vie 19/07/24			\$ 20.425,00
1.1.1. Documental	40 días	lun 29/04/24	vie 21/06/24			\$ 13.200,00
Definición de Objetivos y Alcance.	10 días	lun 29/04/24	vie 10/05/24			\$ 3.300,00
1.1.1.1.1. Definición de Objetivos	5 días	lun 29/04/24	vie 03/05/24		Equipo Técnico	\$ 1.650,00
1.1.1.1.2. Definición de Alcance	5 días	lun 06/05/24	vie 10/05/24	5	Equipo Técnico	\$ 1.650,00
Levantamiento de Información Técnica (Condición de Reservorio, Condición mecánica de los pozos).	10 días	lun 13/05/24	vie 24/05/24			\$ 3.300,00
1.1.1.2.1. Revisión de pozos cerrados.	5 días	lun 13/05/24	vie 17/05/24	6	Equipo Técnico	\$ 1.650,00
1.1.1.2.2. Elaborar matriz de parámetros petrofísicos específicos del reservorio, datos de presión, diagrama mecánico de los pozos, historial de producción y de workover.	5 días	lun 20/05/24	vie 24/05/24	8	Equipo Técnico	\$ 1.650,00
Análisis y selección de pozos Candidatos para conversión de productor e inyector de agua.	10 días	lun 27/05/24	vie 07/06/24	9		\$ 3.300,00
1.1.1.3.1. Análisis de la matriz de pozos.	5 días	lun 27/05/24	vie 31/05/24	9	Equipo Técnico	\$ 1.650,00

Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin	Predecesoras	Nombres de los recursos	Costo
1.1.1.3.2. Selección de dos pozos candidatos.	5 días	lun 03/06/24	vie 07/06/24	11	Equipo Técnico	\$ 1.650,00
<b>Elaboración de Cronograma.</b>	<b>5 días</b>	<b>lun 10/06/24</b>	<b>vie 14/06/24</b>			<b>\$ 1.650,00</b>
1.1.1.4.1. Detalle de actividades asociadas al tiempo de su desarrollo (en días)	5 días	lun 10/06/24	vie 14/06/24	12	Equipo Técnico	\$ 1.650,00
<b>Elaboración de Presupuesto.</b>	<b>5 días</b>	<b>lun 17/06/24</b>	<b>vie 21/06/24</b>			<b>\$ 1.650,00</b>
1.1.1.4.2. Detalle de propuestas económicas, de los servicios para los dos trabajos de reacondicionamiento.	5 días	lun 17/06/24	vie 21/06/24	14	Equipo Técnico	\$ 1.650,00
Hito: Aprobación del proyecto por parte de la Gerencia de Exploración y Producción.	0 días	vie 21/06/24	vie 21/06/24	16		\$ 0,00
<b>1.1.2. Técnica</b>	<b>15 días</b>	<b>lun 24/06/24</b>	<b>vie 12/07/24</b>			<b>\$ 5.575,00</b>
<b>Diseño de Programa de Reacondicionamiento del pozo Productor de Agua.</b>	<b>5 días</b>	<b>lun 24/06/24</b>	<b>vie 28/06/24</b>			<b>\$ 1.650,00</b>
1.1.2.1.1. Elaboración de Programa de Reacondicionamiento del pozo productor de agua, con sus anexos, historial de Workover y de producción, Diagrama actual, Diagrama Propuesto.	5 días	lun 24/06/24	vie 28/06/24	16	Equipo Técnico	\$ 1.650,00
Hito: Aprobación del Programa de Reacondicionamiento del pozo productor de agua por el Ministerio de Energía y Minas.	0 días	vie 28/06/24	vie 28/06/24	20		\$ 0,00
<b>Diseño de Programa de Reacondicionamiento de la conversión del pozo Productor a Inyector.</b>	<b>5 días</b>	<b>lun 24/06/24</b>	<b>vie 28/06/24</b>	<b>16</b>		<b>\$ 1.650,00</b>
1.1.2.2.1. Elaboración de Programa de Reacondicionamiento de la conversión del pozo Productor a Inyector, con sus anexos, historial de Workover y de producción, Diagrama actual, Diagrama Propuesto.	5 días	lun 24/06/24	vie 28/06/24	16	Equipo Técnico	\$ 1.650,00

Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin	Predecesoras	Nombres de los recursos	Costo
Hito: Aprobación del Programa de Reacondicionamiento de la Conversión del pozo Productor a Inyector de agua por el Ministerio de Energía y Minas.	0 días	vie 28/06/24	vie 28/06/24	23		\$ 0,00
<b>Diseño de Facilidades de Superficie para interconexión de pozos.</b>	<b>5 días</b>	<b>lun 01/07/24</b>	<b>vie 05/07/24</b>			<b>\$ 625,00</b>
1.1.2.3.1. Informe de Facilidades de Interconexión.	5 días	lun 01/07/24	vie 05/07/24	23,2	Ing. De Facilidades	\$ 625,00
<b>Creación de AFP con presupuesto asignado.</b>	<b>5 días</b>	<b>lun 08/07/24</b>	<b>vie 12/07/24</b>			<b>\$ 1.650,00</b>
1.1.2.4.1. Elaboración de Formato de Costos	5 días	lun 08/07/24	vie 12/07/24	26	Ing. De Operaciones y Cost Control	\$ 1.650,00
Hito: Asignación de Presupuesto.	0 días	vie 12/07/24	vie 12/07/24	28		\$ 0,00
<b>1.1.3. Coordinación de Taladro de Reacondicionamiento</b>	<b>5 días</b>	<b>lun 15/07/24</b>	<b>vie 19/07/24</b>			<b>\$ 1.650,00</b>
1.1.3.1. Asignación de Taladro de Reacondicionamiento.	5 días	lun 15/07/24	vie 19/07/24	28	Equipo Técnico	\$ 1.650,00
<b>1.2. Conversión</b>	<b>33 días</b>	<b>lun 22/07/24</b>	<b>mié 04/09/24</b>			<b>\$ 962.965,04</b>
<b>1.2.1. Conversión del pozo Productor de Agua de Hollín.</b>	<b>13 días</b>	<b>lun 22/07/24</b>	<b>mié 07/08/24</b>			<b>\$ 283.981,68</b>
<b>1.2.1.1. Movilización de Taladro de Reacondicionamiento.</b>	<b>2 días</b>	<b>lun 22/07/24</b>	<b>mar 23/07/24</b>			<b>\$ 330,00</b>
1.2.2.1.1. Movilización del Taladro de Reacondicionamiento a la locación del PAD D del Campo Drago.	2 días	lun 22/07/24	mar 23/07/24	31	Supervisor de Reacondicionamiento	\$ 330,00
<b>1.2.1.2. Operación del Trabajo de Workover</b>	<b>9 días</b>	<b>mié 24/07/24</b>	<b>lun 05/08/24</b>			<b>\$ 283.401,68</b>
1.2.1.2.1. Control de pozo. Recuperar equipo BES.	2 días	mié 24/07/24	jue 25/07/24	35	Supervisor de Reacondicionamiento, O conversión del pozo Productor de agua[1]	\$ 282.246,68
1.2.1.2.2. Bajar Bha de limpieza.	2 días	vie 26/07/24	lun 29/07/24	37	Supervisor de Reacondicionamiento	\$ 330,00
1.2.1.2.3. Cañoneo a Hollín con unidad de WL. Bajar completación de fondo.	2 días	mar 30/07/24	mié 31/07/24	38	Supervisor de Reacondicionamiento	\$ 330,00

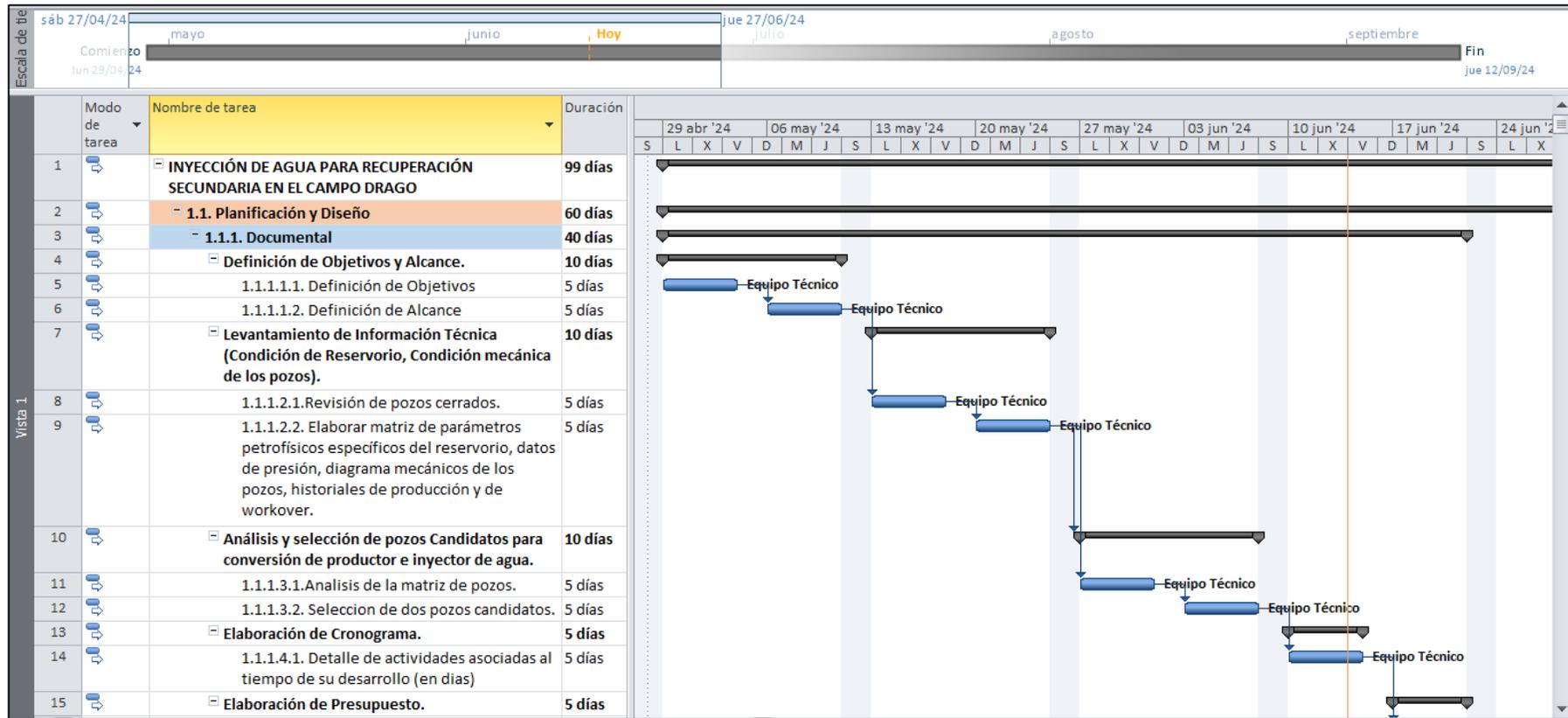
Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin	Predecesoras	Nombres de los recursos	Costo
1.2.1.2.4. Bajar equipo BES.	3 días	jue 01/08/24	lun 05/08/24	39	Supervisor de Reacondicionamiento	\$ 495,00
<b>1.2.1.3. Arranque de pozo y prueba de producción</b>	<b>2 días</b>	<b>mar 06/08/24</b>	<b>mié 07/08/24</b>			<b>\$ 250,00</b>
1.2.1.3.1. Arranque de pozo	1 día	mar 06/08/24	mar 06/08/24	40	Ing. De Levantamiento Artificial	\$ 125,00
1.2.1.3.2. Prueba de rotación y producción	1 día	mié 07/08/24	mié 07/08/24	42	Ing. De Levantamiento Artificial	\$ 125,00
Hito: Finalización de Operaciones del pozo Productor de agua	0 días	mié 07/08/24	mié 07/08/24	43		\$ 0,00
<b>1.2.2. Conversión del pozo Productor a Inyector.</b>	<b>15 días</b>	<b>jue 08/08/24</b>	<b>mié 28/08/24</b>			<b>\$ 647.733,32</b>
<b>1.2.2.1. Movilización de Taladro de Reacondicionamiento.</b>	<b>2 días</b>	<b>jue 08/08/24</b>	<b>vie 09/08/24</b>			<b>\$ 330,00</b>
1.2.2.1.1. Movilización del Taladro de Reacondicionamiento a la locación del PAD D del Campo Drago.	2 días	jue 08/08/24	vie 09/08/24	43	Supervisor de Reacondicionamiento	\$ 330,00
<b>1.2.2.2. Operación del Trabajo de Workover</b>	<b>11 días</b>	<b>lun 12/08/24</b>	<b>lun 26/08/24</b>			<b>\$ 647.073,32</b>
1.2.2.2.1. Control de pozo. Recuperar tubería.	1 día	lun 12/08/24	lun 12/08/24	47	Supervisor de Reacondicionamiento, O conversión del pozo Inyector de agua[1]	\$ 645.423,32
1.2.2.2.2. Bajar Bha de molienda. Bajar BHA de limpieza.	5 días	mar 13/08/24	lun 19/08/24	49	Supervisor de Reacondicionamiento	\$ 825,00
1.2.2.2.3. Realizar Registro cemento - corrosión. Redisparos a Ui y Ti con unidad de WL. Bajar bha de inyección.	5 días	mar 20/08/24	lun 26/08/24	50	Supervisor de Reacondicionamiento	\$ 825,00
<b>1.2.2.2. Pruebas de Ratas múltiples con unidad de bombeo.</b>	<b>2 días</b>	<b>mar 27/08/24</b>	<b>mié 28/08/24</b>			<b>\$ 330,00</b>
1.2.2.2.1. Pruebas de Ratas múltiples verificando el caudal de inyección vs presión de inyección.	2 días	mar 27/08/24	mié 28/08/24	51	Supervisor de Reacondicionamiento	\$ 330,00
Hito: Finalización de Operaciones del pozo Inyector de Agua	0 días	mié 28/08/24	mié 28/08/24	53		\$ 0,00

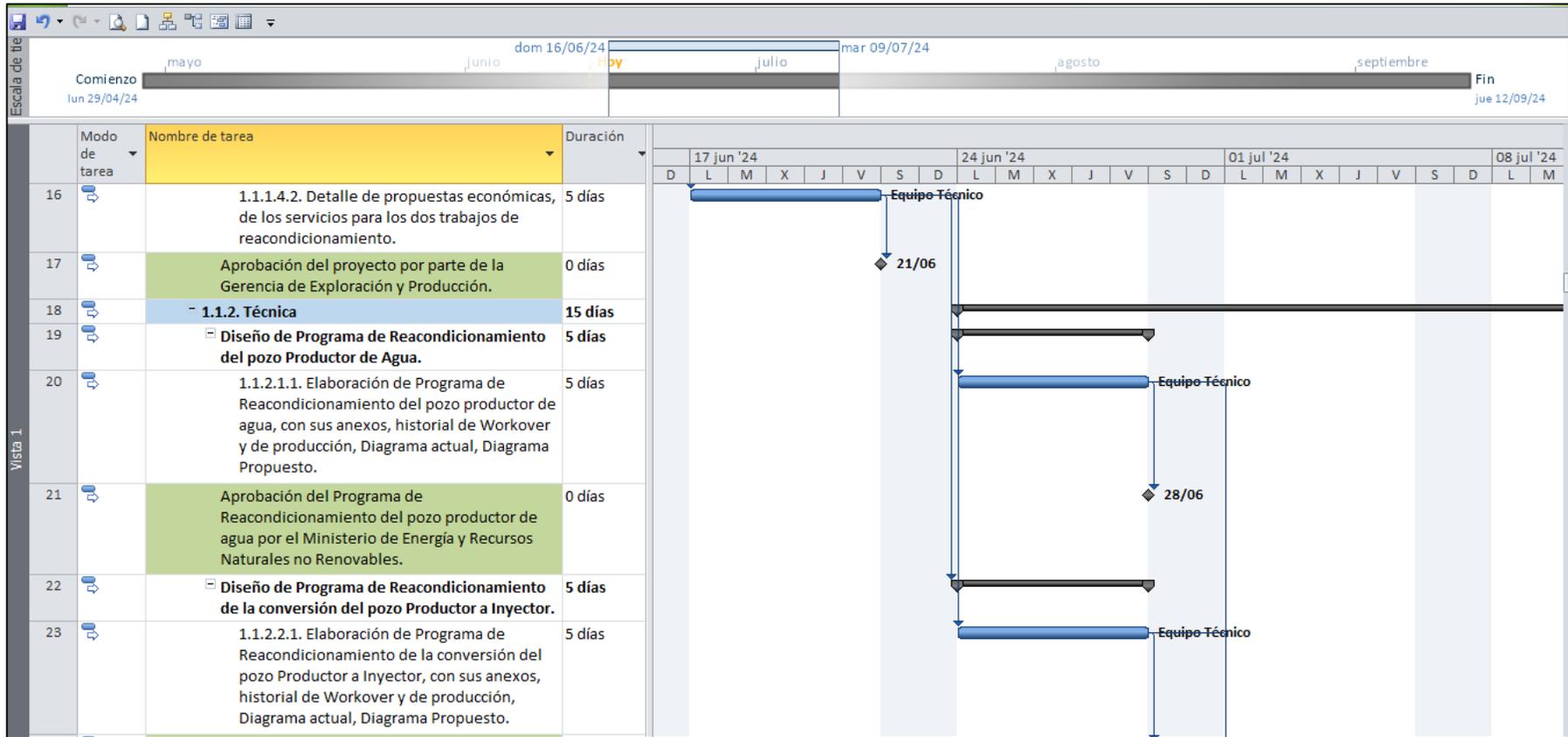
Nombre de tarea	Duración	Comienzo	Fin	Predecesoras	Nombres de los recursos	Costo
<b>1.2.3. Conexión en superficie del pozo productor de agua al inyector de agua.</b>	<b>12 días</b>	<b>mar 20/08/24</b>	<b>mié 04/09/24</b>			<b>\$ 31.250,00</b>
<b>1.2.3.1 Movilización de tubería y accesorios.</b>	<b>5 días</b>	<b>mar 20/08/24</b>	<b>lun 26/08/24</b>			<b>\$ 30.625,00</b>
1.2.3.1.1. Adquisición y movilización de materiales a la locación de los pozos.	5 días	mar 20/08/24	lun 26/08/24	50	Ing. De Facilidades, Interconexión[1]	\$ 30.625,00
<b>1.2.3.2. Conexión.</b>	<b>5 días</b>	<b>jue 29/08/24</b>	<b>mié 04/09/24</b>			<b>\$ 625,00</b>
1.2.3.2.1. Realizar la conexión del pozo productor de agua al inyector de agua mediante tubería.	5 días	jue 29/08/24	mié 04/09/24	53,57	Ing. De Facilidades	\$ 625,00
<b>1.3. Implementación de Inyección de Agua</b>	<b>6 días</b>	<b>jue 05/09/24</b>	<b>jue 12/09/24</b>			<b>\$ 1.980,00</b>
<b>1.3.1 Inicio de la Inyección de Agua, arranque de pozos.</b>	<b>3 días</b>	<b>jue 05/09/24</b>	<b>lun 09/09/24</b>			<b>\$ 990,00</b>
1.3.1.1. Arranque del equipo BES del pozo productor de Agua alineado al pozo Inyector. Monitoreo de parámetros	3 días	jue 05/09/24	lun 09/09/24	59	Equipo Técnico	\$ 990,00
Hito: Inicio de inyección de agua en el pozo Inyector.	0 días	lun 09/09/24	lun 09/09/24	62		\$ 0,00
<b>1.3.2 Monitoreo de Caudales de Inyección.</b>	<b>2 días</b>	<b>mar 10/09/24</b>	<b>mié 11/09/24</b>			<b>\$ 660,00</b>
1.3.2.1. Registro de BAPD vs Presión de Inyección.	2 días	mar 10/09/24	mié 11/09/24	62	Equipo Técnico	\$ 660,00
<b>1.3.3. Entrega a Operaciones</b>	<b>1 día</b>	<b>jue 12/09/24</b>	<b>jue 12/09/24</b>			<b>\$ 330,00</b>
1.3.3.1. Cierre	1 día	jue 12/09/24	jue 12/09/24	65	Equipo Técnico	\$ 330,00

Fuente: Autores

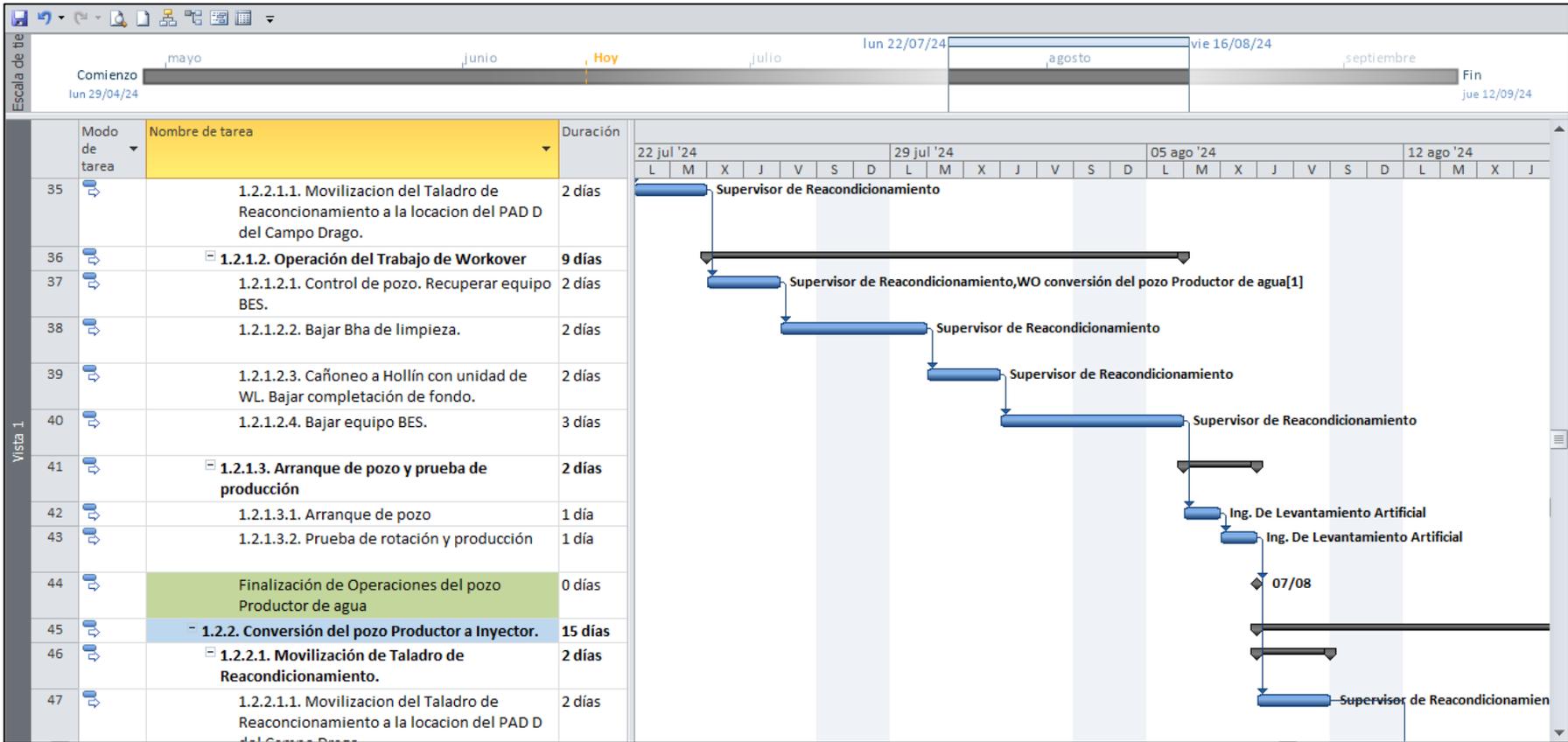
### 4.1.2.2 Diagrama de Gant

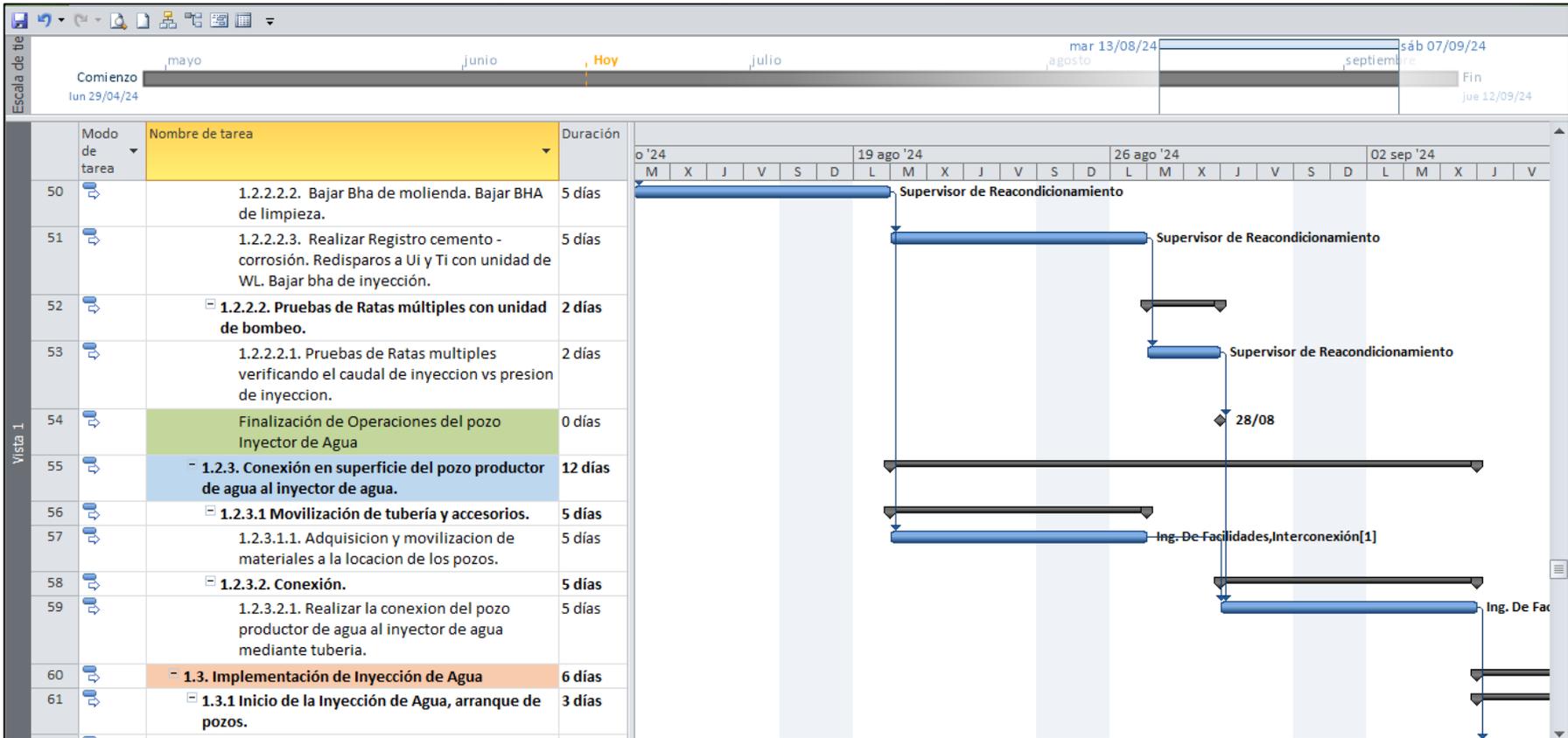
Figura 9. Diagrama de Gant.

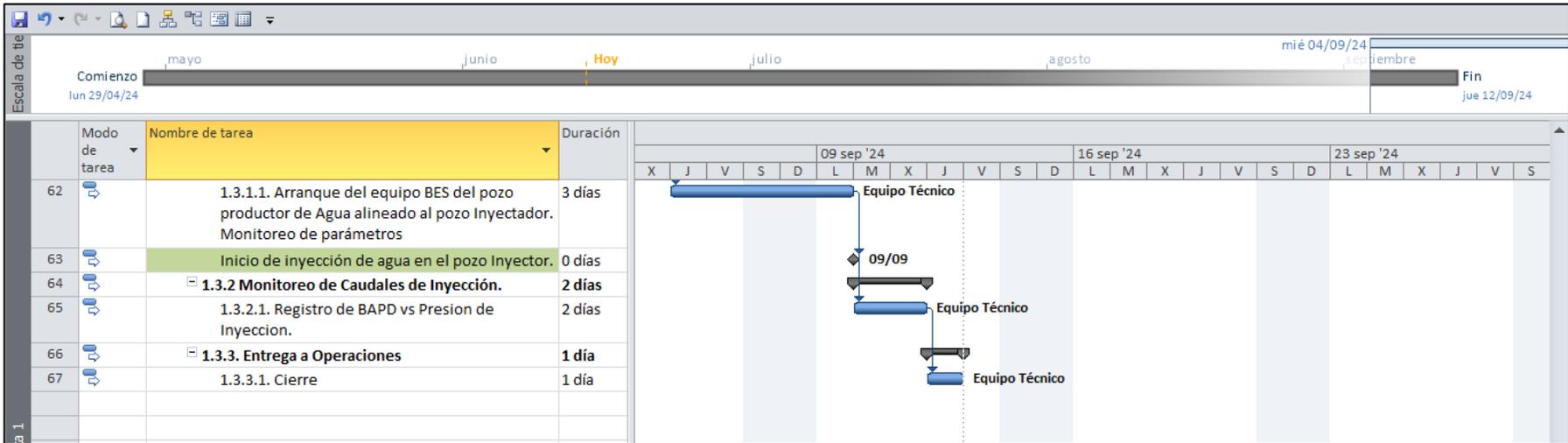








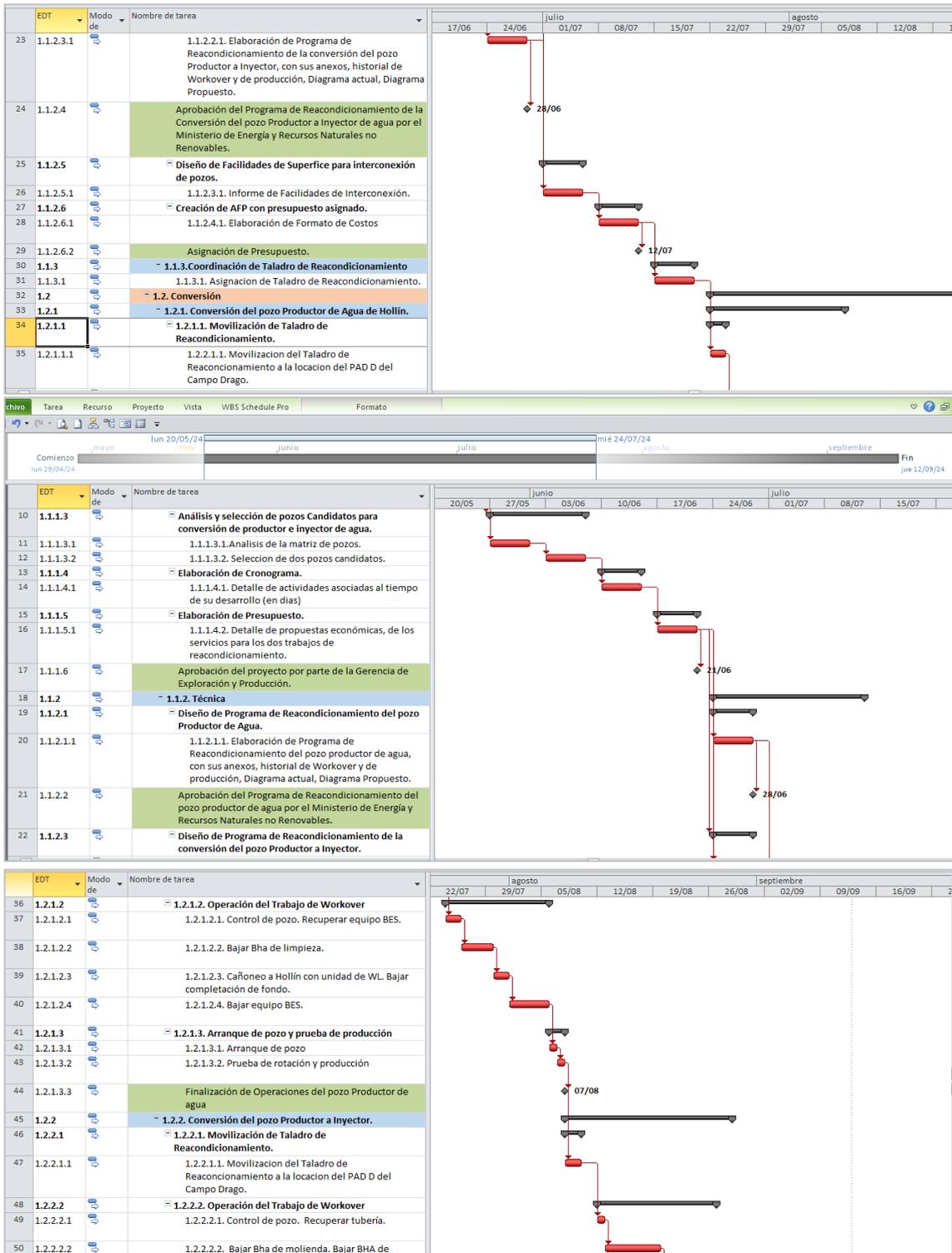


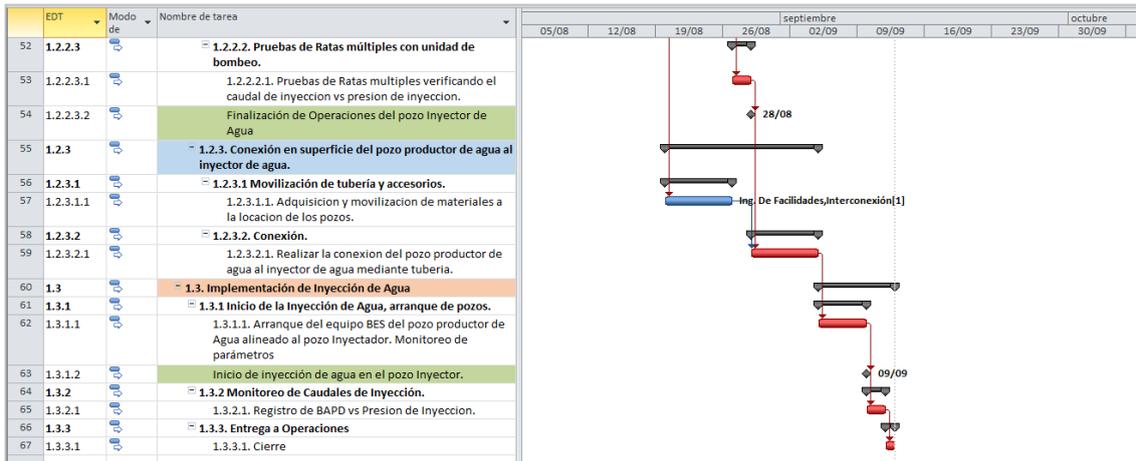


Fuente: Autores

### 4.1.2.3. Ruta Crítica:

Figura 10. Ruta Crítica.





Fuente: Autores

### 4.1.3. Plan de gestión de costos

De acuerdo a la guía PMBOK sexta edición el Plan de Gestión de Costos es parte del plan de dirección del proyecto en donde se indica la manera como planificar, estructurar y controlar los costos.

En la siguiente tabla de indican los parámetros generales para dicho cumplir dicho fin.

**Tabla 24.** Plan de Gestión de Costos.

PLAN DE GESTIÓN DE COSTOS	
FECHA	NOMBRE DE PROYECTO
29-Apr-24	IMPLEMENTACIÓN DE INYECCIÓN DE AGUA PARA RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN EL CAMPO DRAGO
Este plan de gestión de costos garantizará una adecuada estimación del presupuesto y control de los costos, permitiendo que se finalice acorde al presupuesto aprobado y cumpliendo con los objetivos establecidos.	
<b>1. METODOLOGÍA DE ESTIMACIÓN DE COSTOS:</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Utilizar la técnica de estimación análoga, basada en proyectos similares anteriores en los diferentes campos, para estimar los costos de las actividades del proyecto, estimar los montos necesarios para el recurso humano y material.</li> <li>- Consultar a expertos del equipo y proveedores para obtener estimaciones detalladas y precisas.</li> </ul>	

- Considerar factores como la inflación, y posibles riesgos que puedan afectar los costos.	
<b>2. ELABORACIÓN DE PRESUPUESTO:</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Desarrollar un presupuesto detallado que incluya todos los costos estimados del proyecto, como mano de obra, materiales, equipos, servicios externos, y reserva de contingencia.</li> <li>- Utilizar herramientas para elaboración de presupuesto en Microsoft Office Excel y Microsoft Project para la elaboración y seguimiento del presupuesto.</li> <li>- Aprobación del presupuesto por el director del proyecto.</li> </ul>	
<b>3. ESTABLECIMIENTO DE LA LÍNEA BASE DE COSTOS:</b>	
<ul style="list-style-type: none"> <li>- Definir la línea base de costos, que servirá como referencia para comparar el desempeño real del proyecto.</li> <li>- Documentar claramente los costos planificados para cada actividad y componente del proyecto en la línea base de costos.</li> <li>- Elaborar y mantener la Curva S actualizada durante el proyecto para visualizar los cambios en la asignación de recursos y el progreso real de las actividades. Esto permitirá una comparación constante entre el planificado y el ejecutado.</li> </ul>	
<b>4. MONITOREO Y CONTROL DEL RENDIMIENTO DE COSTOS:</b>	
<b>Responsable</b>	Director del Proyecto
<b>Procedimiento:</b>	1. Cada semana el equipo de trabajo realizará un reporte para verificar los costos planificados versus los ejecutados de cada actividad del EDT. (línea base de costos)
	2. Si existen desviaciones mayores al 5% se deberá realizar un análisis de impacto que tendrá a los objetivos, alcance, tiempo y costo, lo cual deberá ser informado al Patrocinador y aprobado por el Director del Proyecto.
	3. El Director del Proyecto decidirá si aprueba o no el cambio.
	* Una desviación de costos < al 5% no necesitará aprobación.
<b>UNIDADES DE MEDIDA</b>	
<b>Tipo de recurso</b>	<b>Unidad de Medida</b>
Humano	USD
Servicios	USD
Equipos	USD
<b>NIVEL DE PRECISIÓN</b>	
Los valores se usarán con dos decimales.	

**Fuente:** Autores

#### 4.1.3.1. Estimación de Costos:

Para el proyecto de Implementación de Inyección de Agua para recuperación secundaria en el Campo Drago se identificó el recurso humano necesario para cada tarea, la siguiente tabla muestra lo dicho anteriormente:

**Tabla 25.** Estimación de Costos Recurso Humano.

Funcionario	USD/ día	Días asociados al Proyecto	Total (USD)
Director del Proyecto	181,82	99	18.000,18
Equipo Técnico (Ing. OPR e Ing. De Reservorios)	330	56	20.130,00
Ing. De Facilidades	125	10	1.875,00
Supervisor de Reacondicionamiento	165	26	4.290,00
Ing. De Operaciones y Cost Control	330	5	1.650,00
Ing. De Levantamiento Artificial	125	2	250,00
			<b>46.195,18</b>

**Fuente:** Autores

Además, es fundamental realizar la estimación de los recursos materiales necesarios, los cuales incluyen:

**Tabla 26.** Estimación de Costos Recurso Material.

Nombre y descripción	Valor del Costo
Reacondicionamiento del pozo Inyector	\$ 645,258.33
Reacondicionamiento del pozo productor de agua	\$ 281,916.67
Facilidades de Superficie	\$ 30,000

**Fuente:** Autores

#### 4.1.3.2. Presupuesto del proyecto

La siguiente tabla detalla el Presupuesto asociado con el listado de actividades aprobadas para la ejecución del proyecto, conforme a la Estructura de Desglose del Trabajo (EDT), lo que representa la línea base de costos:

**Tabla 27.** Línea base de costos

PRESUPUESTO						
Código EDT	Nombre de la Tarea	Fecha de Inicio	Fecha de Fin	Duración	Costo	Responsable
	<b>INYECCIÓN DE AGUA PARA RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN EL CAMPO DRAGO</b>			<b>99</b>	18.000,00	
<b>1.1.</b>	<b>1.1. Planificación y Diseño</b>			<b>60</b>		
<b>1.1.1.</b>	<b>1.1.1. Documental</b>			<b>40</b>		
1.1.1.1	Definición de Objetivos y Alcance.	lun 29/04/24	vie 10/05/24	10	3.300,00	Equipo Técnico
1.1.1.2.	Levantamiento de Información Técnica (Condición de Reservorio, Condición mecánica de los pozos).	lun 13/05/24	vie 24/05/24	10	3.300,00	Equipo Técnico
1.1.1.3.	Análisis y selección de pozos Candidatos para conversión de productor e inyector de agua.	lun 27/05/24	vie 07/06/24	10	3.300,00	Equipo Técnico
1.1.1.4.	Elaboración de Cronograma.	lun 10/06/24	vie 14/06/24	5	1.650,00	Equipo Técnico
1.1.1.5.	Elaboración de Presupuesto.	lun 17/06/24	vie 21/06/24	5	1.650,00	Equipo Técnico
<b>1.1.2.</b>	<b>1.1.2. Técnica</b>			<b>15</b>		
1.1.2.1.	Diseño de Programa de Reacondicionamiento del pozo Productor de Agua.	lun 24/06/24	vie 28/06/24	5	1.650,00	Equipo Técnico
1.1.2.2.	Diseño de Programa de Reacondicionamiento de la conversión del pozo Productor a Inyector.	lun 24/06/24	vie 28/06/24		1.650,00	Equipo Técnico
1.1.2.3.	Diseño de Facilidades de Superficie para interconexión de pozos.	lun 01/07/24	vie 05/07/24	5	625,00	Ingeniero de Facilidades
1.1.2.4.	Creación de AFP con presupuesto asignado.	lun 08/07/24	vie 12/07/24	5	1.650,00	Ingeniero de Operaciones y Control de Costos.

1.1.3.	1.1.3. Coordinación de Taladro de Reacondicionamiento	lun 15/07/24	vie 19/07/24	5	1.650,00	Equipo Técnico
1.2.	1.2. Conversión			33		
1.2.1.	1.2.1. Conversión del pozo Productor de Agua de Hollín.			13		
1.2.1.1.	Movilización de Taladro de Reacondicionamiento.	lun 22/07/24	mar 23/07/24	2	330,00	Supervisor de Reacondicionamiento
1.2.1.2.	Operación del Trabajo de Workover	mié 24/07/24	lun 05/08/24	9	283.401,67	Supervisor de Reacondicionamiento
1.2.1.3.	Prueba de Rotación y Producción del equipo BES.	mar 06/08/24	mié 07/08/24	2	250,00	Supervisor de Reacondicionamiento
1.2.2.	1.2.2. Conversión del pozo Productor a Inyector.			15		
1.2.2.1.	Movilización de Taladro de Reacondicionamiento.	jue 08/08/24	vie 09/08/24	2	330,00	Supervisor de Reacondicionamiento
1.2.2.2.	Operación del Trabajo de Workover	lun 12/08/24	lun 26/08/24	11	647.073,33	Supervisor de Reacondicionamiento
1.2.2.3.	Pruebas de Ratas múltiples con unidad de bombeo.	mar 27/08/24	mié 28/08/24	2	330,00	Supervisor de Reacondicionamiento
1.2.3.	1.2.3. Conexión en superficie del pozo productor de agua al inyector de agua.			5		
1.2.3.1	Movilización de tubería y accesorios.	mar 20/08/24	lun 26/08/24	5	30.625,00	Ingeniero de Facilidades
1.2.3.2.	Conexión.	jue 29/08/24	mié 04/09/24		625,00	Ingeniero de Facilidades
1.3.	1.3. Implementación de Inyección de Agua			6		
1.3.1	Inicio de la Inyección de Agua, arranque de pozos.	jue 05/09/24	lun 09/09/24	3	990,00	Equipo Técnico
1.3.2	Monitoreo de Caudales de Inyección.	mar 10/09/24	mié 11/09/24	2	660,00	Equipo Técnico
1.3.3.	Entrega a Operaciones.	mié 12/09/24	mié 12/09/24	1	330,00	Equipo Técnico
<b>COSTO BASE DEL PROYECTO</b>					<b>1.003.370,00</b>	
<b>RESERVA DE CONTINGENCIA*</b>					<b>50.168,50</b>	
<b>PRESUPUESTO</b>					<b>1.053.538,50</b>	

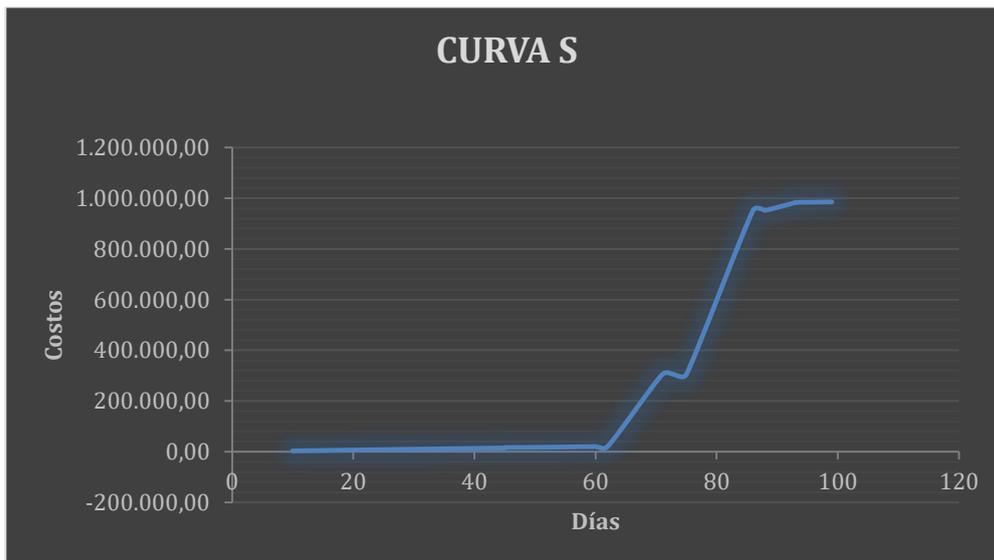
Fuente: Autores

\*El cálculo de la reserva de contingencia se determinó un 5% sobre la línea base del costo.

#### 4.1.3.3. Curva S

La determinación de la curva S, según la Guía PMBOK, implica la identificación de los puntos críticos en el proyecto que pueden influir en su progreso. Esta curva se crea mediante el análisis de la distribución de los recursos y las actividades a lo largo del tiempo, lo que permite visualizar cómo se asignan los recursos en relación con el tiempo y el progreso del proyecto.

**Figura 11.** Curva S.



**Fuente:** Autores

## 4.2. Elaboración de planes de calidad, recursos y comunicaciones

### 4.2.1. Plan de gestión de calidad

Planificar la Gestión de la Calidad es definir: los estándares y requisitos referentes a la calidad, y su cumplimiento. El beneficio principal de es

proporcionar una guía sobre cómo se gestionará y verificará la calidad durante todo el proyecto. Este proceso se realiza una vez o en puntos específicos del proyecto según lo establecido previamente.

**Tabla 28.** Plan de Gestión de Calidad.

<b>PLAN DE GESTIÓN DE LA CALIDAD</b>			
<b>NOMBRE DEL PROYECTO</b>			
IMPLEMENTACIÓN DE INYECCIÓN DE AGUA PARA RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN EL CAMPO DRAGO			
<b>FECHA</b>	<b>DURACIÓN</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>SIGLAS DEL PROYECTO</b>
29-apr-2024	99 días	V1	IIARSCD
<b>OBJETIVOS DE CALIDAD</b>			
El proyecto debe cumplir los estándares de la industria hidrocarburífera, así como también los requisitos de calidad proporcionados en el acta de constitución y en el alcance del proyecto de acuerdo a los entregables definidos.			
<b>REQUISITOS</b>			
<p>Los estándares de calidad para el Proyecto son:</p> <p>* Normas Técnicas</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- ISO 9001 / ISO 13702</li> <li>- API</li> <li>- ASME</li> <li>- Control de pozos</li> </ul> <p>*Directrices Legales</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas</li> </ul>			
<b>ENTREGABLES Y CRITERIOS DE ACEPTACIÓN</b>			
<b>CÓDIGO EDT</b>	<b>ENTREGABLE</b>	<b>CRITERIOS DE ACEPTACIÓN</b>	
1.1.	Planificación y Diseño	Cumplir con los parámetros por pozo: Productor de agua: que pueda producir entre 3000 - 7000 bapd. Inyector: Que el pozo permita admitir un caudal entre 1500 - 4000 bapd.	
1.1.3	Coordinación de Taladro de Reacondicionamiento	Cumplir especificaciones de potencia de equipo que sea de 650 Hp. Pruebas dinámicas que corroboren la operatividad del equipo. Cumplir las certificaciones de calidad de acuerdo a normas ISO9001.	

1.2	Conversión	Cumplir con todos los requerimientos y detalles solicitados en el Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas de acuerdo al Art. 72. Los materiales y herramientas deben ser liberados por QAQC.	
1.2.3	Conexión en superficie del pozo productor de agua al inyector de agua.	Cumplir especificaciones de diámetro de tubería y resistencia a altas presiones de acuerdo a la normativa ANSI.	
1.3	Implementación de Inyección de Agua	Cumplir con los rangos de operación solicitados por el área de Operaciones para el caso específico de este proyecto caudal entre 3000 - 7000 bapd.	
<b>ACTIVIDADES DE ASEGURAMIENTO DE LA CALIDAD</b>			
Se realizará un seguimiento diario a las operaciones con el objeto de verificar y asegurar la calidad, a cargo del Director del Proyecto.			
<b>ACTIVIDADES DE CONTROL DE CALIDAD</b>			
El control de calidad será a cargo del Director del Proyecto, se revisará los entregables, de ser el caso se realizará mejoras y existirá retroalimentación en reuniones semanales.  La calidad se controlará por los procesos: - Normas de calidad.  - Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas.  Se controlará la calidad mediante documentos entregables (formatos y redacción).			
<b>HERRAMIENTAS Y TÉCNICAS</b>			
Diagrama Causa y Efecto: identifica las posibles causas de algún problema específico y se menciona su posible efecto. Hoja de Comprobación: se registra datos de ocurrencia de algún evento, mediante un método sencillo.			
<b>ROLES Y RESPONSABILIDADES</b>			
<b>ROL</b>	<b>ASEGURAMIENTO</b>	<b>CONTROL</b>	<b>RESPONSABILIDADES</b>
Director del Proyecto	X	X	Es el responsable del proyecto como tal. Se encarga de la gestión, evaluación, verificación y aprobación de las actividades del proyecto y su calidad.

Departamento de QAQC	X	X	Está a cargo del control y acatamiento de las normas de calidad.
Ingeniero de Operaciones		X	Está a cargo del seguimiento y control del cumplimiento del programa operativo.
Supervisor de Reacondicionamiento	X	X	Está a cargo de todas las operaciones directas en el equipo de reacondicionamiento.
Ingeniero de Reservorios		X	Está a cargo de identificar continuidad de arena y oportunidades de Implementar el proyecto para incremento de producción.
Ingeniero de Facilidades	X	X	Está a cargo del desarrollo y seguimiento de las actividades en superficie.
<b>MÉTRICAS DE CALIDAD</b>			
* Margen de error aceptable 5%.			
* Cumplimiento al 100% el Reglamento de Operaciones Hidrocarburífera.			
* Cumplimiento del 100% de criterios normas ISO.			

**Fuente:** Autores

#### 4.2.2. Plan de gestión de recursos

Planificar la Gestión de Recursos implica definir la forma en la que se estima, adquiere, gestiona y utiliza el recurso humano y recurso material.

En este proceso se establece el camino y el nivel de gestión requerido para manejar los recursos, considerando su complejidad y tipo, lo cual es realizado de manera única a lo largo del proyecto.

**Tabla 29.** Plan de Gestión de los Recursos

<b>PLAN DE GESTIÓN DE LOS RECURSOS</b>	
<b>Fecha</b>	<b>Nombre de Proyecto</b>
29-Apr-24	IMPLEMENTACIÓN DE INYECCIÓN DE AGUA PARA RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN EL CAMPO DRAGO
<b>IDENTIFICACIÓN DE RECURSOS</b>	
<p>Establecer un listado detallado de los recursos necesarios para la ejecución del proyecto, incluyendo:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Recursos humanos (equipo técnico, ingenieros, supervisores, etc.).</li> <li>- Recursos materiales (equipos, herramientas, materiales de construcción, servicios, etc.).</li> <li>- Recursos financieros (presupuesto asignado para el proyecto).</li> </ul> <p>Definir las cantidades, especificaciones técnicas y habilidades requeridas para cada tipo de recurso.</p>	
<b>ADQUISICIÓN DE RECURSOS</b>	
<b>Recurso Humano:</b>	
<p>La Gestión de adquisición del recurso humano se realizará bajo el siguiente proceso:</p> <ul style="list-style-type: none"> <li>- Elaborar un Organigrama del equipo de proyecto.</li> <li>- Realizar la descripción de roles y responsabilidades.</li> <li>- Realizar un plan de capacitación y desarrollo del personal.</li> </ul>	
<b>Recursos Materiales</b>	
<p>La Gestión de adquisición de recursos materiales se realizará bajo el siguiente proceso:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Determinar los servicios y materiales requeridos para la ejecución del proyecto, considerando especificaciones técnicas y cantidades requeridas alineados a las mejores prácticas de la Industria Petrolera.</li> <li>2. Identificar y contactar a proveedores confiables de la Industria Petrolera que puedan suministrar los servicios y materiales necesarios.</li> <li>3. Solicitar cotizaciones a los proveedores para comparar precios de los servicios y materiales, plazos de entrega y condiciones de pago.</li> <li>4. Evaluar las ofertas recibidas, considerando no solo el costo, sino también la calidad de los servicios técnicos así como también de los materiales y la reputación del proveedor.</li> <li>5. Negociar la propuesta económica de los servicios y materiales con la contratista seleccionada verificando precios, tiempos y formas de pago.</li> <li>6. Supervisar la recepción de servicios y materiales y que estos cumplan las especificaciones técnicas y calidad requerida.</li> </ol>	

7. Realizar un seguimiento continuo del inventario de materiales, controlar los costos y asegurar la disponibilidad oportuna de los recursos necesarios.

#### **GESTIÓN DE RECURSOS:**

Asignar adecuadamente los recursos a las actividades del proyecto, considerando la carga de trabajo, las habilidades requeridas y los plazos establecidos.

Supervisar el desempeño de los recursos humanos y materiales, identificar posibles cuellos de botella y aplicar medidas correctivas de acuerdo a cada necesidad.

Realizar revisiones periódicas para identificar oportunidades de mejora durante la utilización de recursos y optimizar la gestión de los mismos.

#### **LIBERACIÓN DE RECURSOS:**

Establecer un proceso claro para la desmovilización de recursos al finalizar las actividades del proyecto.

Realizar una evaluación final del desempeño de los recursos humanos y materiales, documentar lecciones aprendidas y mejores prácticas para futuros proyectos.

#### **ROLES Y RESPONSABILIDADES**

Director del Proyecto: Responsable de la toma de decisiones claves y la gestión global de recursos.

Equipo del Proyecto: Encargado de ejecutar las actividades asignadas y utilizar eficientemente los recursos disponibles.

#### **PROCESOS PARA OPTIMIZACIÓN DE RECURSOS**

El proceso para optimizar los recursos se plantea a continuación.

1. Se utilizará la herramienta de gestión de proyectos Microsoft Project, para planificar y asignar tareas de manera eficiente.
2. Establecer plazos e hitos claros para cada etapa del proyecto, realizar un seguimiento frecuente del progreso. (cada semana)
3. Se realizará revisiones de manera semanal para identificar oportunidades de mejora en la utilización de recursos.
4. Fomentar la comunicación y colaboración entre los diferentes departamentos involucrados en el proyecto, como operaciones, reservorios, facilidades y control de costos a través de reuniones ejecutivas, de manera semanal.
5. Se implementará cambios basados en lecciones aprendidas y mejores prácticas para optimizar la gestión de recursos documentado en la matriz de lecciones aprendidas.

## HABILIDADES REQUERIDAS

Las habilidades requeridas para el equipo involucrado en el proyecto de implementación de inyección de agua para recuperación secundaria en el campo Drago incluyen:

### **Conocimientos Técnicos:**

Experiencia en operaciones de inyección de agua y recuperación secundaria en la industria hidrocarburífera.

Conocimientos en geología, ingeniería de yacimientos y procesos de producción de petróleo.

Familiaridad con herramientas de simulación de reservorios y software de ingeniería petrolera.

### **Gestión de Proyectos:**

Capacidad para planificar, organizar y coordinar actividades relacionadas con la implementación de proyectos de recuperación secundaria.

Habilidades en gestión de riesgos, seguimiento de presupuestos y cumplimiento de plazos.

### **Trabajo en Equipo:**

Habilidad para colaborar con diferentes departamentos y equipos multidisciplinarios en la ejecución del proyecto.

Capacidad para liderar y motivar al equipo hacia el logro de los objetivos establecidos.

### **Gestión del Tiempo:**

Habilidades para priorizar tareas, gestionar el tiempo de manera eficiente y cumplir con los plazos establecidos.

Capacidad para trabajar bajo presión y mantener la productividad en situaciones cambiantes.

## CONTROL DE LOS RECURSOS

A continuación, se presenta un procedimiento para controlar el recurso humano:

1. Realizar revisiones periódicas del desempeño de cada miembro del equipo.
2. Utilizar herramientas como evaluaciones de desempeño, retroalimentación y reuniones individuales para monitorear el progreso.
3. Identificar oportunidades de mejorar las habilidades y competencias del equipo mediante capacitaciones.
4. Implementar cambios basados en lecciones aprendidas para mejorar el desempeño del equipo a lo largo del proyecto.

Así como también se presenta el procedimiento para controlar el recurso material:

1. Llevar un registro detallado de todos los materiales adquiridos para el proyecto, incluyendo cantidades, especificaciones y fechas de entrega.
2. Realizar inspecciones periódicas (semanalmente) para asegurar que los materiales utilizados sean adecuados y estén en buen estado.
3. Mantener una comunicación constante con los proveedores de servicios y materiales para asegurar entregas oportunas y resolver cualquier problema que pueda surgir.
4. Realizar un seguimiento de los gastos para identificar posibles desviaciones y tomar medidas correctivas si es necesario.

**Fuente:** Autores

#### 4.2.2.1. Matriz de Recursos

En la siguiente tabla se indica la Matriz de Recursos que representa los recursos asignados a cada actividad del cronograma del Proyecto, esta matriz proporciona información detallada como: duración de actividades, identificación de recursos, entre otros. Además, posibles cuellos de botella en la asignación de recursos.

**Tabla 30.** Matriz de Recursos

MATRIZ DE RECURSOS							
Identificación de las Actividades / Tareas	Identificación de los Recursos	Asignación de Recursos a Tareas	Disponibilidad de Recursos	Periodo de Tiempo		Responsabilidades	Restricciones y supuestos
				Inicio	Fin		
<b>1.1. Planificación y Diseño</b>							
<b>1.1.1. Documental</b>							
<b>Definición de Objetivos y Alcance.</b>							
1.1.1.1.1. Definición de Objetivos	1 Ingeniero de Operaciones	Humano	5 días/ semana	lun 29/04/24	vie 03/05/24	Definición y aprobación de los objetivos del Proyecto	-
	1 Ingeniero de Reservorios	Humano	5 días/ semana			Definición y aprobación de los objetivos del Proyecto	-
1.1.1.1.2. Definición de Alcance	1 Ingeniero de Operaciones	Humano	5 días/ semana	lun 06/05/24	vie 10/05/24	Definición y aprobación del alcance.	-
	1 Ingeniero de Reservorios	Humano	5 días/ semana			Definición y aprobación del alcance.	-
<b>Levantamiento de Información Técnica (Condición de Reservorio, Condición mecánica de los pozos).</b>							
1.1.1.2.1. Revisión de pozos cerrados.	1 Ingeniero de Operaciones	Humano	5 días/ semana	lun 13/05/24	vie 17/05/24	Revisión de diagramas, historiales de WO de todos los pozos cerrados.	Supuesto: Experiencia previa en operaciones de inyección de agua.
	1 Ingeniero de Reservorios	Humano	5 días/ semana			Revisión de historiales de producción, reservas, Índices de productividad de todos los pozos cerrados.	Experiencia mínima de 5 años en Supuesto: la industria petrolera. Capacidad para realizar simulaciones de inyección de agua.

MATRIZ DE RECURSOS							
Identificación de las Actividades / Tareas	Identificación de los Recursos	Asignación de Recursos a Tareas	Disponibilidad de Recursos	Periodo de Tiempo		Responsabilidades	Restricciones y supuestos
				Inicio	Fin		
1.1.1.2.2. Elaborar matriz de parámetros petrofísicos específicos del reservorio, datos de presión, diagrama mecánico de los pozos, historial de producción y de workover.	1 Ingeniero de Operaciones	Humano	5 días/ semana	lun 20/05/24	vie 24/05/24	Elaboración de matriz con información operativa.	-
	1 Ingeniero de Reservorios	Humano	5 días/ semana			Elaboración de matriz con información de reservorios y geología.	-
<b>Análisis y selección de pozos Candidatos para conversión de productor e inyector de agua.</b>							
1.1.1.3.1. Análisis de la matriz de pozos.	1 Ingeniero de Operaciones	Humano	5 días/ semana	lun 27/05/24	vie 31/05/24	Revisar la información técnica de los pozos, incluyendo condiciones de reservorio, historiales de producción, diagramas mecánicos, entre otros.	-
	1 Ingeniero de Reservorios	Humano	5 días/ semana			Evaluar las propiedades petrofísicas de los pozos, como la permeabilidad, porosidad y saturación de fluidos.	-
1.1.1.3.2. Selección de dos pozos candidatos.	1 Ingeniero de Operaciones	Humano	5 días/ semana	lun 03/06/24	vie 07/06/24	Coordinar Project Manager para validar la selección de los pozos candidatos.	-
	1 Ingeniero de Reservorios	Humano	5 días/ semana			Identificar los pozos candidatos que cumplen con los criterios establecidos para la conversión a productor e inyector de agua.	-
<b>Elaboración de Cronograma.</b>							
1.1.1.4.1. Detalle de actividades asociadas al tiempo de su desarrollo (en días)	1 Ingeniero de Operaciones	Humano	5 días/ semana	lun 10/06/24	vie 14/06/24	Identificar las tareas necesarias para la ejecución del proyecto, desde la movilización de equipos hasta el monitoreo de caudales de inyección. Monitorear el progreso de las actividades en comparación con el cronograma planificado.	-
	1 Ingeniero de Reservorios	Humano	5 días/ semana			Desarrollar un cronograma detallado que muestre el tiempo estimado para completar cada tarea y la interrelación entre las actividades.	-

MATRIZ DE RECURSOS							
Identificación de las Actividades / Tareas	Identificación de los Recursos	Asignación de Recursos a Tareas	Disponibilidad de Recursos	Periodo de Tiempo		Responsabilidades	Restricciones y supuestos
				Inicio	Fin		
<b>Elaboración de Presupuesto.</b>							
1.1.1.4.2. Detalle de propuestas económicas, de los servicios para los dos trabajos de reacondicionamiento.	1 Ingeniero de Operaciones	Humano	5 días / semana	lun 17/06/24	vie 21/06/24	Estimar los costos asociados con cada servicio, considerando los recursos necesarios, el tiempo de ejecución y otros gastos operativos. Solicitar propuestas económicas claras y detalladas que reflejen de manera precisa los costos de los servicios ofrecidos por la Contratista.	-
	1 Ingeniero de Reservorios	Humano	5 días / semana			Verificar que las propuestas cumplan con los requisitos técnicos y presupuestarios establecidos y sean coherentes con los objetivos y alcance del proyecto.	-
<b>1.1.2. Técnica</b>							
<b>Diseño de Programa de Reacondicionamiento del pozo Productor de Agua.</b>							
1.1.2.1.1. Elaboración de Programa de Reacondicionamiento del pozo productor de agua, con sus anexos, historial de Workover y de producción, Diagrama actual, Diagrama Propuesto.	1 Ingeniero de Operaciones	Humano	5 días/ semana	lun 24/06/24	vie 28/06/24	Elaborar el programa de reacondicionamiento al Ministerio de Energía y Minas para su aprobación.	-
	1 Ingeniero de Reservorios	Humano	5 días/ semana			Elaboración de los perfiles de producción, y documentos anexos al programa de reacondicionamiento.	-
<b>Diseño de Programa de Reacondicionamiento de la conversión del pozo Productor a Inyector.</b>							
1.1.2.2.1. Elaboración de Programa de Reacondicionamiento de la conversión del pozo Productor a Inyector, con sus anexos, historial de Workover y de producción, Diagrama actual, Diagrama Propuesto.	1 Ingeniero de Operaciones	Humano	5 días/ semana	lun 24/06/24	vie 28/06/24	Elaborar el programa de reacondicionamiento al Ministerio de Energía y Minas para su aprobación.	-
	1 Ingeniero de Reservorios	Humano	5 días/ semana			Elaboración de los perfiles de producción, y documentos anexos al programa de reacondicionamiento.	-

MATRIZ DE RECURSOS							
Identificación de las Actividades / Tareas	Identificación de los Recursos	Asignación de Recursos a Tareas	Disponibilidad de Recursos	Periodo de Tiempo		Responsabilidades	Restricciones y supuestos
				Inicio	Fin		
<b>Diseño de Facilidades de Superficie para interconexión de pozos.</b>							
1.1.2.3.1. Informe de Facilidades de Interconexión.	1 Ingeniero de Facilidades	Humano	5 días/ semana	lun 01/07/24	vie 05/07/24	Analizar los requisitos de interconexión del pozo productor e inyector de agua para garantizar un funcionamiento eficiente del sistema. Diseñar las instalaciones de superficie necesarias, como tuberías, válvulas, equipos de medición y control, de acuerdo con las normas de seguridad y las mejores prácticas de la industria.	-
<b>Creación de AFP con presupuesto asignado.</b>							
1.1.2.4.1. Elaboración de Formato de Costos	1 Ingeniero de Operaciones	Humano	5 días/ semana	lun 08/07/24	vie 12/07/24	Elaborar un formato a detalle que contenga costos asociados con las actividades de reacondicionamiento y la implementación de la inyección de agua en el campo.  Incluir desgloses de costos por categoría, como mano de obra, servicios, equipos, materiales y otros gastos relacionados con el proyecto.	-
	1 Ingeniero de Control de Costos		5 días/ semana			Crear del AFP del proyecto, asignar número y fondos presupuestarios.	Supuesto: Experiencia mínima 5 años en la Industria Petrolera
<b>1.1.3. Coordinación de Taladro de Reacondicionamiento</b>							

MATRIZ DE RECURSOS							
Identificación de las Actividades / Tareas	Identificación de los Recursos	Asignación de Recursos a Tareas	Disponibilidad de Recursos	Periodo de Tiempo		Responsabilidades	Restricciones y supuestos
				Inicio	Fin		
1.1.3.1. Asignación de Taladro de Reacondicionamiento.	1 Taladro de Reacondicionamiento	Material	Capacidad del taladro 650 HP	lun 15/07/24	vie 19/07/24	-	
<b>1.2. Conversión</b>							
<b>1.2.1. Conversión del pozo Productor de Agua de Hollín.</b>							
<b>1.2.1.1. Movilización de Taladro de Reacondicionamiento.</b>							
1.2.2.1.1. Movilización del Taladro de Reacondicionamiento a la locación del PAD D del Campo Drago.	1. Taladro de Reacondicionamiento.	Material	Capacidad del taladro 650 HP.	lun 22/07/24	mar 23/07/24	-	Supuesto: Taladro con menos de 10 años de uso.
	2. Un supervisor de Reacondicionamiento.	Humano	24 horas / día			Coordinar la logística y planificación de la movilización del Taladro de Reacondicionamiento a la locación designada en el Campo Drago. Asegurarse de que todos los recursos necesarios, como equipos de transporte, personal y materiales, estén disponibles y listos para la movilización.	Supuesto: Disponibilidad para trabajar en turnos. Habilidades de liderazgo y resolución de problemas.
<b>1.2.1.2. Operación del Trabajo de Workover</b>							
1.2.1.2.1. Control de pozo. Recuperar equipo BES.	1. Servicio técnico de Control de pozo.	Humano	24 horas / día	mié 24/07/24	jue 25/07/24	-	Supuesto: Experiencia mínima de 5 años en Control de pozos.
	2. Química para preparar fluido de Control.	Material	1000 barriles			-	Supuesto: Que no exista una arremetida del pozo.

MATRIZ DE RECURSOS							
Identificación de las Actividades / Tareas	Identificación de los Recursos	Asignación de Recursos a Tareas	Disponibilidad de Recursos	Periodo de Tiempo		Responsabilidades	Restricciones y supuestos
				Inicio	Fin		
	3. Torquímetro computarizado.	Material	1 equipo más back up			-	Supuesto: Que exista disponibilidad del torquímetro.
	4. Un supervisor de Reacondicionamiento.	Humano	24 horas / día			El Supervisor de Reacondicionamiento debe asegurar que el pozo tenga 0 psi en presión de cabeza, y 0 psi en presión del anular. Coordinar y supervisar la recuperación del equipo BES instalado en el pozo, asegurando que el proceso se realice de manera segura, eficiente y siguiendo los procedimientos establecidos.	-
1.2.1.2.2. Bajar Bha de limpieza.	1. Servicio de técnico para bha de limpieza.	Humano	24 horas / día	vie 26/07/24	lun 29/07/24	-	Supuesto: Experiencia mínima de 5 años en Completaciones.
	2. Bha de limpieza con (canasta, cepillo, magneto, scraper y junk mill).	Material	1 set de herramientas de limpieza para casing de 9 5/8 y 7".			-	Supuesto: Que el BHA de limpieza se encuentre en óptimas condiciones.
	3. Un supervisor de Reacondicionamiento.	Humano	24 horas / día			Asegurar la limpieza del pozo en el casing de 9 5/8" y 7".	-
1.2.1.2.3. Cañoneo a Hollín con unidad de WL. Bajar completación de fondo.	1. Servicio técnico de Wireline.	Humano	24 horas / día	mar 30/07/24	mié 31/07/24	-	Supuesto: Experiencia mínima de 10 años en Wireline.
	2. Cañones de 4 1/2" con cargas power jet nova @ 5 DPP.	Material	1 set de cañones			-	Supuesto: que los explosivos sean liberados a tiempo.
	3. Servicio técnico para running de completación de fondo.	Humano	24 horas / día			-	Supuesto: Experiencia mínima de 10 años en Completions
	4. Packers de 7" x 3 1/2", Nogo, camisa.	Material	Dos packers de 7 x 3 1/2", 1 camisa, 1 nogo.			-	Supuesto: que las herramientas de completación se encuentren liberadas por QA /QC.

MATRIZ DE RECURSOS							
Identificación de las Actividades / Tareas	Identificación de los Recursos	Asignación de Recursos a Tareas	Disponibilidad de Recursos	Periodo de Tiempo		Responsabilidades	Restricciones y supuestos
				Inicio	Fin		
	5. Un supervisor de Reacondicionamiento.	Humano	24 horas / día			<p>Verificar que los equipos de wireline utilizados para el cañoneo estén en buenas condiciones, sean adecuados para la operación y cumplan con los requisitos de seguridad.</p> <p>Verificar la detonación de los cañones al sacar a superficie.</p> <p>Verificar que la completación de fondo presente hermeticidad.</p>	-
1.2.1.2.4. Bajar equipo BES.	1. Servicio técnico para bajar equipo BES.	Humano	24 horas / día	jue 01/08/24	lun 05/08/24	-	Supuesto: Experiencia mínima de 5 años en Artificial lift.
	2. Equipo electro-sumergible (BES).	Material	1 equipo BES con centralizador, sensor, motor, protectores, intake, bomba, descarga.			-	Restricción: que el equipo BES no llegue a tiempo al pozo por falta de stock.
	3. Tubería de 3 1/2" Tsh blue	Material	300 juntas			-	Supuesto: Tubería Cr 3%.
	4. Un supervisor de Reacondicionamiento.	Humano	24 horas / día			<p>Verificar que el equipo BES se encuentre en excelentes condiciones eléctricas y mecánicas.</p> <p>Supervisar que la velocidad de bajada sea adecuada.</p>	-
<b>1.2.1.3. Arranque de pozo y prueba de producción</b>							
1.2.1.3.2. Arranque de pozo	1. Un supervisor de Reacondicionamiento.	Humano	24 horas / día	mar 06/08/24	mar 06/08/24	Monitorear los parámetros del pozo en el variador de superficie (PIP, Pd, amperaje, frecuencia, etc).	-
1.2.1.3.1. Prueba de rotación y producción	1. Un Ingeniero de Levantamiento Artificial	Humano	24 horas / día	mié 07/08/24	mié 07/08/24	Verificar que la conexión de los cables sea la correcta para obtener el mayor aporte del pozo.	-
<b>1.2.2. Conversión del pozo Productor a Inyector.</b>							

MATRIZ DE RECURSOS							
Identificación de las Actividades / Tareas	Identificación de los Recursos	Asignación de Recursos a Tareas	Disponibilidad de Recursos	Periodo de Tiempo		Responsabilidades	Restricciones y supuestos
				Inicio	Fin		
<b>1.2.2.1. Movilización de Taladro de Reacondicionamiento.</b>							
1.2.2.1.1. Movilización del Taladro de Reacondicionamiento a la locación del PAD D del Campo Drago.	1. Taladro de Reacondicionamiento.	Material	Capacidad del taladro 650 HP.	jue 08/08/24	vie 09/08/24	-	Supuesto: Taladro con menos de 10 años de uso.
	2. Un supervisor de Reacondicionamiento.	Humano	24 horas / día			Coordinar la logística y planificación de la movilización del Taladro de Reacondicionamiento a la locación designada en el Campo Drago. Asegurarse de que todos los recursos necesarios, como equipos de transporte, personal y materiales, estén disponibles y listos para la movilización.	-
<b>1.2.2.2. Operación del Trabajo de Workover</b>							
1.2.2.2.1. Control de pozo. Recuperar tubería.	1. Servicio técnico de Control de pozo.	Humano	24 horas / día	lun 12/08/24	lun 12/08/24	-	Supuesto: Experiencia mínima de 5 años en Control de pozos.
	2. Química para preparar fluido de Control.	Material	1000 barriles			-	Supuesto: Que no exista una arremetida del pozo.
	3. Torquímetro computarizado.	Material	1 equipo más back up			-	Supuesto: Que exista disponibilidad del torquímetro.
	4. Un supervisor de Reacondicionamiento.	Humano	24 horas / día			El Supervisor de Reacondicionamiento debe asegurar que el pozo tenga 0 psi en presión de cabeza, y 0 psi en presión del anular.	-
1.2.2.2.2. Bajar Bha de molienda. Bajar BHA de limpieza.	1. Servicio técnico para bha de molienda.	Humano	24 horas / día	mar 13/08/24	lun 19/08/24	-	Supuesto: Experiencia mínima de 5 años en servicios de molienda.
	2. Bha de molienda para moler CIBP.	Material	1 set de herramientas de molienda para casing de 7".			-	Supuesto: que se disponga de una broca tricónica con frente de ataque agresivo.

MATRIZ DE RECURSOS							
Identificación de las Actividades / Tareas	Identificación de los Recursos	Asignación de Recursos a Tareas	Disponibilidad de Recursos	Periodo de Tiempo		Responsabilidades	Restricciones y supuestos
				Inicio	Fin		
	3. Servicio de técnico para bha de limpieza.	Material	24 horas / día			-	Supuesto: Experiencia mínima de 5 años en Completaciones.
	4. Bha de limpieza con (canasta, cepillo, magneto, scraper y junk mill).	Material	1 set de herramientas de limpieza para casing de 9 5/8 y 7".			-	Supuesto: Que el BHA de limpieza se encuentre en óptimas condiciones.
	5. Un supervisor de Reacondicionamiento.	Humano	24 horas / día			Supervisar los parámetros de molienda del CIBP de 7", monitorear parámetros de torque, circulación para evitar pegas mecánicas. Asegurar la limpieza del pozo en el casing de 9 5/8" y 7".	-
1.2.2.2.3. Realizar Registro cemento - corrosión. Re-disparos a Ui y Ti con unidad de WL. Bajar bha de inyección.	1. Servicio técnico de Wireline.	Humano	24 horas / día	mar 20/08/24	lun 26/08/24	-	Supuesto: Experiencia mínima de 10 años en Wireline.
	2. Sarta de Registros eléctricos (registro de cemento - corrosión)	Material	Unidad de WL con registro de cemento - corrosión			-	Supuesto: que se disponga de un registro ultrasónico.
	3. Cañones de 4 1/2" con cargas power jet nova @ 5 DPP.	Material	1 set de cañones			-	Supuesto: que los explosivos sean liberados a tiempo.
	4. Servicio técnico para running de bha de inyección.	Humano	24 horas / día			-	Supuesto: Experiencia mínima de 10 años en Completions
	5. Packer de 7" x 3 1/2" con unidad de sellos, Nogo, camisa.	Material	1 quantum packer de 7" x 3 1/2" con unidad de sellos, 1 nogo, 1 camisa.			-	Supuesto: que las herramientas de completación se encuentren liberadas por QA /QC.

MATRIZ DE RECURSOS							
Identificación de las Actividades / Tareas	Identificación de los Recursos	Asignación de Recursos a Tareas	Disponibilidad de Recursos	Periodo de Tiempo		Responsabilidades	Restricciones y supuestos
				Inicio	Fin		
	6. Un supervisor de Reacondicionamiento.	Humano	24 horas / día			Supervisar que se registren 2000 ft del pozo. Verificar que los equipos de wireline utilizados para el cañoneo estén en buenas condiciones, sean adecuados para la operación y cumplan con los requisitos de seguridad. Verificar la detonación de los cañones al sacar a superficie. Verificar que la completación de fondo presente hermeticidad.	-
<b>1.2.2.2. Pruebas de Ratap múltiples con unidad de bombeo.</b>							
1.2.2.2.1. Pruebas de Ratap múltiples verificando el caudal de inyección vs presión de inyección.	1. Servicio para pruebas de ratap múltiples.	Humano	24 horas / día	mar 27/08/24	mié 28/08/24	-	Supuesto: Experiencia mínima de 5 años en Bombeo.
	2. Unidad de Bombeo de rata hasta 8 bpm.	Material	1 unidad de bombeo, con tanque cisterna, casht tank.			-	Supuesto: Unidad de Bombeo maneje hasta 8 bpm de caudal.
	3. Agua de formación.	Material	1000 bls.			-	Restricción: que no haya disponibilidad de vaccum.
	4. Un supervisor de Reacondicionamiento.	Humano	24 horas / día			Supervisar que los equipos se encuentren en buenas condiciones, ya que se manejará altas presiones.	-
<b>1.2.3. Conexión en superficie del pozo productor de agua al inyector de agua.</b>							
<b>1.2.3.1 Movilización de tubería y accesorios.</b>							
1.2.3.1.1. Adquisición y movilización de materiales a la locación de los pozos.	1. Tubería para interconexión.	Material	Tubería de 6" (20 metros).	mar 20/08/24	lun 26/08/24	-	Supuesto: que sea liberada por QA /QC.
	2. Medidor de caudal.	Material	Medidor ultrasónico.			-	Restricción: que esté descalibrado.
	3. Ingeniero de Facilidades	Humano	5 días/ semana			Coordinar el proceso de compra de los materiales, asegurando que se realice de acuerdo con los procedimientos internos de la	Conocimientos en control de procesos y mantenimiento de equipos. Equipo de protección personal

MATRIZ DE RECURSOS							
Identificación de las Actividades / Tareas	Identificación de los Recursos	Asignación de Recursos a Tareas	Disponibilidad de Recursos	Periodo de Tiempo		Responsabilidades	Restricciones y supuestos
				Inicio	Fin		
						empresa y cumpliendo con los requisitos legales y regulatorios.	(EPP) para el personal de campo.
<b>1.2.3.2. Conexión.</b>							
1.2.3.2.1. Realizar la conexión del pozo productor de agua al inyector de agua mediante tubería.	1. Ingeniero de Facilidades.	Humano	5 días/ semana	jue 29/08/24	mié 04/09/24	Planificar y coordinar la conexión en superficie, asegurando que se realice de acuerdo con los planos y especificaciones técnicas establecidas.	-
<b>1.3. Implementación de Inyección de Agua</b>							
<b>1.3.1 Inicio de la Inyección de Agua, arranque de pozos.</b>							
1.3.1.1. Arranque del equipo BES del pozo productor de Agua alineado al pozo inyector.	1 Ingeniero de Operaciones	Humano	5 días/ semana	jue 05/09/24	lun 09/09/24	Verificar el funcionamiento efectivo del equipo BES.	-
	1 Ingeniero de Reservorios	Humano	5 días/ semana			Verificar los parámetros de fondo del pozo inyector.	-
<b>1.3.2 Monitoreo de Caudales de Inyección.</b>							
1.3.2.1. Registro de BAPD vs Presión de Inyección.	1 Ingeniero de Operaciones	Humano	5 días/ semana	mar 10/09/24	mié 11/09/24	Verificar los parámetros de producción de agua.	-
	1 Ingeniero de Reservorios	Humano	5 días/ semana			Verificar las presiones de presión de fondo fluyente, y compatibilidad de fluidos.	-
<b>1.3.3. Entrega a Operaciones</b>							
1.3.3.1. Cierre	1 Ingeniero de Operaciones	Humano	5 días/ semana	jue 12/09/24	jue 12/09/24	Entrega a Operaciones	-
	1 Ingeniero de Reservorios	Humano	5 días/ semana			Entrega a Operaciones	-

Fuente: Autores

### 4.2.3. Plan de gestión de Interesados y comunicaciones

De acuerdo a la Guía PMBOK sexta edición, el plan de gestión de interesados es en donde se identifica, analiza, gestiona y comunica necesidades e interés de las partes involucradas del proyecto. Los interesados pueden ser: cliente, patrocinadores, equipo de técnico, los usuarios y otros, que pueden ser afectados o beneficiados por la ejecución del Proyecto.

**Tabla 31.** Plan de Gestión de Interesados y Comunicaciones

<b>PLAN DE GESTIÓN DE INTERESADOS Y COMUNICACIONES</b>			
<b>NOMBRE DEL PROYECTO</b>			
IMPLEMENTACIÓN DE INYECCIÓN DE AGUA PARA RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN EL CAMPO DRAGO			
<b>FECHA</b>	<b>DURACIÓN</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>SIGLAS DEL PROYECTO</b>
29-apr-2024	99 días	V1	IIARSCD
<b>IDENTIFICACIÓN DE LAS PARTES INTERESADAS</b>			
Patrocinador: Gerente de Exploración y Producción. Director del Proyecto: Gerente de Activo. Ingeniero de Reservorios: Equipo técnico. Ingeniero de Operaciones: Equipo técnico. Ingeniero Especialista de servicio: Equipo Técnico. Ingeniero de Facilidades: Equipo Técnico. Ingeniero de Control de Costos: Equipo Técnico. Personal de Seguridad, Salud y Ambiente.: Equipo Técnico. Organismo de Control: Ente de Control.			
<b>NECESIDADES E INTERESES</b>			
Patrocinador: Incrementar la producción de petróleo en la Cuenca Oriente. Director del Proyecto: Implementar la Recuperación de Petróleo mediante la Inyección de Agua. Ingeniero de Reservorios: Recuperar reservas de petróleo e incrementar presiones en las arenas.			

Ingeniero de Operaciones: Coordinar conversiones de pozos con presupuesto asignado.
<b>EXPECTATIVAS</b>
<p>Establecer reuniones regulares con las partes interesadas para comprender y gestionar sus expectativas.</p> <p>Mantener una comunicación abierta y transparente sobre el progreso del proyecto y posibles desafíos.</p> <p>Asegurar que las expectativas de los interesados estén acorde a los objetivos del proyecto.</p>
<b>ESTRATEGIA DE COMUNICACIÓN</b>
<p>Métodos de Comunicación: Correos electrónicos, reuniones semanales, informes escritos.</p> <p>Frecuencia: Reuniones semanales para seguimiento del cronograma y presupuesto.</p> <p>Contenidos: Avances del proyecto, desafíos identificados, decisiones importantes.</p> <p>Responsables de la Comunicación: Director del Proyecto, Gerente de Activo, Equipo Técnico.</p>
<b>GARANTIZAR EFECTIVIDAD DE LA COMUNICACIÓN</b>
<p>Establecer un sistema de retroalimentación para que las partes interesadas puedan expresar sus inquietudes y comentarios.</p> <p>Asegurar que la información sea clara, precisa y comprensible para todos los involucrados.</p> <p>Adaptar la estrategia de comunicación según las necesidades y preferencias de las partes interesadas.</p>
<b>MONITOREO Y MEJORA CONTINUA</b>
<p>Evaluar periódicamente la efectividad de la comunicación y la gestión de expectativas.</p> <p>Realizar ajustes según sea necesario para mejorar la comunicación y la satisfacción de las partes interesadas.</p> <p>Documentar lecciones aprendidas para aplicar en futuros proyectos.</p> <p>Este plan integrado de gestión de expectativas de los interesados y estrategia de comunicación garantizará una comunicación efectiva y una gestión adecuada.</p>

**Fuente:** Autores

#### 4.2.3.1. Registro de Interesados

Tabla 32. Registro Interesados.

REGISTRO DE LOS INTERESADOS					
ID STK	Rol	Necesidad /Expectativa		Poder	Interés
STK01	Patrocinador: Gerente de Exploración y Producción.	EX01	Incrementar la producción de petróleo a nivel de toda la Cuenca Oriente	A	A
STK02	Director del Proyecto: Gerente de Activo	EX02	Implementar la Recuperación de Petróleo a través de la Inyección de agua	A	A
STK03	Ingeniero de Reservorios	EX03	Recuperar las reservas de Petróleo	B	A
		EX04	Incrementar las presiones de Reservorio en las arenas U inferior y T inferior	B	A
STK04	Ingeniero de Operaciones	EX05	Coordinar las conversiones de los pozos, con un presupuesto asignado.	B	A
		EX06	Cumplir con el cronograma establecido.	B	A
		EX07	Reducir costos	B	A
STK05	Supervisor de Reacondicionamiento	EX08	Ejecución de los trabajos de reacondicionamiento en el tiempo establecido.	B	A
		EX09	Reducir costos	B	A

REGISTRO DE LOS INTERESADOS					
ID STK	Rol	Necesidad /Expectativa		Poder	Interés
STK05	Ingenieros Especialistas de Servicios	EX10	Ejecutar los servicios en cada pozo, de acuerdo a lo planificado técnica.	B	A
		EX11	Recibir la respectiva remuneración por los servicios y herramientas prestadas.	B	A
		EX12	Disponer de herramientas adecuadas.	B	A
STK7	Ingeniero de Facilidades	EX13	Ejecución de trabajo para conexión de líneas.	A	A
		EX14	Disponer de los materiales necesarios.	A	A
STK8	Ingeniero de Control de Costos	EX15	Reducir costos	B	B
STK9	Organismos de Control	EX16	Cumplimiento del Reglamento de Hidrocarburos por parte de la Operadora.	B	A
STK10	Personal de Seguridad, Salud y Ambiente	EX17	Evitar afectación ambiental.	B	B
		EX18	Cumplimiento de normativa ambiental por parte de la Operadora	B	B

**Fuente:** Autores

#### 4.2.3.1. Matriz de Evaluación del Involucramiento de los Interesados

Según la Guía PMBOK sexta edición, en la siguiente matriz:

C.-nivel de participación actual de cada interesado.

D.-nivel que considera el equipo del proyecto como deseado para alcanzar su éxito.

**Tabla 33.** Matriz evaluación de involucramiento de los interesados.

MATRIZ DE EVALUACIÓN DEL INVOLUCRAMIENTO DE LOS INTERESADOS					
Interesado	Desconocedor	Reticente	Neutral	De apoyo	Líder
Patrocinador: Gerente de Exploración y Producción.				C, D	
Director del Proyecto: Gerente de Activo					C, D
Ingeniero de Reservorios				C	D
Ingeniero de Operaciones				C	D
Supervisor de Reacondicionamiento			C	D	
Ingenieros Especialistas de Servicios	C			D	
Ingeniero de Facilidades			C	D	
Ingeniero de Control de Costos			C	D	
Organismos de Control			C	D	
Personal de Seguridad, Salud y Ambiente			C	D	

**Fuente:** Autores

#### 4.2.3.2. Plan de Gestión de Interesados

Se han determinado las siguientes estrategias para los interesados.

**Tabla 34.** Estrategias.

DEFINICIÓN DE ESTRATEGIAS				
Interesado		Estrategias	Valoración	Instrumento de evaluación
STK03	Ingeniero de Reservorios	<p>Proporcionar oportunidades de capacitación y desarrollo profesional para fortalecer sus habilidades técnicas, de gestión y de liderazgo. Esto permitirá asumir un rol más proactivo y estratégico en el proyecto.</p> <p>Realizar reuniones de trabajo liderado por el Ingeniero de Reservorios para mostrar la importancia de la ejecución del proyecto en cuanto a incremento de reservas, así como validar información, para una adecuada ejecución.</p>	Monitoreo	Presentación del Proyecto
STK04	Ingeniero de Operaciones	<p>Fomentar una comunicación abierta, transparente y efectiva entre el Ingeniero de Operaciones y los demás miembros del equipo a través de reuniones semanales para llevar un control de la ejecución del proyecto. Promover la colaboración, el intercambio de ideas y la retroalimentación constructiva para fortalecer su rol de liderazgo.</p>	Monitoreo	Informes semanales de avance.
STK05	Supervisor de Reacondicionamiento	<p>Establecer claramente sus expectativas y responsabilidades en el proyecto. Definir sus funciones, objetivos y contribuciones esperadas, para que pueda comprender su importancia y rol dentro del equipo.</p>	Monitoreo	Reporte diario de actividades

DEFINICIÓN DE ESTRATEGIAS			
Interesado	Estrategias	Valoración	Instrumento de evaluación
STK06	Ingenieros Especialistas de Servicios	Realizar reuniones diarias para indicar las operaciones ejecutadas y pendientes conforme al Programa de Operaciones de Conversión de pozos.	Monitoreo
STK07	Ingeniero de Facilidades	Involucrar a los Ingenieros Especialistas de Servicios en reuniones técnicas donde se discutan aspectos relacionados con los servicios especializados requeridos en el proyecto. Esto le permitirá familiarizarse con los temas, aprender de sus colegas y contribuir con sus conocimientos.	Monitoreo
STK08	Ingeniero de Control de Costos	Definir metas claras y KPIs específicos, que estén alineados con los objetivos del proyecto. Establecer indicadores de desempeño que le permitan medir su progreso y contribución de manera objetiva.	Monitoreo
STK09	Organismos de Control	Proporcionar capacitación técnica sobre los aspectos claves del proyecto, como los procesos de inyección de agua, la operación de pozos, la ingeniería de reservorios y otros temas técnicos relevantes. Esto le permitirá comprender mejor el contexto del proyecto y su impacto en los costos.	Monitoreo
STK10	Personal de Seguridad, Salud y Ambiente	Programar reuniones de lanzamiento del proyecto mostrando su importancia y beneficios.	Mantener Informado
		Involucrar al personal de Seguridad, Salud y Ambiente en las etapas de planificación y ejecución del proyecto, permitiéndoles participar en la identificación de riesgos, la elaboración de planes de contingencia y la supervisión de las medidas de seguridad y protección ambiental.	Mantener Informado

Fuente: Autores

### 4.2.3.3. Matriz de Comunicaciones

La Gestión de Comunicaciones del Proyecto engloba los procesos esenciales para garantizar las necesidades de información sean satisfechas.

Este proceso consta de dos partes fundamentales. La primera implica la creación de una estrategia que garantice la eficacia de la comunicación con las partes interesadas. La segunda implica la ejecución de actividades necesarias para poner en práctica dicha estrategia de comunicación.

**Tabla 35.** Plan de Gestión de Comunicaciones.

<b>PLAN DE GESTIÓN DE LAS COMUNICACIONES</b>			
<b>NOMBRE DEL PROYECTO</b>			
IMPLEMENTACIÓN DE INYECCIÓN DE AGUA PARA RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN EL CAMPO DRAGO			
<b>FECHA</b>	<b>DURACIÓN</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>SIGLAS DEL PROYECTO</b>
29-abr-24	99 días	V1	IIARSCD
<b>HERRAMIENTAS</b>	<b>ACTUALIZACIONES</b>	<b>REUNIONES</b>	<b>CAMBIOS</b>
Documentos Digitales Documentos Escritos Correos Electrónicos Actas de Reuniones			
<b>FRECUENCIA</b>			
Reuniones semanales para dar seguimiento al cronograma y presupuesto en relación a lo ejecutado, así también temas importantes que deban conocer los miembros del equipo.			
<b>ACTAS DE REUNIONES</b>			
Deben contener información importante para la ejecución del proyecto y aspectos importante que deba tomar en cuenta los miembros del equipo.			
<b>SUPOSICIONES Y RESTRICCIONES</b>			
<b>SUPOSICIONES</b>		<b>RESTRICCIONES</b>	
Realizar comunicaciones semanales de forma ordenada.		Se archivará toda la documentación generada, tanto de forma física y digital.	

Se dispone todas las herramientas para realizar gestión de comunicaciones para alcanzar las metas requeridas.	La planificación de las comunicaciones debe lograr las metas del proyecto.
El Plan de comunicaciones abastecerá una gestión de comunicación efectiva.	La información generada debe ser aprobada y validada por el Líder del Proyecto.
<b>ALMACENAMIENTO DE DOCUMENTOS</b>	
La documentación física será digitalizada y se archivará en un repositorio digital de forma ordenada. Así también se guardará de forma física en la oficina del Director de Proyecto. Toda información digital y física estará a cargo del Director de Proyecto.	

Fuente: Autores

#### 4.2.3.4. Matriz de comunicaciones

Tabla 36. Matriz de comunicaciones.

MATRIZ DE COMUNICACIONES							
INTERESADO	INFORMACIÓN	TEMAS	FORMATO	DETALLE	RESPONSABLES	METODOLOGÍA Y TECNOLOGÍA	PERIODICIDAD
Patrocinador: Gerente de Exploración y Producción.	Informes de arranque y cierre	Detalle de los requisitos y finalización del proyecto	Informes (Word)	Alto	Director del Proyecto	Físico y digital	Inicio y Fin del proyecto.
Director del Proyecto: Gerente de Activo	Gestión del cambio	Formatos de registro, solicitud y seguimiento de cambios.	Formato gestión del cambio	Alto	Director del Proyecto	Físico y digital	Cuando existan cambios
Ingeniero de Reservorios	Informes de los entregables	Detalle de los entregables del proyecto.	Informes (Word)	Alto	Director del Proyecto	Físico	Cuando se complete las fases
Ingeniero de Operaciones	Avances semanales	Ejecución y planificación de acuerdo al cronograma y presupuesto	Project	Alto	Director del Proyecto	Presentación en reuniones	Semanal

MATRIZ DE COMUNICACIONES							
INTERESADO	INFORMACIÓN	TEMAS	FORMATO	DETALLE	RESPONSABLES	METODOLOGÍA Y TECNOLOGÍA	PERIODICIDAD
Supervisor de Reacondicionamiento	Avances diarios	Ejecución de actividades diarias	Reuniones / Reporte de Operaciones	Alto	Ingeniero de Operaciones	Reportes Diarios en Openwells	Diario
Ingenieros Especialistas de Servicios	Avances diarios	Ejecución de actividades diarias	Reuniones / Reporte de Operaciones	Alto	Ingeniero de Operaciones	Reportes Diarios	Diario
Ingeniero de Facilidades	Avance	Ejecución de actividad	Reuniones	Alto	Ingeniero de Facilidades	Reportes Diarios	Diario
Ingeniero de Control de Costos	Apertura y Cierre de AFP	Presupuesto Ejecutado Vs. Planificado	Correo Electrónico / Informes	Alto	Ingeniero Control de Costos.	Reporte Final de costos	Fin del proyecto
Organismos de Control	Avances diarios	Ejecución de actividades diarias	Reuniones / Reporte de Operaciones	Alto	Ingeniero de Operaciones	Reportes Diarios	Diario
Personal de Seguridad, Salud y Ambiente	Liberación de la plataforma	Detalle de las condiciones ambientales del lugar.	Minuta de liberación de plataformas	Alto	Ingeniero de Seguridad Salud y Ambiente	Reporte Inicio y Fin	Inicio y Fin del proyecto.

Fuente: Autores

### 4.3. Planificación de la gestión de riesgos

La planificación de riesgos, según la Guía PMBOK, es el proceso de definir cómo se llevará a cabo la gestión de los riesgos en un proyecto. Involucra: identificar riesgos, evaluar probabilidad e impacto, y planificar las respuestas a los riesgos. La planificación de riesgos es crucial para anticipar posibles eventos adversos que puedan afectar al proyecto y establecer estrategias para mitigar su impacto en la ejecución con el fin de cumplir los objetivos.

**Tabla 37.** Plan de Gestión de Riesgos.

<b>PLAN DE GESTIÓN DE LOS RIESGOS</b>	
<b>Fecha</b>	<b>Nombre de Proyecto</b>
29-Apr-24	IMPLEMENTACIÓN DE INYECCIÓN DE AGUA PARA RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN EL CAMPO DRAGO
<b>METODOLOGÍA PARA IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS</b>	
<p>La metodología para la identificación de riesgos será la siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> <li>1. Reunir al equipo formado por el Ingeniero de Operaciones, Reservoirista, Ingeniero de Control de Costos, Supervisor de Reacondicionamiento, Ingeniero de Levantamiento Artificial previo al inicio del proyecto.</li> <li>2. Identificar posibles eventos o situaciones que puedan afectar el proyecto, considerando tanto amenazas como oportunidades.</li> <li>3. Detallar cada riesgo identificado en términos de su descripción, causa, posibles consecuencias y factores que podrían influir en su materialización. (Documentado en la matriz de identificación de riesgos).</li> <li>4. Clasificar los riesgos según su categoría (técnica, financiera, legal, etc.) para facilitar su gestión. (Documentado en la matriz de identificación de riesgos).</li> <li>5. Determinar la probabilidad de ocurrencia y su impacto. (Documentado en el mapa de calor).</li> <li>6. Incluir información relevante como la fuente del riesgo, acciones de respuesta y responsable (documentado en la Matriz de riesgos).</li> <li>7. Revisar semanalmente la matriz de riesgos para incorporar nuevos riesgos identificados, actualizar la información existente y evaluar la efectividad de las respuestas implementadas.</li> <li>8. Asegurarse de que el equipo esté al tanto de los riesgos identificados y de las acciones de respuesta planificadas.</li> </ol>	
<b>EVALUACIÓN CUANTITATIVA</b>	
Los riesgos se evaluarán de acuerdo a los siguientes parámetros:	
<b>UMBRALES DE RIESGO</b>	

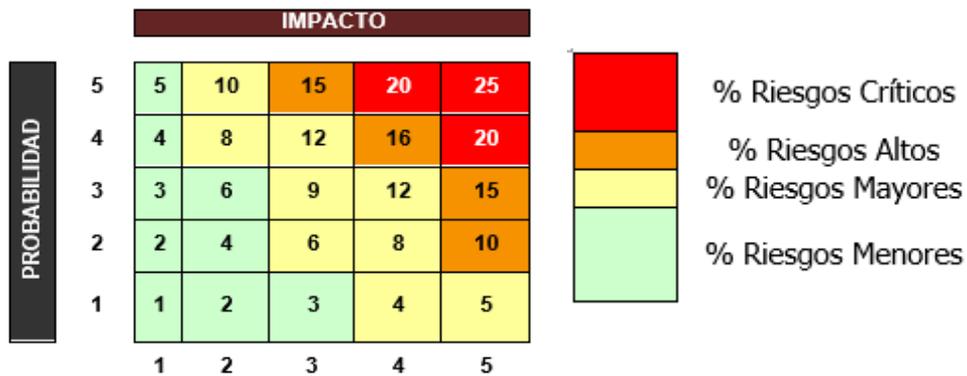
	1	2	3	4	5
Área	Muy Bajo	Bajo	Moderado	Alto	Muy Alto
Costo	<1%	<2%	3% - 5 %	>5%	>10%
Tiempo	<1%	<2%	3% - 5 %	>5%	>10%
Alcance	No se Tolera Modificación				
Calidad	Seguir el Plan de Gestión de Calidad.				

### DEFINICIÓN DE PROBABILIDAD DE IMPACTO

Se utilizará la siguiente escala:

Escala	Probabilidad	Impacto
1	Muy Bajo	Insignificante
2	Bajo	Tolerable
3	Moderado	Moderado
4	Alto	Severo
5	Muy Alto	Catastrófico

### DEFINICIÓN DE PROBABILIDAD DE IMPACTO



### DESARROLLO DE RESPUESTAS A RIESGOS

Para los riesgos identificados, desarrollar planes de respuesta que incluyan estrategias para mitigar las amenazas y aprovechar las oportunidades.

Establecer acciones preventivas y de contingencia en caso de materializarse.

Asignar responsabilidades claras a los miembros del equipo para implementar un plan respuestas.

### ROLES Y RESPONSABILIDADES

ROLES Y RESPONSABILIDADES	SPONSOR	DIRECTOR	INGENIERO OPERACIONES	INGENIERO RESERVORIOS	INGENIERO FACILIDADES	COST CONTROL	SUPERVISOR REACONDIC.	INGENIERO LA
Identificación de Riesgos. (Amenazas, Oportunidades)	I	A	R	R	C	R	R	C
Detalle de riesgos (descripción, causa, posibles consecuencias,	I	A	R	R	C	C	R	C
Clasificación de riesgos	I	A	R	C	C	C	R	C
Determinación de probabilidad de ocurrencia.	I	A	R	C	R	C	R	R
Determinación de impacto al proyecto.	I	A	R	R	R	C	R	R
Inclusión de fuente de riesgo, acciones de respuesta, responsable.	I	A	R	R	R	C	R	R
Revisión y seguimiento de Matriz de riesgos	I	A	R	R	R	C	R	R
Socialización de Matriz de riesgos.	I	A	R	C	C	C	R	R

R=responsable A=Aprueba C=Contribuye I=Informa

### CALENDARIO

Las reuniones serán cada jueves de cada semana que se enfocará en revisión y actualización de la matriz de riesgos.

Tiempo: 1 hora.

### CATEGORÍA

Los Riesgos de han clasificado en las siguientes categorías:

- Técnico.
- Financiero.
- Externo.
- Organizacional.

### SEGUIMIENTO:

#### Director del Proyecto:

- Supervisar la ejecución del plan de seguimiento.
- Coordinar con el equipo para implementar las respuestas a los riesgos.

#### Equipo del Proyecto:

- Monitorear los riesgos asignados y actualizar la información relevante.
- Implementar las respuestas acordadas y reportar su efectividad.

#### Actividades de Seguimiento:

- Revisión semanal de la matriz de riesgos para actualizar la probabilidad e impacto.
- Evaluación de la efectividad de las respuestas implementadas.
- Identificación de nuevos riesgos y actualización de la matriz.
- Análisis de tendencias y cambios en los riesgos identificados.

**Fuente:** Autores

### 4.3.1. Identificación de Riesgos

Tabla 38. Matriz de Riesgos

IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS									
EDT Id	Risk Id	Descripción de los Riesgos	CATEGORÍA	ORIGEN DEL RIESGO	CAUSA DEL RIESGO	CONSECUENCIAS POTENCIALES	PROB. OCURRENCIA	IDENTIFICADO POR	FECHA DE IDENTIFICACIÓN
		< Causa - Riesgo - Efecto >							
1.1.1.2. Levantamiento de Información Técnica (Condición de Reservoirio, Condición mecánica de los pozos).	Datos desactualizados sobre la Condición del Reservoirio y los Pozos	Si no se cuenta con información actualizada y precisa sobre la condición del reservoirio y la mecánica de los pozos, existe el riesgo de tomar decisiones basadas en datos obsoletos o inexactos. Esto podría llevar a una planificación inadecuada de las actividades de reacondicionamiento de los pozos, lo que podría resultar en un uso ineficiente de los recursos y posibles problemas operativos durante la ejecución del proyecto	TÉCNICO	Falta de coordinación entre los equipos técnicos encargados del levantamiento de información. Deficiencias en la transmisión de datos entre los departamentos involucrados en la gestión de la información técnica	Variaciones en las condiciones del reservoirio o en la mecánica de los pozos que no han sido registradas o comunicadas adecuadamente.	Errores en la Ejecución: Decisiones basadas en información obsoleta podrían resultar en la selección incorrecta de los dos pozos candidatos.	Baja	Equipo Técnico	15-may-24
1.1.2.4. Creación de AFP con presupuesto asignado.	Variación en los precios servicios y materiales en el presupuesto asignado para la creación del AFP.	La variación en los precios de los materiales y servicios puede afectar significativamente el presupuesto asignado para la creación del AFP. Fluctuaciones en los costos de insumos pueden generar desviaciones presupuestarias que comprometan la viabilidad financiera del proyecto.	FINANCIER O	Los precios de los materiales y servicios pueden verse afectados por la volatilidad del mercado, que puede ser causada por factores económicos, políticos, climáticos o incluso eventos imprevistos a nivel global. Estas fluctuaciones pueden ser difíciles de prever y controlar, lo que aumenta el riesgo de desviaciones presupuestarias.	Variaciones en los precios del mercado debido a factores económicos, políticos o climáticos.  Escasez de ciertos materiales o servicios que aumenta su costo	Exceder el presupuesto asignado debido a aumentos inesperados en los precios de los materiales y servicios.	Media	Cost Control	15-may-24

IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS									
EDT Id	Risk Id	Descripción de los Riesgos	CATEGORÍA	ORIGEN DEL RIESGO	CAUSA DEL RIESGO	CONSECUENCIAS POTENCIALES	PROB. OCURRENCIA	IDENTIFICADO POR	FECHA DE IDENTIFICACIÓN
		< Causa - Riesgo - Efecto >							
1.2.1.1. Movilización de Taladro de Reacondicionamiento.	Retraso en la movilización del taladro de reacondicionamiento debido a condiciones climáticas adversas.	La movilización del taladro de reacondicionamiento a la locación del proyecto puede enfrentar retrasos significativos si las condiciones climáticas son adversas. Factores como tormentas, fuertes vientos, lluvias intensas o condiciones de terreno inestables pueden dificultar el transporte del equipo y poner en riesgo la programación del trabajo de reacondicionamiento.	EXTERNO	Condiciones de terreno resbaladizo o inestable que dificultan el traslado del taladro en el Oriente Ecuatoriano.	Falta de evaluación y planificación adecuada para hacer frente a condiciones climáticas extremas durante la movilización del equipo.	Retraso en el inicio de las operaciones de reacondicionamiento, lo que afecta la programación del proyecto. Aumento de los costos debido a la necesidad de reprogramar la movilización y posibles penalizaciones por incumplimiento de plazos.	Alta	Supervisor de Reacondicionamiento	15-may-24
1.2.1.2. Operación del Trabajo de Workover	Falla mecánica en el taladro de Reacondicionamiento.	La posibilidad de una falla mecánica en el taladro de reacondicionamiento durante las operaciones de Workover representa un riesgo significativo para la ejecución exitosa del proyecto. Esta situación puede detener por completo las actividades de reacondicionamiento, causar retrasos en el cronograma y requerir intervenciones especializadas para solucionar el problema.	TÉCNICO	Falta de mantenimiento preventivo adecuado en el taladro de reacondicionamiento.	Si el taladro se utiliza de forma continua sin inspecciones periódicas para detectar y abordar posibles desgastes o daños, los componentes mecánicos pueden deteriorarse rápidamente, aumentando el riesgo de fallas inesperadas.	Suspensión de las operaciones de reacondicionamiento, lo que resulta en retrasos en la finalización del proyecto. Riesgo para la seguridad del personal si la falla del taladro no se maneja adecuadamente.	Media	Supervisor de Reacondicionamiento	15-may-24
1.2.1.3. Prueba de Rotación y Producción del equipo BES.	Falla eléctrica o mecánica en el Equipo Electro sumergible.	Durante la prueba de rotación y producción del equipo BES (Bomba Electro Sumergible), se podría presentar una falla eléctrica o mecánica en el equipo.	TÉCNICO	Falta de suministro eléctrico estable que pueda afectar el funcionamiento del equipo.	Vibraciones excesivas que puedan afectar la integridad estructural del equipo.	Pérdida de tiempo y recursos en la corrección de la falla eléctrica o mecánica.	Media	Ing. De Levantamiento Artificial	15-may-24

IDENTIFICACIÓN DE RIESGOS									
EDT Id	Risk Id	Descripción de los Riesgos	CATEGORÍA	ORIGEN DEL RIESGO	CAUSA DEL RIESGO	CONSECUENCIAS POTENCIALES	PROB. OCURRENCIA	IDENTIFICADO POR	FECHA DE IDENTIFICACIÓN
		< Causa - Riesgo - Efecto >							
1.2.2.3. Pruebas de Ratras múltiples con unidad de bombeo.	Falla en la calibración de la unidad de bombeo durante las pruebas de ratas múltiples, lo que podría resultar en mediciones inexactas de caudal de inyección y presión de inyección.	Durante las pruebas de ratas múltiples con la unidad de bombeo, existe el riesgo de que la calibración de la unidad no sea precisa, lo que podría llevar a mediciones erróneas de los parámetros de caudal de inyección y presión de inyección. Una calibración incorrecta puede afectar la precisión de los datos recopilados durante las pruebas, lo que a su vez podría influir en la toma de decisiones respecto a la operación en el pozo y la inyección de agua.	TÉCNICO	Falta de mantenimiento preventivo y calibración periódica de la unidad de bombeo utilizada en las pruebas de ratas múltiples	El uso continuo de la unidad de bombeo sin un mantenimiento adecuado puede provocar desgaste prematuro de sus componentes, afectando su precisión y fiabilidad.	Mediciones inexactas de caudal de inyección y presión de inyección, lo que podría afectar la eficacia del proceso de inyección de agua.	Media	Supervisor de Reacondicionamiento	15-may-24
1.3.2. Monitoreo de Caudales de Inyección.	Incompatibilidad entre el fluido de inyección y el fluido de la formación	El riesgo de falta de compatibilidad entre el fluido de inyección y el fluido de la formación se refiere a la posibilidad de que los fluidos utilizados en el proceso de inyección de agua no sean adecuados para la formación geológica en la que se está trabajando. Esto puede resultar en problemas de taponamiento en la formación o en la tubería, lo que afectaría negativamente la eficacia de la inyección de agua y la recuperación secundaria de petróleo en el campo Drago.	TÉCNICO	Falta de pruebas de compatibilidad adecuadas entre los fluidos antes de la inyección, una selección incorrecta del fluido de inyección o una falta de comprensión de las propiedades químicas de los fluidos involucrados.	Selección inadecuada del fluido de inyección	Reducción de los caudales de inyección de agua	Baja	Equipo Técnico	15-may-24

Fuente: Autores

#### 4.2.4. Mapa de Calor

		IMPACTO				
PROBABILIDAD	5	5	10	15	20	25
	4	4	8	12	16	20
	3	3	6	9	12	15
	2	2	4	6	8	10
	1	1	2	3	4	5
		1	2	3	4	5

**Tabla 39.** Mapa de Calor Riesgos

MAPA DE CALOR				
EDT Id	Risk Id	Prob (P)	Imp (I)	E = P·I
1.1.1.2. Levantamiento de Información Técnica (Condición de Reservoirio, Condición mecánica de los pozos).	Datos desactualizados sobre la Condición del Reservoirio y los Pozos	2	4	8
1.1.2.4. Creación de AFP con presupuesto asignado.	Variación en los precios de servicios y materiales en el presupuesto asignado para la creación del AFP.	3	5	15
1.2.1.1. Movilización de Taladro de Reacondicionamiento.	Retraso en la movilización del taladro de reacondicionamiento debido a condiciones climáticas adversas.	4	4	16
1.2.1.2. Operación del Trabajo de Workover	Falla mecánica en el taladro de Reacondicionamiento.	3	4	12
1.2.1.3. Prueba de Rotación y Producción del equipo BES.	Falla eléctrica o mecánica en el Equipo Electro sumergible.	2	4	8
1.2.2.3. Pruebas de Ratas múltiples con unidad de bombeo.	Falla en la calibración de la unidad de bombeo durante las pruebas de ratas múltiples, lo que podría resultar en mediciones inexactas de caudal de inyección y presión de inyección.	2	4	8
1.3.2. Monitoreo de Caudales de Inyección.	Incompatibilidad entre el fluido de inyección y el fluido de la formación	1	5	5

**Fuente:** Autores

	% Riesgos Críticos	
	% Riesgos Altos	28,57%
	% Riesgos Mayores	71,43%
	% Riesgos Menores	

#### 4.2.5. Mapa de Riesgos

Tabla 40. Matriz de Riesgos

MATRIZ DE RIESGOS							
EDT Id	Risk Id	IMPACTO	PRIORIDAD	ESTRATEGIAS DE RESPUESTA	RESPONSABLE DE LA GESTIÓN	ESTADO	FECHA DE ACTUALIZACIÓN
1.1.1.2.	Datos desactualizados sobre la Condición del Reservorio y los Pozos.	La falta de información precisa sobre la condición de los pozos y el reservorio podría aumentar los riesgos operativos, como la posibilidad de daños en los equipos de inyección de agua o en los pozos, lo que podría afectar la seguridad y la integridad de la operación.	Baja	<b>Evitar el riesgo:</b> Capacitando al personal involucrado en la recolección y análisis de datos para asegurar la correcta interpretación de la información obtenida. E incluir revisiones periódicas.	Equipo Técnico	Identificado	-
1.1.2.4.	Variación en los precios de servicios y materiales en el presupuesto asignado para la creación del AFP.	Desviación del presupuesto asignado para la creación del AFP. Esto podría llevar a un aumento en los costos del proyecto y afectar la viabilidad financiera del mismo.	Alta	<b>Mitigar el riesgo:</b> Estableciendo contratos de precios fijos con proveedores para garantizar la estabilidad de los costos durante la ejecución del proyecto.	Cost Control	Identificado	-
1.2.1.1.	Retraso en la movilización del taladro de reacondicionamiento debido a condiciones climáticas adversas.	Los retrasos en la movilización del taladro de reacondicionamiento pueden requerir un reajuste del cronograma del proyecto, lo que podría impactar en la duración total del proyecto y en la entrega final del mismo.	Alta	<b>Evitar el riesgo:</b> Estableciendo un plan de contingencia que incluya medidas preventivas, como la preparación anticipada del equipo y la infraestructura para hacer frente a condiciones climáticas desfavorables.	Supervisor de Reacondicionamiento	Identificado	-
1.2.1.2.	Falla mecánica en el taladro de Reacondicionamiento.	Una falla mecánica en el taladro de reacondicionamiento podría representar un riesgo para la seguridad del personal involucrado en el proyecto, así como para la integridad de los equipos y la infraestructura, lo que podría resultar en accidentes o daños materiales.	Media	<b>Mitigar el riesgo:</b> Realizando un mantenimiento preventivo en el taladro de reacondicionamiento para identificar y corregir posibles problemas mecánicos antes de que se conviertan en falla.	Supervisor de Reacondicionamiento	Identificado	-

MATRIZ DE RIESGOS							
EDT Id	Risk Id	IMPACTO	PRIORIDAD	ESTRATEGIAS DE RESPUESTA	RESPONSABLE DE LA GESTIÓN	ESTADO	FECHA DE ACTUALIZACIÓN
1.2.1.3.	Falla eléctrica o mecánica en el Equipo Electro sumergible.	La reparación o reemplazo del Equipo Electro-sumergible implica costos adicionales, tanto por los servicios de reparación como por la posible adquisición de un nuevo equipo, lo que afectaría el presupuesto del proyecto	Media	<b>Evitar el riesgo:</b> Estableciendo protocolos de seguridad eléctrica para prevenir sobrecargas y cortocircuitos.	Ing. De Levantamiento Artificial	Identificado	-
1.2.2.3.	Falla en la calibración de la unidad de bombeo durante las pruebas de ratas múltiples, lo que podría resultar en mediciones inexactas de caudal de inyección y presión de inyección.	La falta de calibración adecuada de la unidad de bombeo podría resultar en mediciones inexactas del caudal y presión de inyección durante las pruebas de ratas múltiples. Esto conlleva a decisiones erróneas.	Media	<b>Mitigar el riesgo:</b> Capacitando al personal técnico en la correcta operación y mantenimiento de la unidad de bombeo para asegurar su funcionamiento óptimo y prolongar su vida útil.	Supervisor de Reacondicionamiento	Identificado	-
1.3.2.	Incompatibilidad entre el fluido de inyección y el fluido de la formación	La incompatibilidad entre los fluidos podría resultar en reacciones químicas no deseadas que podrían dañar la formación del yacimiento. Esto podría afectar la permeabilidad de la roca y reducir la eficacia de la inyección de agua.	Baja	<b>Mitigar el riesgo:</b> Realizando pruebas de compatibilidad entre el fluido de inyección y el fluido de la formación antes de iniciar la inyección a gran escala. Esto ayudará a identificar posibles problemas y ajustar la composición del fluido de inyección si es necesario.	Equipo Técnico	Identificado	-

**Fuente:** Autores

Luego de realizar la evaluación de riesgos se determinó que el 71% corresponde a riesgos mayores y el 29% riesgos altos cuyas acciones recomendadas en la matriz de respuesta ayudaran a mitigar y evitar los riesgos y de esta forma mantener el proyecto de inyección de agua en curso según lo planificado.

## 5.1. Planificación de la gestión de adquisiciones

La gestión de adquisiciones, según el PMBOK versión 6, es importante para la gestión de proyectos ya que es donde se focaliza la adquisición de productos y servicios externos necesarios para realizar un proyecto, por lo tanto, se relaciona con la planificación, ejecución y control de la contratación y compras.

**Tabla 41.** Plan de Gestión de Adquisiciones

<b>PLAN DE GESTIÓN DE LAS ADQUISICIONES</b>	
<b>NOMBRE DEL PROYECTO</b>	<b>DIRECTOR DEL PROYECTO</b>
INYECCIÓN DE AGUA PARA RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN EL CAMPO DRAGO	Gerente de Activo
<b>FECHA DE INICIO DEL PROYECTO</b>	<b>TIEMPO DE DURACIÓN</b>
29-abr-24	99 días
<b>CONCEPTO</b>	
Es el proceso en el cual se adquieren maquinaria, materiales y herramientas importantes para la ejecución del Proyecto.	
<b>PLANIFICACIÓN DE COMPRAS</b>	
<p>Identificación de Necesidades: El equipo de adquisiciones trabajará conjuntamente con los responsables del proyecto para identificar las necesidades de bienes y servicios externos.</p> <p>Definición de Requisitos: Se establecerán claramente los requisitos técnicos, de calidad, plazos de entrega y presupuesto para cada adquisición.</p> <p>Desarrollo de Estrategia de Adquisiciones: Se determinarán los contratos a utilizar, el criterio de selección para materiales/servicios y las estrategias de negociación.</p> <p>La herramienta a utilizar será el análisis de mercado que consisten en evaluar las condiciones actuales del mercado para determinar la disponibilidad de bienes y servicios, así como identificar posibles proveedores.</p>	
<b>SELECCIÓN DE PROVEEDORES</b>	

Criterios de Selección: Los proveedores serán evaluados en función de su experiencia, capacidad técnica, cumplimiento de normativas, referencias, precios y capacidad de entrega.

Se seleccionarán los proveedores que mejor se ajusten a las necesidades del proyecto y que ofrezcan la mejor relación calidad-precio.

Para lo cual se seguirá la siguiente secuencia:

1. Se solicitará a las contratistas las propuesta técnico económicas, dichas propuestas presentadas por los proveedores en respuesta a las solicitudes de cotización se analizarán, considerando aspectos como precios, plazos de entrega, calidad, experiencia, entre otros.
2. Se ingresará a la negociación lo cual Implica acordar los términos y condiciones con los proveedores escogidos, buscando alcanzar acuerdos beneficiosos para ambas partes.
3. Se realizan reuniones cada semana con los proveedores potenciales para discutir sus capacidades, experiencia, y otros aspectos relevantes para la selección.
4. Finalmente se realizará un análisis de costo beneficio que consiste en evaluar costos asociados con cada proveedor potencial en relación con los beneficios que aportarán al proyecto, para tomar decisiones fundamentadas.

#### **ADMINISTRACIÓN DE CONTRATOS**

Se utilizará los servicios bajo los contratos, AMS y Ordenes de servicio vigentes, cuya modalidad es contratos fijos, sin embargo para cada servicio específico se llevará a cabo negociaciones con el proveedor seleccionado para acordar los términos y condiciones del servicio, incluyendo precios, plazos, responsabilidades, penalizaciones por incumplimiento, entre otros.

#### **CIERRE DE ADQUISICIONES**

Verificación de Entregables: Se verificará que los bienes y servicios entregados cumplan con los requisitos indicados en la solicitud.

Aceptación de Entregables: Se procederá a la aceptación formal de los entregables una vez se haya verificado su conformidad.

Cierre Administrativo: Se completarán todos los trámites administrativos relacionados con las adquisiciones, incluyendo el pago final a los proveedores y la documentación de cierre de contratos.

#### **TIPO DE CONTRATO**

Se trabaja bajo un Contrato fijo que establece un precio fijo para cada servicio a realizar en el proyecto de inyección de agua en el Campo Drago. Esto es adecuado ya que el alcance del proyecto está bien definido y no se esperan cambios significativos.

#### **CUMPLIMIENTO DE LOS PROVEEDORES CON LOS REQUISITOS DEL PROYECTO**

Definir KPIs para medir el cumplimiento de los proveedores en términos de calidad, plazos y costos.

Realizar auditorías y revisiones periódicas del trabajo desarrollado por los proveedores (análisis post mortem de todos los servicios).

Se realizará penalización a los proveedores por tiempos no productivos en el taladro, falta o demora de herramientas.

#### **DOCUMENTOS PARA LA ADQUISICIÓN**

\* Solicitud de Adquisición.

\* Aceptación de propuesta Técnico - Económica.

\* Asignación y confirmación de trabajo a realizar.

#### **PROCESO DE CONTROL DE ADQUISICIONES**

Revisar que todos los servicios y herramientas se encuentren de acuerdo a los requerimientos realizados.

**Fuente:** Autores

### 4.3.2. Plan de gestión de las adquisiciones

**Tabla 42.** Matriz de Gestión de Adquisiciones

MATRIZ DE ADQUISICIONES									
Nombre del proyecto					Director del proyecto				
INYECCIÓN DE AGUA PARA RECUPERACIÓN SECUNDARIA EN EL CAMPO DRAGO					Gerente de Activo				
Fecha de Inicio del Proyecto					Tiempo de duración				
29-abr-24					99 días				
Identificación	Descripción	Tipo de Contrato	Proveedor Potencial	Criterio de Selección	Responsable	Presupuesto Estimado	Fechas Claves	Estado Actual	Riesgos
ADQ1	Taladro de Reacondicionamiento de pozos de capacidad de 650 HP de potencia.	Contrato Fijo	FastDrilling	Costo de Tarifa diaria	Ingeniero de Operaciones	\$163.175,00	15-jul-24	P	No poder concretar valores de tarifas adecuadas
ADQ2	Servicio de Control de pozo.	Contrato Fijo	Dynadrill	Características Técnicas y Costo	Ingeniero de Operaciones / Ingeniero de Reservorios	\$36.000,00	24-jul-24	P	Falta de disponibilidad
ADQ3	Herramienta de Molienda	Contrato Fijo	Dynadrill	Características Técnicas y Costo	Ingeniero de Operaciones	\$30.000,00	27-jul-24	P	Falta de disponibilidad

Identificación	Descripción	Tipo de Contrato	Proveedor Potencial	Criterio de Selección	Responsable	Presupuesto Estimado	Fechas Claves	Estado Actual	Riesgos
ADQ4	Herramientas de Limpieza	Contrato Fijo	Dynadrill	Características Técnicas y Costo	Ingeniero de Operaciones	\$15.000,00	26-jul-24	P	Falta de disponibilidad
ADQ5	Servicio de Disparos, con una densidad de 5 disparos por pie.	Contrato Fijo	Sertecpet	Características Técnicas	Ingeniero de Operaciones / Ingeniero de Reservorios	\$135.000,00	30-jul-24	P	Falta de disponibilidad
ADQ6	Tubería de 4 1/2", para Completación de pozo.	Contrato Fijo	Tenaris	Características Técnicas y Costo	Ingeniero de Operaciones		1-aug-2024	P	Falta de disponibilidad
ADQ7	Registros Eléctricos	Contrato Fijo	Sertecpet	Características Técnicas	Ingeniero de Operaciones / Ingeniero de Reservorios	\$ 28.000,00	20-aug-2024	P	Falta de disponibilidad
ADQ8	Equipo Electro Sumergible.	Contrato Fijo	Schlumberger	Características Técnicas	ingeniero de Levantamiento Artificial / Ingeniero de Operaciones / Ingeniero de Reservorios	\$ 495,00	1-aug-2024	P	Falta de disponibilidad
ADQ9	Tubería de alta para interconexión de pozos y accesorios	Contrato Fijo	Tenaris	Características Técnicas	Ingeniero de Facilidades	\$ 30.625,00	20-aug-2024	P	Falta de disponibilidad

**Fuente:** Autores

## CAPÍTULO 5

### 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

#### 5.2. Conclusiones

- La gestión del proyecto de Inyección de Agua para Recuperación Secundaria en el Campo Drago, requiere un plan detallado que abarque la gestión del alcance, cronograma, costo, calidad, recursos, interesados y comunicaciones, riesgos y adquisiciones.
- La gestión del alcance del proyecto de Inyección de Agua en el Campo Drago es crítico para definir con claridad las actividades a realizar, asegurando que se realicen los trabajos necesarios que estén alineados con los objetivos empresariales, lo cual ayudará al éxito de la implementación.
- El desarrollo de un cronograma detallado de actividades para la inyección de agua es esencial para establecer tiempos, con lo cual se logrará dar un seguimiento adecuado de las actividades, alcanzando una ejecución eficiente y controlada del proyecto.
- La gestión de la integración del proyecto, que incluye la identificación de necesidades, elaboración de un plan de gestión y comunicación efectiva con las partes interesadas, es fundamental para garantizar el involucramiento y alineación de todos los actores en el proyecto de Inyección de Agua.
- Con la implementación de inyección de agua en las arenas U Inferior y T Inferior se logrará recuperar reservas remanentes existentes en el subsuelo debido a la mejora en condiciones de presión de reservorio y presión de fondo fluyente con lo cual se logra un barrido eficiente del hidrocarburo existente, y de esta forma obtener beneficios económicos para el Estado.

- La implementación de la línea base como control de costos es fundamental para anticipar y gestionar eficientemente las variaciones presupuestarias, garantizando la optimización de recursos y la maximización del valor generado por la inversión realizada. Esto ha contribuido significativamente a mantener el proyecto dentro de los límites presupuestarios establecidos y garantizar su rentabilidad a lo largo de su ejecución, es así que con la elaboración del análisis financiero se identificó, que el proyecto de inyección de agua es económicamente viable debido a que los indicadores financieros como TIR y VAN, son favorables para la empresa, estimando que la inversión será recuperada a los 10 meses de ejecutado el proyecto, recuperando un Valor Actual Neto (VAN) de 7,05 millones de dólares.
- La gestión de proyectos requiere una estructura clara y definida, con roles y responsabilidades bien establecidos para garantizar la toma de decisiones. Es fundamental realizar reuniones periódicas para dar seguimiento al progreso, identificar desviaciones y tomar medidas correctivas a tiempo. La documentación adecuada, como actas de reuniones y reportes de avance, es esencial para mantener a todos los miembros del equipo informados.
- La aplicación del estándar de la Guía PMBOK® del Project Management Institute (PMI®) para la dirección del proyecto de inyección de agua en el Campo Drago es fundamental para poder garantizar una planificación detallada, una ejecución eficiente y un control efectivo de todas las fases del proyecto. Su aplicación de ha favorecido a la alineación de los objetivos estratégicos y al cumplimiento de los requerimientos técnicos y económicos planificados.

### **5.3. Recomendaciones**

- Establecer un equipo multidisciplinario con experiencia en proyectos de inyección de agua para garantizar un enfoque integral en todas las etapas del proyecto.
- Realizar una evaluación de riesgos y oportunidades detallados, con el fin de prever posibles desafíos y desarrollar estrategias efectivas para mitigarlos.
- Implementar un sistema de monitoreo para evaluar el avance del proyecto, detectar desviaciones y aplicar medidas correctivas de manera diligente.
- Fomentar la comunicación efectiva y transparente entre el equipo de trabajo y los partes interesados para garantizar su colaboración y de esta forma lograr cumplir con los objetivos del proyecto de inyección de agua.

## 6. REFERENCIAS

- Project Management Institute. (2017). A guide to the project management body of knowledge (PMBOK® guide) (6th ed.). Project Management Institute.
- Ep Petroecuador. (2022). Informe Técnico Para el Trabajo de Reacondicionamiento del Pozo Drago Norte D- 051 para Conversión de Productor de Petróleo a Inyector de Agua para Recuperación Secundaria en las Areniscas “U Inferior” y “T Inferior”, 14-17.
- Ep Petroecuador. (2022). Tomado de Informe Técnico Proyecto Piloto para Inyección de Agua en la arenisca T Inferior, Campo Drago, 11-15.
- Ep Petroecuador. (2022). Estudio Técnico Proyecto de Inyección de Agua en la arenisca U Inferior, Campo Drago, 20-29.
- Ep Petroecuador. (2022). Informe Técnico para Reclasificación del Pozo Drago Norte – 051 (DRRD-051) DE Productor de Petróleo a Inyector de Agua para Recuperación secundaria en las areniscas “U Inferior” y “T Inferior”, 5-16.
- Morillo M, Poveda P. (2023). Proyecto Integrador Inyección Drago, 3 -17.
- Ep Petroecuador. (2022). Plan Estratégico Empresarial de EP PETROECUADOR 2021 – 2025, 53 -61.
- Morillo M, Poveda P. (2023). Plan de Proyecto MDE Entregable 1, 2-6.