



FACULTAD DE POSTGRADOS

MAESTRÍA EN ADMINISTRACIÓN DE EMPRESAS MENCIÓN

DIRECCIÓN ESTRATÉGICA DE PROYECTOS

TTM-9044/ PROYECTO MDE (CAPSTONE)

MAESTRÍA EN GESTIÓN DE PROYECTOS

TÍTULO DEL TRABAJO

**PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA
GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®)
CAPTACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE GAS CRUDO ASOCIADO DE
PETRÓLEO EN EL BLOQUE 60 DE EP PETROECUADOR**

PROFESOR

ING. SANTIAGO CARTAGENA DE LA CUEVA, MBA, PMP, SMC, DASSM

ING. LUIS DAVID CLAUDIO GUERRERO

ING. DANIEL PATRICIO BORJA SALAZAR

PERIODO 2023-2024

COHORTE IX

2024

RESUMEN

Desde el año 1972, Ecuador inició la explotación de petróleo en el oriente ecuatoriano, con una producción continúa, drenando las reservas en los diferentes campos, motivo por el cual los reservorios han ido declinando la producción, y esto ha tendido a buscar nuevas fuentes de energía. Las nuevas políticas ambientales orientadas a la descarbonización en las operaciones del Ecuador disminuyendo las emisiones de gases que afectan al cambio climático. Esto ha denotado la problemática de no aprovechar el recurso no renovable del gas proveniente de la explotación petrolera, ante la necesidad energética del país, puede mejorar con soluciones a los problemas en generación eléctrica. Ecuador ha enfocado sus esfuerzos en buscar opciones para la captación y aprovechamiento del gas de petróleo que actualmente se quema en los mecheros tradicionales. En este contexto se plantea el proyecto con la meta de desarrollar el proyecto para la PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) CAPTACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE GAS CRUDO ASOCIADO DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE 60 DE EP PETROECUADOR a través de los principios del Instituto de Director de Proyectos (PMI) con el uso de las buenas prácticas y procesos necesarios para la establecidas en el PMBOK® para su aprovechamiento en generación eléctrica, calentamiento, procesamiento y producción de derivados. El proyecto está conformado por cinco capítulos. La primera sección se dedica a evaluar el estado actual, considerando tanto factores internos como externos. En este apartado se plantea la problemática y se establecen los objetivos del proyecto. En la segunda sección, se profundiza en el bussines case del proyecto y se realiza un análisis exhaustivo de su factibilidad, abarcando el análisis de alternativas, financiero y económico. La tercera sección se centra en desarrollar los procesos del proyecto conforme a la guía PMBOK®. Por último, la cuarta sección se dedica a detallar las áreas de I) alcance, ii) costos, iii) cronograma, iv) recursos, v) calidad, vi) comunicaciones, vii) riesgos y viii) adquisiciones. Finalmente se expone las conclusiones y las recomendaciones para la realización exitosa de este proyecto.

ABSTRACT

Since 1972, Ecuador began oil exploitation in the Ecuadorian east, with continuous production, depleting reserves in different fields, leading to declining production. Hence, there has been a tendency to seek new sources of energy.

New environmental policies aimed at decarbonizing operations in Ecuador by reducing the carbon footprint through greenhouse gas emissions have underscored the problem of not harnessing the non-renewable resource of gas from oil exploitation. Given the country's energy needs, this can be improved with solutions to electricity generation problems. Ecuador has focused its efforts on seeking options for capturing and utilizing petroleum gas currently burned in traditional flares.

In this context, the project is planned with the determination of planning the project for the CAPTURE AND INDUSTRIALIZATION OF ASSOCIATED CRUDE OIL GAS IN THE SACHA BLOCK 60 FIELD OF EP PETROECUADOR founded on the standards of the Project Management Institute (PMI®) PMBOK® Guide, using PMI principles and best practices and processes necessary for utilization in power generation, heating, processing, and derivative production.

The project contains of five sections. The first chapter evaluates the current situation of the oil corporation, considering internal external factors. In this section, the problem is identified, and the objectives of the project are established. After second section, the project's business case is further explored, and a comprehensive analysis of its feasibility is conducted, including alternative analysis and financial and economic analysis. The third chapter focuses on developing project processes in accordance with the PMBOK® guide. Finally, the fourth chapter details the areas of knowledge, covering aspects such as i)scope, ii)schedule, iii) costs, iv) quality, v)resources, vi)communications, vii)risks, and viii) acquisitions. The presentation has conclusions and recommendations for the successful execution of this project.

ÍNDICE DEL CONTENIDO

Contenido

CAPÍTULO I	12
1 INTRODUCCIÓN DIAGNÓSTICO Y DEFINICIÓN DE OBJETIVOS	12
1.1 ANTECEDENTES	13
1.1.1 <i>Análisis de la industria o sector</i>	15
1.1.2 <i>Análisis de Factores Externos de la empresa</i>	18
1.1.3 <i>Identificación del Estado actual y estado futuro.</i>	27
1.1.4 <i>Planteamiento y formulación del problema.</i>	32
1.2 OBJETIVOS	36
1.2.1 <i>Objetivo general.</i>	36
1.2.2 <i>Objetivos específicos.</i>	36
2 CASO DE NEGOCIO DEL PROYECTO Y SU VIABILIDAD	37
2.1 ANÁLISIS DE ALTERNATIVAS GENERALES.	37
2.2 VIABILIDAD TÉCNICA.....	40
2.2.1 <i>Metodología para captación de gas.</i>	41
2.3 ANÁLISIS ECONÓMICO	43
2.3.1 <i>Oferta y demanda del proyecto</i>	43
2.4 ANÁLISIS FINANCIERO	50
2.4.1 <i>Viabilidad</i>	52
2.4.2 <i>Análisis de sostenibilidad.</i>	55
3 PROCESOS DEL PROYECTO ALINEADO AL ESTÁNDAR DEL PMI®- PMBOK® V6.	57
3.1 ACTA DE CONSTITUCIÓN DEL PROYECTO	57
3.2 REGISTRO Y ANÁLISIS DEL INVOLUCRAMIENTO DE LOS INTERESADOS.	63
3.3 PLAN DE GESTIÓN DE INTEGRACIÓN DEL PROYECTO.....	75

3.3.1	<i>Ciclo de vida del proyecto</i>	75
3.3.2	<i>Acta de constitución del proyecto</i>	80
3.3.3	<i>Plan para la dirección del Proyecto</i>	80
3.3.4	<i>Dirección y gestión del Proyecto</i>	81
3.3.5	<i>Monitoreo y control del trabajo</i>	81
3.3.6	<i>Gestión integrada de cambios</i>	81
3.3.7	<i>Registro de lecciones aprendidas</i>	86
3.3.8	<i>Cierre de fase y/o proyecto</i>	87
4	DESARROLLO DE LAS ÁREAS DEL CONOCIMIENTO ALINEADO AL ESTÁNDAR DEL PMI®- PMBOK® V6	90
4.1	PLANIFICACIÓN DE LA GESTIÓN DEL ALCANCE-CRONOGRAMA Y COSTOS.....	90
4.1.1	<i>Gestión del alcance</i>	90
4.1.2	<i>Gestión del Cronograma</i>	113
4.1.3	<i>Gestión del Costo</i>	126
4.2	DESARROLLAR LA PLANIFICACIÓN DE LA GESTIÓN DE LA CALIDAD, DE LOS RECURSOS Y DE LAS COMUNICACIONES.....	136
4.2.1	<i>Gestión de la Calidad</i>	136
4.2.2	<i>Gestión de los Recursos</i>	140
4.2.3	<i>Gestión de Comunicaciones</i>	146
4.3	DESARROLLAR LA PLANIFICACIÓN DE LA GESTIÓN DE RIESGOS.....	152
4.3.1	<i>Gestión de Riesgos</i>	152
4.3.2	<i>Identificación de riesgos</i>	156
4.3.3	<i>Análisis Cualitativo de Riesgos</i>	163
4.3.4	<i>Análisis Cualitativo de Riesgos</i>	174
4.4	DESARROLLAR LA PLANIFICACIÓN DE LA GESTIÓN DE LAS ADQUISICIONES.....	179
4.4.1	<i>Gestión de Adquisiciones</i>	179
4.4.2	<i>Matriz de gestión y control de adquisiciones</i>	183

5	CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	183
5.1	CONCLUSIONES	183
5.2	RECOMENDACIONES	185
6	REFERENCIAS (NORMAS APA)	186
7	ANEXOS	187
7.1	ANEXO 1: CRONOGRAMA TOTAL DEL PROYECTO.....	187
7.2	ANEXO 2 INVERSIONES DEL PROYECTO	187

ÍNDICE DE TABLAS

Tabla 1 – F-O-D-A.....	18
Tabla 2 - Análisis Político, Económico, Social, Tecnológico.....	20
Tabla 3 - Político	21
Tabla 4 - Económico	21
Tabla 5 - Social	21
Tabla 6 - Tecnológico.....	22
Tabla 7 - Ambiental	23
Tabla 8 - Legal	23
Tabla 9 - Análisis de Operadoras Privadas	26
Tabla 10 - Análisis de Importadores de Combustibles	26
Tabla 11 – Balance mensual de producción y uso del gas de EP PETROECUADOR.....	28
Tabla 12 – Diagrama de pareto consumidores gas asociado	35
Tabla 13 – Alternativas del proyecto	37
Tabla 14 – Matriz de Pares de Factores del Proyecto.....	39
Tabla 15 - Análisis de alternativas.....	40
Tabla 16 – Capacidad de Instalaciones de Captación y Refinería de Gas.....	42
Tabla 17 – Demanda vs Capacidad Instalada.....	44
Tabla 18 – Supuesto para Beneficios y Costos del Proyecto	51
Tabla 19 – Precios Referenciales de Combustibles	52
Tabla 20 – Ingresos por Ventas y Disminución de Importación Combustibles .	53
Tabla 21 – Gastos de Operación, Mantenimiento	53
Tabla 22 – Inversiones del Proyecto	55
Tabla 23 – Resultados de Evaluación Económica Proyecto	55

Tabla 24 - Registro de Interesados Proyecto de Captación de Gas.....	63
Tabla 25 – Registro de Interesados, Expectativas, Poder-Interés-Influencia ...	66
Tabla 26 – Estrategias Interesados del proyecto	74
Tabla 27 - Mapa de procesos en el Proyecto Captación e Industrialización de Gas Asociado.....	79
Tabla 28 – Plan de Registro de Gestión Integrada de cambios	82
Tabla 29 - Ficha de Registro Solicitud de Cambios	85
Tabla 30 – Plan para la Gestión de los requisitos	94
Tabla 31 – Enunciado del Alcance del Proyecto	99
Tabla 32 - Diccionario de la Estructura de Desglose de Trabajo.....	109
Tabla 33 - Plan para la Gestión del Cronograma.....	113
Tabla 34 – Cronograma del proyecto	117
Tabla 35 – Plan para la Gestión del costo.....	126
Tabla 36 – Desglose de Costos	131
Tabla 37 – Presupuesto	135
Tabla 38 - Plan para la Gestión de calidad	136
Tabla 39 - Plan para la Gestión de Recursos.....	140
Tabla 40 – Tabla de Asignación de Responsabilidades.....	144
Tabla 41 - Plan para la Gestión de comunicaciones.....	146
Tabla 42 - Plan de las comunicaciones.....	150
Tabla 43 – Plan para la Gestión de los riesgos	152
Tabla 44 - Identificación de riesgos.....	156
Tabla 45 – Cantidad de Riesgos Cuantitativos.....	163
Tabla 46 - Análisis Cualitativo de Riesgos	164
Tabla 47 - Análisis Cualitativo de Riesgos.....	174

Tabla 48 - Impacto en costo y tiempo	179
Tabla 49 – Plan para la Gestión de Adquisiciones	179
Tabla 50 - Matriz para gestión y control de Adquisiciones	183

ÍNDICE DE FIGURAS

Ilustración 1 – Matriz de Generación Eléctrica - Combustibles 2023 EP PETROECUADOR	28
Ilustración 2 - Balance Mensual de Gas Crudo de Formación Promedio Feb 2024	29
Ilustración 3 – Gas Quemado MSCFD	29
Ilustración 4 - Histórico de Quema de Gas 2013 -2020.....	30
Ilustración 5 – Uso de Gas Asociado de Producción.....	31
Ilustración 6 – Infraestructura de captación de gas y gaseoductos existentes EP PETROECUADOR hacia el CIS.....	31
Ilustración 7 – Gas Asociado Bloque 60 Sacha.....	33
Ilustración 8 - Árbol de Problemas Quema de Gas en Mecheros.....	34
Ilustración 9 – Diagrama de Pareto Suministro de Gas vs Clientes	35
Ilustración 10 – Capacidad y Demanda Energética Sacha Bloque 60 MW	43
Ilustración 11 – Balance de Producción de Gas Asociado y Consumos Sacha.....	45
Ilustración 12 – Gas Asociado de Producción y Uso en Sacha Bloque 60.....	46
Ilustración 13 - Objetivos estratégicos de EP Petroecuador	48
Ilustración 14 - Objetivo estratégico No. 6.....	48
Ilustración 15 – Identificación de interesado en el proyecto de captación de gas	65
Ilustración 16 – Identificación de Interesados Poder - Interés	72
Ilustración 17 – Influencia de Interesados en el Proyecto	73
Ilustración 18 – Etapas del Valor del Gas Asociado.....	75
Ilustración 19 - Ciclo del Proyecto Captación e Industrialización de Gas Asociado	78
Ilustración 20 – Flujo de Caja de las Inversiones del Proyecto – Curva S	135

ABREVIATURAS

Campo: área geográfica delimitada donde se tiene operaciones de exploración y producción de yacimientos petrolíferos.

GOR: es la fracción entre el volumen total de gas producido por día y el volumen total de petróleo producido por día, y se expresa en unidades de SCF/STB.

Gas libre: Se refiere al gas natural que se encuentra con el crudo en el reservorio, y posiblemente ser el gas asociado de la estructura petrolífera.

Gas asociado: es el gas que se encuentra disuelto en el crudo dentro del reservorio, conforme una condición física y química que predominan en dicho entorno.

Gas natural: es una combinación de hidrocarburos que se encuentra en los reservorios que puede encontrarse en estado gaseoso o disuelto en el crudo, y que bajo ciertas condiciones permanece en estado gaseoso. Esta mezcla puede contener algunos compuestos impuros entre nitrógeno, ácido sulfúrico, monóxido de carbono, dióxido de carbono.

GLR: relación gas, aceite.

Hidrocarburos: Compuestos químicos formados por carbono e hidrógeno.

MMSCFD: flujo de gas en millones de pies cúbicos normales al día

MW: Megavatios, unidad de energía eléctrica

Petróleo: Se refiere a una combinación de hidrocarburos líquidos, que se forma por la desintegración de materia orgánica en cuencas en condiciones físico-químicas específicas. El petróleo suele estar acompañado de gases.

Características físico-químicas del petróleo: Las variedades de petróleo tienen propiedades físico-químicas únicas como color, densidad, olor, índice de refracción, puntos de ebullición y congelación, y viscosidad. La densidad se mide en grados API, una escala del American Petroleum Institute que evalúa la densidad relativa del petróleo líquido, con valores típicamente entre 10° y 70° API, utilizando el agua como referencia de densidad 10° API.

CAPÍTULO I

1 INTRODUCCIÓN DIAGNÓSTICO Y DEFINICIÓN DE OBJETIVOS

Los hidrocarburos son compuestos orgánicos que contienen hidrógeno y carbono, del cual el petróleo crudo es una mezcla de diferentes fluidos pesados (Oil-aceite), livianos (gas), agua de formación y otros componentes.

Estos hidrocarburos son recursos energéticos que están compuestos del petróleo, gas natural, líquidos y conformación de hidratos.

La cadena del proceso de los hidrocarburos comprende varias fases:

- a. **Exploración:** Se lleva a cabo la búsqueda de depósitos de hidrocarburos mediante técnicas geológicas y sísmicas.
- b. **Explotación:** Involucra la extracción del petróleo y gas desde las capas subterráneas a través de procesos de perforación y completación de pozos, junto con la construcción de las facilidades necesarias para el procesamiento, transferencia, transporte y su almacenamiento en los campos petroleros.
- c. **Refinación:** Durante esta etapa, el crudo se transforma en diversos derivados, como combustibles, agregando valor para satisfacer las necesidades energéticas internas y externas.
- d. **Almacenamiento, transferencia, transporte de petróleo y sus derivados:** Se implementan redes de oleoductos, instalaciones de bombeo, tanques de almacenamiento y poliductos con el fin de garantizar la transferencia, el transporte y el almacenamiento del petróleo crudo y sus productos derivados desde los lugares de extracción hasta los destinos de consumo, exportación o procesamiento industrial.
- e. **Comercialización:** Se realiza la exportación del petróleo en el mercado global, así como la distribución interna de combustibles para su comercialización dentro del país.

La fase b) de explotación petrolera en su producción tiene asociado fluidos asociados como son el gas y agua de formación. El gas asociado producto de la producción hidrocarburiíero se puede utilizar como combustible para

generación eléctrica, industrialización (refinación) para obtener productos derivados como GLP, naftas, gasolinas.

1.1 Antecedentes

La historia de la industria petrolera en Ecuador se desprende a inicios del siglo XX, con la siguiente cronológica y eventos importantes en el sector petrolero del país, resumidos a continuación:

- **Desde 1911** la historia de la producción petrolera en Ecuador inicia con la confirmación del petróleo con la perforación del 1 er pozo Ancón 1. Empresas como Anglo y Shell jugaron un papel crucial.
- **En 1967**, se continúa con perforación del primer pozo Lago Agrio 1, por Texaco Gulf. **Estos eventos marcaron el surgimiento de la estatal EP Petroecuador.**
- **En 1971**, se publicaron la Ley de Hidrocarburos y se creó la Corporación Estatal Petrolera Ecuatoriana. En 1972 también se pasó las 930,000 hectáreas al Estado ecuatoriano, lo que llevó al país a asumir el control completo de la industria petrolera en toda la cadena de la industria petrolera: exploración, explotación, refinación, bombeo, transporte y comercialización
- **En 1989**, en virtud de la Ley Especial número 45, se estableció Petroecuador, entidad que consolidó las operaciones del consorcio CEPE, Texaco con el SOTE. Petroecuador y las refinerías Anglo y Re-petrol, aumentando la capacidad operativa de las refinerías, así como las facilidades de depósitos de petróleo y derivados. Además, incursionó en la venta de gasolina al inaugurar su primera estación de servicio.

El crecimiento de las exportaciones de petróleo desde los años setenta cambió radicalmente la economía ecuatoriana, que antes estaba basada en un modelo de exportación agrícola. En los ochenta y noventa, los precios del petróleo cayeron, lo que generó repercusiones negativas en la economía nacional.

- **En abril de 2010**, Petroecuador se convirtió en Empresa Pública, consolidándose como la más grande del país y parte de las empresas más

grande América Latina. A partir de 2006, se implementaron políticas para asegurar una mayor participación en las regalías de los recursos económicos.

A pesar de los desafíos y cambios, el petróleo es la primordial fuente de recursos económicos del Estado y un sector estratégico para la economía ecuatoriana.

- **En enero de 2013**, EP Petroecuador llevó a cabo una reestructuración, concentrándose en las operaciones de almacenamiento, transportación, industrialización refinamiento, bombeo y comercialización, mientras que las operaciones de exploración y producción (upstream) fueron traspasadas a la Empresa Pública Petroamazonas. Las estatales Petroamazonas y Petroecuador en sus valores y políticas tiene el cumplimiento con las más altas normas de responsabilidad social, responsabilidad comunitaria y responsabilidad ambiental y de seguridad industrial en todas sus operaciones, apoyando iniciativas en educación, salud, deporte y desarrollo comunitario. La seguridad es una prioridad constante, reflejada en el cumplimiento de políticas y normativas internacionales, así como en la ejecución de medidas de mitigación, remediación, gestión social y ambiental, salud ocupacional y seguridad física. Este texto refleja el compromiso de EP Petroecuador con abordar la importancia del petróleo en la economía nacional.
- El Campo Amistad se realizaron varias campañas de perforación. La empresa EDC perforó ocho pozos en las campañas de los años 2000 y 2004. De esos pozos, cinco fueron productores y tres secos. Entre 2012 y 2015, la petrolera estatal Petroecuador perforó seis pozos: tres resultaron productores y tres secos. Tras estas últimas campañas, la producción de gas natural del Campo Amistad se duplicó hasta los 56 millones de pies cúbicos. Luego no se realizaron nuevas campañas de perforación, por lo que la producción ha venido cayendo de forma sostenida. Entre enero y abril de 2023, Petroecuador extrajo del Campo Amistad 21 MSCFD de gas.
- **En enero del 2019** enero el (Ministerio de Energía, 2019) de Ecuador acoge voluntariamente las medidas de **ceros quemados de gas asociado para el 2030** (Ministerio del Ambiente, 2019). Esta medida obliga a toda la industria

petrolera del país la necesidad **de utilizar recursos y tecnologías para la generación de energía limpia, y también implementar proyectos sustentables y responsables que contribuyan a preservar los ecosistemas ecuatorianos.**

- **En el 2020** según Caso Legal No 21201-2020-00170 para la eliminación de mecheros tradicionales de llama visible, que consiste en el retiro de mecheros en el Distrito Amazónico hasta el año 2030.
- **Para el año 2022** del volumen total de gas disponible, que en promedio es de 85.7 millones de pies cúbicos estándar por día (MMSCFD), se destinaron 17 MMSCFD a la producción de GLP y gasolinas, 8.7 MMSCFD a la generación de energía eléctrica y 2.1 MMSCFD a instalaciones de calentamiento. El gas que no pudo ser utilizado de manera óptima fue de 57.9 MMSCFD.

1.1.1 **Análisis de la industria o sector**

El Sector Petrolero en el Ecuador desde sus inicios en 1911 en el Litoral y desde 1971 hasta la actualidad han enfocado sus metas principalmente en la producción de petróleo hidrocarburos líquidos provenientes del crudo Napo y crudo Oriente cuya monetización se encuentra con la venta con la tarifa del West Texas Index WTI hasta la actualidad, que se usa para la producción de derivados de petróleo, como las naftas, gasolinas, diésel, fuel Oil, y otros derivados. Debido a la actual capacidad instalada para refinación la diferencia se exporta a varios países a nivel mundial.

Las operaciones petroleras público y privadas se encuentran en los campos petrolíferos en las Provincias de la Amazonía de Orellana, Pastaza, Sucumbíos, y en las Provincias del Litoral en Santa Elena y el Oro.

Geográficamente se ubican se conforme la Ilustración - Mapa de Bloques Petroleros.

con el trimestre anterior y un aumento del 3,0% en relación con 3 er período de 2022. Las operadoras privadas reportaron un volumen de 8,11 millones de barriles en el tercer período de 2023, en promedio diario de 88,19 mil barriles. Este promedio diario representa una disminución del 0,6% en balance con el período anterior y una disminución del 18,5% en comparación con el tercer período de 2022. La producción de la estatal es aproximadamente el 81,6% del promedio diario total durante el último cuatrimestre del 2023, mientras que el restante 18,4% corresponde a las compañías privadas. (BANCO CENTRAL DEL ECUADOR, 2023)

En el año 2023, EP Petroecuador experimentó una demanda promedio de energía en los campos petroleros que operaba en la Amazonía, de 378 megavatios (MW). Esta demanda fue abastecida a través de cuatro fuentes de energía: hidroeléctrica, gas, crudo y diésel. Del total mencionado, el 35% fue generado mediante el uso de diésel, el 44% con crudo, el 12% provino del Sistema Nacional Interconectado (SNI) y el 9% se obtuvo a partir de gas asociado. Es importante destacar que el 65% de la demanda energética de la empresa fue cubierta.

Para este 2023, la estatal lanzó el Plan de la Descarbonización y Sostenibilidad Empresarial; como parte de la Política Energética y Descarbonización Empresarial, la empresa ha determinado como parte de los compromisos con la Eficiencia Energética:

- Reducir los puntos de quema de gas asociado en las instalaciones de la EP Petroecuador.
- Priorizar el uso de gas asociado para la producción de GLP-gas licuado de petróleo en refinación y generación de energía eléctrica en las instalaciones de exploración y producción de la estatal. (PETROECUADOR, TARIFA NACIONAL DE COMBUSTIBLES, 2023).

Como parte del Plan de la Descarbonización, la estatal EP PETROECUADOR se enfocará en promover proyectos cuyos objetivos sean la disminución en la emisión de gases de efecto de efecto climático,

mejorar la eficiencia energética y disminuir los costos operacionales de la empresa. (EP Petroecuador, 2023).

1.1.2 Análisis de Factores Externos de la empresa

1.1.2.1 Misión

(PETROECUADOR, Plan Estratégico Empresarial, 2022, pág. 93). tiene como misión **“Maximizar de manera sustentable el valor de los recursos energéticos para el beneficio de la sociedad ecuatoriana”**

1.1.2.2 Visión

(PETROECUADOR, Plan Estratégico Empresarial, 2022, pág. 93) tiene como visión **“Ser la empresa referente a nivel regional que refuerza la seguridad, eficiencia y desempeño energético con criterios de transparencia, probidad y compromiso social”**

1.1.2.3 Valores

Los principales valores corporativos de la empresa son: (PETROECUADOR, Plan Estratégico Empresarial, 2022, pág. 93) son

- **“Transparencia”**
- **“Integridad”**
- **“Responsabilidad”**
- **“Respeto”**
- **“Eficiencia”**
- **“Conciencia ambiental y social”**

1.1.2.4 Análisis de Factores Internos de la empresa

Para identificar los puntos importantes del entorno se usó la metodología FODA: **Fortalezas, Oportunidad, Debilidades y Amenazas** para identificar las fortalezas, aprovechar la ocurrencia de las oportunidades y minimizar posibles riesgos por amenazas como se presenta en la Tabla 1 – F-O-D-A

Tabla 1 – F-O-D-A



Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

Del análisis FODA se desprenden lo siguiente:

- El proyecto está en consonancia con las nuevas políticas energéticas, económicas, ambientales y sociales del Gobierno.
- La demanda interna de gas crudo de petróleo es considerable, lo que asegura una prolongada vida útil del producto.
- Las amenazas identificadas posibilitarán la preparación de planes para atenuar su impacto.
- Reconocer las debilidades del proyecto es crucial para dirigir los esfuerzos hacia la creación de un plan estratégico que permita enfrentar adecuadamente las perturbaciones. Esto implica la identificación del estado actual y el estado futuro.

1.1.2.5 *Análisis de Factores Externos*

En el análisis del estado actual se parametriza los factores externos de la empresa usando el modelo PESTEL conforme los componentes de:

Tabla 2 - Análisis Político, Económico, Social, Tecnológico

Político

- Plan estratégico energético
- Política Ambiental
- Política Social
- Política de monetización de gas

Económico

- Altas Inversiones
- Deficit fiscal
- Variación del precio internacional del crudo
- Incremento en la demanda interna de combustibles
- Apertura del país a la inversión privada en proyectos hidrocarburíferos

Legal

- Leyes, Normativas y Reglamentos

Tecnología

- Compatibilidad operativa
- Tiempos de implementación
- Innovación y tecnología sostenible
- Capacidad y escalabilidad

Ambiental

- Leyes y normativas ambiental
- Licencias ambientales

Social

- Leyes de circunscripción territorial
- Licencias sociales y comunitarias
- Compensaciones Sociales
- Conflictos sociales locales de comunidades

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

Como parte del análisis de los factores de la Tabla 2 - Análisis Político, Económico, Social, Tecnológico se pondera la evaluación con siguientes criterios:

Tabla 3 - Político

Factor	Descripción	Oportunidad	Amenaza	Relevancia
Político	Inestabilidad política marcada por el cambio de gobierno en los últimos años	X	X	4
	Plan estratégico del país al largo plazo		X	4
	Políticas y regulaciones gubernamentales		X	3
	Políticas del estado contra la corrupción	X		4

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

Tabla 4 - Económico

Factor	Descripción	Oportunidad	Amenaza	Relevancia
Económico	Déficit fiscal que impide realizar inversión del estado en nuevos proyectos		X	4
	Variación del precio internacional del crudo	X	X	3
	Incremento en la demanda interna de combustibles	X	X	4
	Apertura del país a la inversión privada en proyectos hidrocarburíferos	X		5

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

Tabla 5 - Social

Factor	Descripción	Oportunidad	Amenaza	Relevancia
Social	Relaciones con las comunidades aledañas a las estaciones de procesamiento	X		4
	Ley de Circunscripción Territorial Amazónica	X		5
	Problemas en la gestión de compra y/o expropiación de terrenos para realizar el proyecto		X	5
	Empleo en las zonas de influencia del proyecto	X		5
	Beneficios a la salud de las comunidades aledañas	X		4

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

Tabla 6 - Tecnológico

Factor	Descripción	Oportunidad	Amenaza	Relevancia
Tecnológico	Aprovechamiento de nuevas tecnologías en los procesos de captación de gas	X		4
	Automatización de los procesos productivos	X		4
	Equipos requeridos para el proyecto son de fabricación internacional y tienen largo tiempo de entrega		X	4
	Limitaciones tecnológicas y de	X	X	4

	comunicaciones en las operaciones			
--	-----------------------------------	--	--	--

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

Tabla 7 - Ambiental

Factor	Ítem	Oportunidad	Amenaza	Relevancia
Ambiental	Cumplimiento de las políticas de descarbonización de la empresa	X		4
	Según Decreto Ejecutivo 059 <i>“Transición hacia instalaciones de producción y consumo sostenible”</i>	X		5
	Según (Ministerio del Ambiente, 2019) <i>“Plan Nacional de Transición hacia la Descarbonización”</i>	X		3
	Según ENCC 2012-2025 <i>“Estrategia Nacional de cambio climático del Ecuador”</i>	X		5

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

Tabla 8 - Legal

Factor	Ítem	Oportunidad	Amenaza	Relevancia
Base-Legal	Cumplimiento de la <i>“Sentencia de No 21201-2020-00170 (Eliminación gradual y progresiva de mecheros hasta el año 2030)”</i>	X	X	4

	Decreto Ejecutivo No. 1221, de 2021, "(...) la fusión de Petroamazonas EP y EP PETROECUADOR	X	X	4
	"Reglamento para reducir progresivamente la quema rutinaria de gas asociado en teas" (Energía, 2022)	X		4

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

Considerando que actualmente, el país atraviesa por un período de inestabilidad política y económica se debe Planear una estrategia que permita obtener la inversión económica del estado requerida para implementar el proyecto.

De igual manera el proyecto debe cumplir con las políticas de socio-ambientales, para de esta forma garantizar el menor impacto posible a la naturaleza y a las comunidades aledañas.

1.1.2.6 *Análisis de Competencia*

Se realiza el análisis de la competencia empleando las fuerzas competitivas de Porter para encontrar la hoja de ruta para que la empresa se posicione de manera competitiva y eficiente energéticamente en el mercado. También hay que tener en consideración que, en un contexto económico energético cambiante, requiere que las empresas petroleras sean eficientes energéticamente y que se adapten a los cambios de la industria. Por lo cual se analiza los factores como fuerzas en base a indicadores energéticos y competidores que influyen en el proyecto.

- a. **Amenaza de nuevos competidores:** las operadoras petroleras privadas buscan transformarse en operadoras energética como parte de la innovación generando valor agregado y eficiencia energética en sus procesos. Estos competidores supondrían la producción y comercialización de derivados del gas asociado.

- b. **Poder de negociación de los proveedores:** En la comercialización del gas procesado y sus productos derivados, se observa un nivel significativo de negociación, ya que existe la posibilidad de que los proveedores opten por vender directamente al consumidor final y, así, convertirse en competidores directos.
- c. **Poder de negociación de los clientes:** Debido a la intención de distribuir a intermediarios proveedores, el poder de negociación se encuentra en un nivel medio. Las cadenas minoristas o especializadas tienen la capacidad de establecer márgenes de beneficio y retirar el producto del mercado si no se alcanza la rotación deseada. No obstante, no se está vinculado a un único distribuidor. Es relevante tomar en cuenta sus opiniones y contribuciones en cuanto a los niveles de ventas y estadísticas, ya que estas pueden ser útiles para mejorar los procesos de promoción del producto.
- d. **Productos sustitutos:** Los derivados de petróleo como son el diésel, gasolinas, combustóleo (fuel Oil), representan los principales sustitutos a nivel de productos combustibles. Del lado de productos funcionales para uso doméstico de GLP no se encuentran sustituto.
- e. **Rivalidad de la industria:** El nivel de competencia actual es nulo dado que no existen operadoras privadas que ofrezcan la captación e industrialización del gas crudo de petróleo y sus derivados.

Para la captación y comercialización del gas crudo de petróleo se determinó dos potenciales competidores descritos a continuación:

- a. Operadoras Privadas, Un competidor directo que tiene la capacidad de ofrecer el mismo producto que las empresas operadoras privadas.
- b. Importadores de Combustibles, un competidor indirecto serían los importadores de combustibles, quienes tienen la capacidad de proporcionar diésel como combustible principal para la generación de eléctrica.

Se desarrolla un análisis de benchmarking de los competidores descritos en las siguientes:

Tabla 9 - Análisis de Operadoras Privadas

ANÁLISIS DE BENCHMARKING	BENEFICIOS STANDART	VENTAJAS COMPETITIVAS (+)	VENTAJAS COMPARATIVAS (+/-)	DESVENTAJAS (-)
PRODUCTO: GAS CRUDO	CAPACIDAD CALORÍFICA		➡ 1	
CATEGORÍA: HIDROCARBUROS	COMPOSICIÓN DEL GAS		➡ 1	
MARCA: EP PETROECUADOR	CALIDAD DEL GAS		➡ 1	
COMPETENCIA: OPERADORAS PRIVADAS	CAPACIDAD VOLUMÉTRICA	⬆ 2		
	DISPONIBILIDAD	⬆ 2		
	SOSTENIBILIDAD SUMINISTRO	⬆ 2		
	PRECIO	⬆ 2		
	PUBLICIDAD			⬇ 0
	COBERTURA GEOGRÁFICA		➡ 1	
	TIEMPO DE ENTREGA			⬇ 0
	RELACIONES PÚBLICAS		➡ 1	
	CERTIFICACIONES ENTES CONTROL		➡ 1	
	RIESGOS LOGÍSTICOS		➡ 1	
	RIESGOS AMBIENTALES		➡ 1	

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

Tabla 10 - Análisis de Importadores de Combustibles

ANÁLISIS DE BENCHMARKING	BENEFICIOS STANDART	VENTAJAS COMPETITIVAS (+)	VENTAJAS COMPARATIVAS (+/-)	DESVENTAJAS (-)
PRODUCTO: GAS CRUDO	CAPACIDAD CALORÍFICA			⬇ 0
CATEGORÍA: HIDROCARBUROS	CALIDAD DEL PRODUCTO		➡ 1	
MARCA: EP PETROECUADOR	CAPACIDAD VOLUMÉTRICA	⬆ 2		
COMPETENCIA: IMPORTADORAS DE COMBUSTIBLES	DISPONIBILIDAD	⬆ 2		
	SOSTENIBILIDAD SUMINISTRO	⬆ 2		
	PRECIO	⬆ 2		
	PUBLICIDAD			⬇ 0
	COBERTURA GEOGRÁFICA	⬆ 2		
	TIEMPO DE ENTREGA			⬇ 0
	RELACIONES PÚBLICAS		➡ 1	
	CERTIFICACIONES ENTES CONTROL		➡ 1	
	RIESGOS LOGÍSTICOS	⬆ 2		
	RIESGOS AMBIENTALES	⬆ 2		

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

Después de analizar a los competidores, se han obtenido resultados favorables. Esto se debe a que EP Petroecuador cuenta con la capacidad para garantizar un suministro constante y sostenible en el tiempo, además de ofrecer precios más competitivos. Esta situación nos proporciona una ventaja sobre los importadores de combustible y las empresas operadoras privadas, como se detalla a continuación:

- la capacidad volumétrica, (producción actual y futura)
- disponibilidad (reservas disponibles)
- sostenibilidad del suministro de gas

Así como limitaciones frente a los competidores como:

- el tiempo de implementación del proyecto
- la publicidad
- la calidad del gas asociado
- la ubicación geográfica,
- las regulaciones gubernamentales
- los riesgos logísticos
- los riesgos sociales y ambientales.

1.1.3 Identificación del Estado actual y estado futuro.

1.1.3.1 *Estado Actual*

EP PETROECUADOR en el 2023, registró un volumen acumulado de 36,09 millones de barriles, en promedio diario de 392,28 mil barriles. Estas cifras representan un incremento del 2,1% en el promedio diario en comparación con el trimestre anterior y un aumento del 3,0% en relación con el tercer período de 2022. La producción estatal representa el 81,6% del promedio total. (BANCO CENTRAL DEL ECUADOR, 2023)

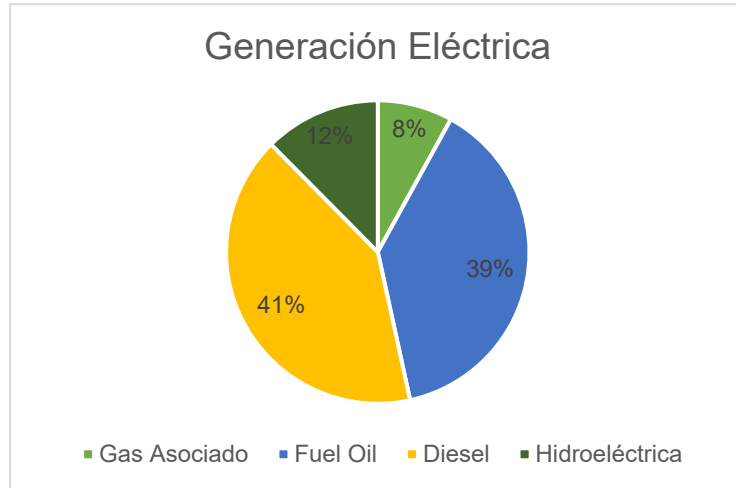
En este período existió una demanda promedio de energía en los campos de 378 megavatios (MW) con suministro de energía eléctrica por hidro, gas, fuel Oil y diésel. Mismo que fue transmitido a través del SEIP: Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero para el Sistema de Exploración y Producción de la Estatal. (EP Petroecuador, 2023)

Es importante indicar que actualmente el sistema no cuenta con un combustible autosustentable para la producción de energía eléctrica para atender todos requerimientos energéticos actuales y futuros en la Operación de los Campos, a tal punto que requiere efectuar importaciones de combustibles como Diésel, Fuel Oil para atender la demanda eléctrica de los 343 MW requeridos como se indica a continuación: (EP Petroecuador, 2023)

- 9% - Fuel Gas - Generación a Gas Asociado - (27MW)
- 44% - Fuel Oil Generación a Crudo - (132MW)

- 35% - Generación a Diésel - (140MW)
- 12% - SNI Sistema Nacional Interconectado - (42MW)

**Ilustración 1 – Matriz de Generación Eléctrica - Combustibles 2023 EP
PETROECUADOR**



Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

En la matriz de la Tabla 11 – Balance mensual de producción y uso del gas se presenta la producción de los Campos Administrados y Operados por EP PETROECUADOR y la disposición final del gas asociado a la producción del 2023 de un total de 90 MMSCFD, de los cuales se usa en:

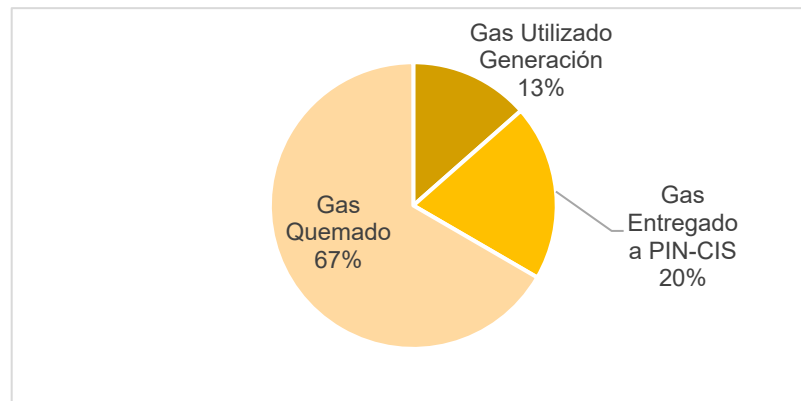
- Generación eléctrica 9.1 MMSCFD,
- Industrialización en el Complejo Industrial de Shushufindi 20.6 MMSCFD
- Quema en mecheros convencionales de 53.6 MMSCFD

**Tabla 11 – Balance mensual de producción y uso del gas de EP
PETROECUADOR**

BALANCE MENSUAL DE GAS CRUDO DE FORMACIÓN PROMEDIO FEB 2024						
Zona	Activos	Bloque	Gas Producido	Gas Utilizado Generación	Gas Entregado a PIN-CIS	Gas Quemado
			MSCFD	MSCFD	MSCFD	MSCFD
Norte	Shushufindi	57S	16325	0	10670,2	5654,8
Norte	Cuyabeno	58-59	4611	527	0	4084

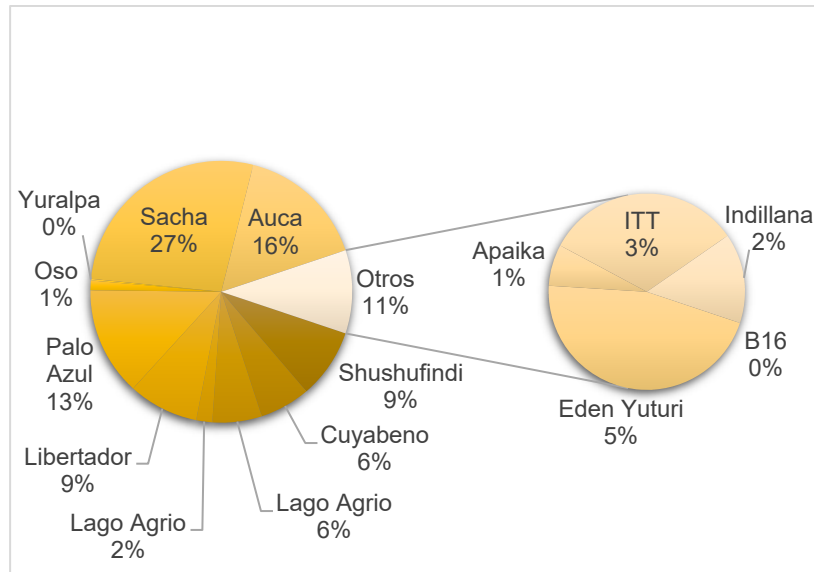
Norte	Lago Agrio	56	5236,48	270,97	964,61	4000,9
Norte	Lago Agrio	49	2190,76	885,52	0	1305,24
Norte	Libertador	57L	8460	285,2	2480	5694,8
Oeste	Palo Azul	18-44	10119	1308,2	0	8810,8
Oeste	Oso	7	769,5	0	0	769,5
Oeste	Yuralpa	21	128,22	0	0	128,22
Oeste	Sacha	60	24620	3100	3577,4	17942,6
Oeste	Auca	61-55	10449	0	0	10449
Este	Edén Yuturi	12	6326	3230,2	0	3095,8
Este	Apaika	31	460	0	0	460
Este	ITT	43	2756	558	0	2198
Este	Indillana	15	3202	341	1860	1001
Este	B16	16	2792	2792	0	0
		Total	98444,96	13298,09	19552,21	65594,66

**Ilustración 2 - Balance Mensual de Gas Crudo de Formación Promedio
Feb 2024**



Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

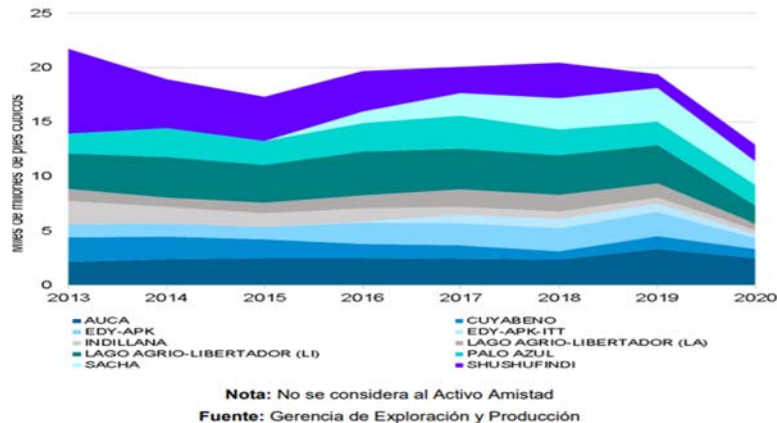
Ilustración 3 – Gas Quemado MSCFD



Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

Esta tendencia en la quema de gas en mecheros tradicionales proveniente de la explotación petrolera en los bloques operados por EP PETROECUADOR desde 2013 hasta el 2020, como se indica en la Ilustración 4:

Ilustración 4 - Histórico de Quema de Gas 2013 -2020

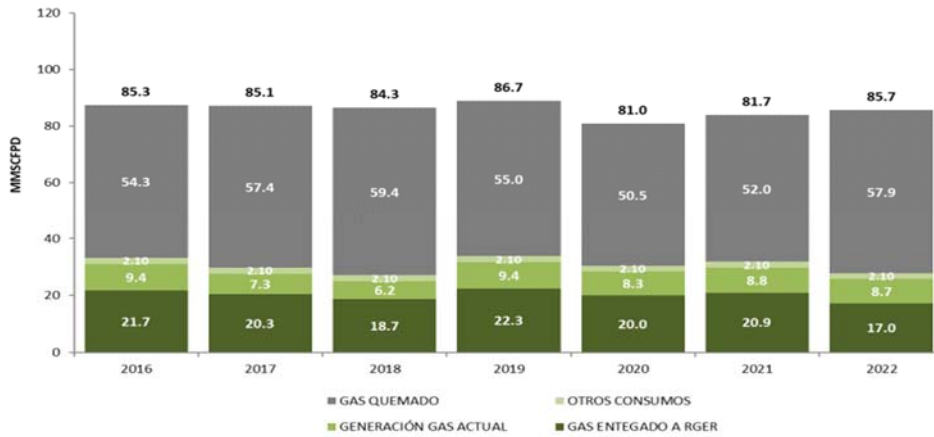


En la Ilustración 5 – se presenta la información de la tasa de gas asociado de producción usado en:

- Generación Eléctrica,
- Procesamiento,
- Otros Consumos Calentamiento,
- Quemado en Antorchas Tradicionales,

tal como se indica a continuación:

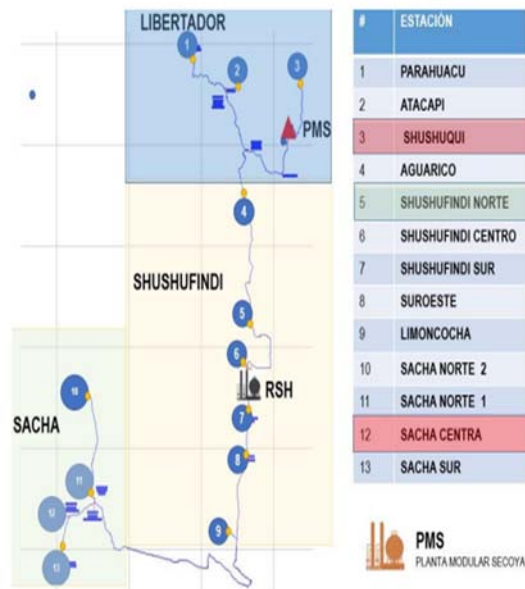
Ilustración 5 – Uso de Gas Asociado de Producción



(PETROECUADOR, 2022, pág. 33)

EP PETROECUADOR cuenta con infraestructura para la captación en industrialización indicada, sus principales puntos de captación del gas asociado se encuentran en los campos a) Sacha, b) Shushufindi c) Libertador como se indica a continuación:

Ilustración 6 – Infraestructura de captación de gas y gaseoductos existentes EP PETROECUADOR hacia el CIS



(PETROECUADOR, Plan Estratégico Empresarial, 2022)

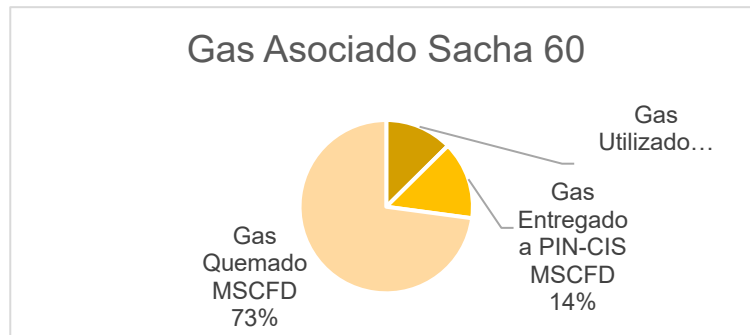
En el 2023, EP Petroecuador presentó el Plan de la Descarbonización y Sostenibilidad Empresarial; como parte de la Política Energética y Descarbonización Empresarial, la empresa ha determinado como parte de los compromisos con la Eficiencia Energética:

- Reducir la quema de gas asociado en las facilidades de la EP Petroecuador.
- Aprovechar el gas crudo para la producción de gas licuado de petróleo (GLP) en la industrialización y generación de energía eléctrica en las facilidades en exploración y producción de la estatal. (PETROECUADOR, TARIFA NACIONAL DE COMBUSTIBLES, 2023)
- Como parte del Plan de la Descarbonización, la estatal EP PETROECUADOR se enfocará en promover proyectos cuyos objetivos sean la disminución de las emisiones de gases de efecto climático, mejorar la eficiencia energética y disminuir los costos operacionales de la empresa. (EP Petroecuador, 2023).

1.1.4 Planteamiento y formulación del problema

En consideración que gas asociado actualmente se quema en gran volumen en mecheros tradicionales en las plataformas de producción, estaciones de proceso, que de la producción total, uso y quema de gas asociado de producción descrito en el capítulo 1.1.3.1 Estado Actual en el 2024 de EP PETROECUADOR en el oriente ecuatoriano asciende a 98,44 MMSCFD de los cuales el 25% son del campo Sacha - Bloque 60 descrito en la Tabla 11 – Balance mensual de producción y uso del gas con una producción 24,62 MMSCFD, de los cuales el 27% que son 6.67 MMSCFD se aprovechan en generación eléctrica y entrega al complejo industrial de refinación y la diferencia el 73% se quema en mecheros tradicionales como se indica a continuación:

Ilustración 7 – Gas Asociado Bloque 60 Sacha



Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

El Sacha - Bloque 60 de la provincia de Orellana inició producción en julio de 1972, durante sus 52 años de operación ha sido operado por diferentes empresas, iniciando su operación con las empresas Petroecuador-Texaco desde 1972 hasta 1992, durante el período desde 1993 al 2008 el campo fue administrado por la empresa estatal PETROPRODUCCIÓN, en el año 2009 la operación del campo fue entregada a la empresa RÍO NAPO CEM, quién operó el campo hasta finales del año 2015, durante el período desde el 2016 al 2020 la empresa PETROAMAZONAS EP asumió la administración del campo y a partir del 2021 la empresa estatal EP PETROECUADOR ha asumido la administración del campo.

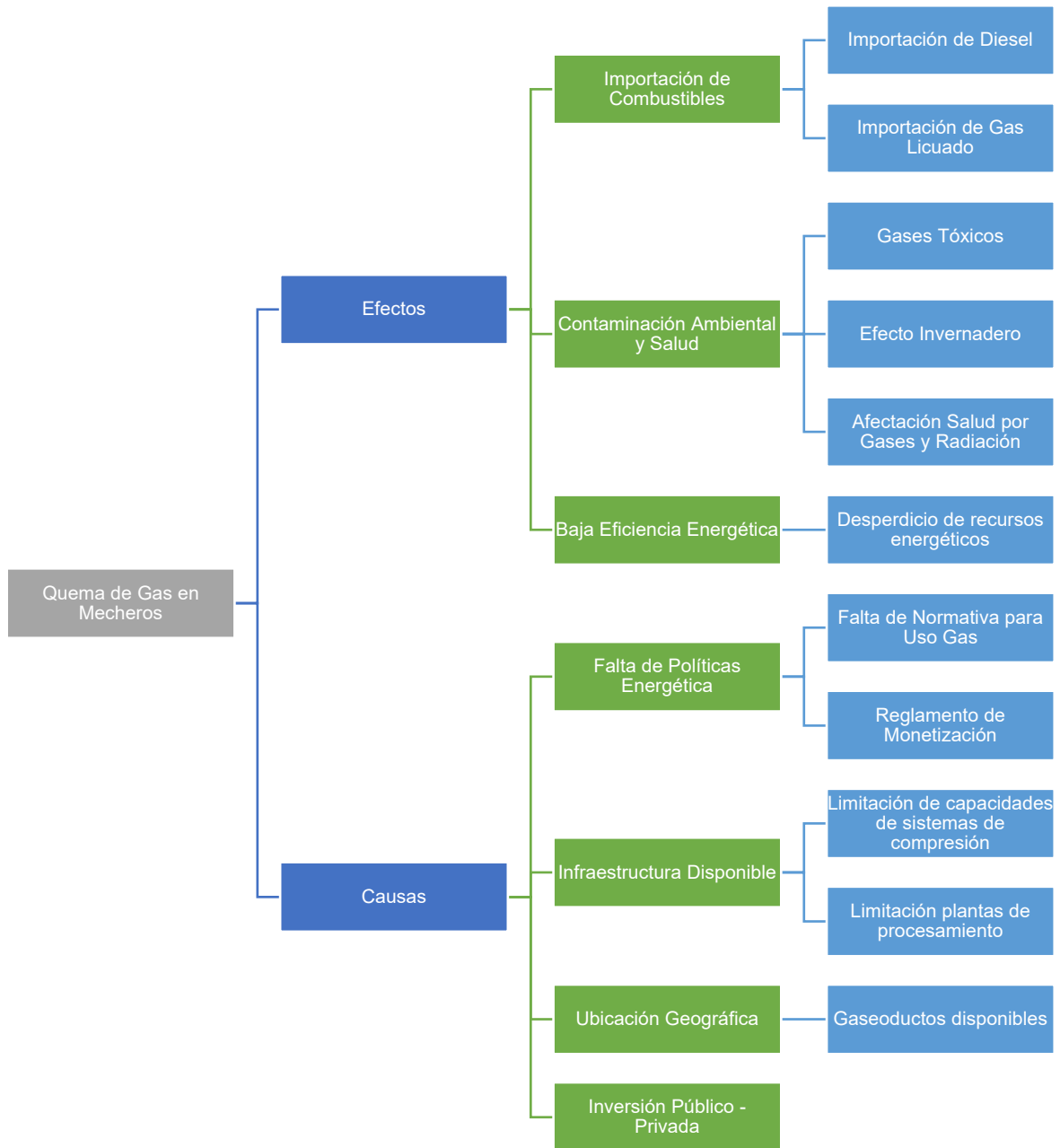
Actualmente hay una necesidad energía eléctrica y demanda del uso gas crudo de petróleo con potenciales consumidores como:

- CIS: Complejo Industrial Shushufindi: Capacidad de procesamiento del 25 MMSCFD (PETROECUADOR, 2022, pág. 33) con una cantidad procesada al 2022 de 20 MMSCFD y que requiere para llegar a la capacidad nominal de procesamiento **5 MMSCFD**
- GEN: Generación Eléctrica a Diésel (140,2MW), para desplazar la importación de diésel se requiere aproximadamente **42 MMSCFD**

En conformidad al estado actual se establece en la Ilustración 8 - Árbol de Problemas se desarrolla un estudio de la problemática de la quema de gas en

las teas, donde se identifican las causas y efectos del problema de quema de gas

Ilustración 8 - Árbol de Problemas Quema de Gas en Mecheros



Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

Del análisis de los componentes identificados en el Ilustración 8 - Árbol de Problemas Quema de Gas en Mecheros se identifica que la problemática principal se debe a que la quema de gas es debido a falta de políticas energéticas

para la monetización del recurso e infraestructura disponible lo que genera gran pérdida de ingresos económicos por importación de combustibles como son el diésel, gas, agregado a esto existe un conflicto social alto con comunidades y activistas ambientales y sociales.

De los análisis de i) entorno, ii) competidores, iii) infraestructura existente, iv) disponibilidad, v) sostenibilidad de la producción de gas asociado, vi) ubicación geográfica se ha seleccionado que el proyecto de captación e industrialización del gas asociado de petróleo se Planeará en el Campo Sacha campo más productor del Ecuador con una producción de 80,000 BOPD al 2023, en busca de objetivo recolectar todo el gas producido en las plataformas petroleras del Bloque 60, transportarlo hasta las Estaciones de Procesamiento Sacha Central, Sur, Norte y acondicionarlo hasta obtener “Gas crudo de petróleo” para que sea transportado hacia los diferentes clientes consumidores, y estar alineados las políticas empresariales.

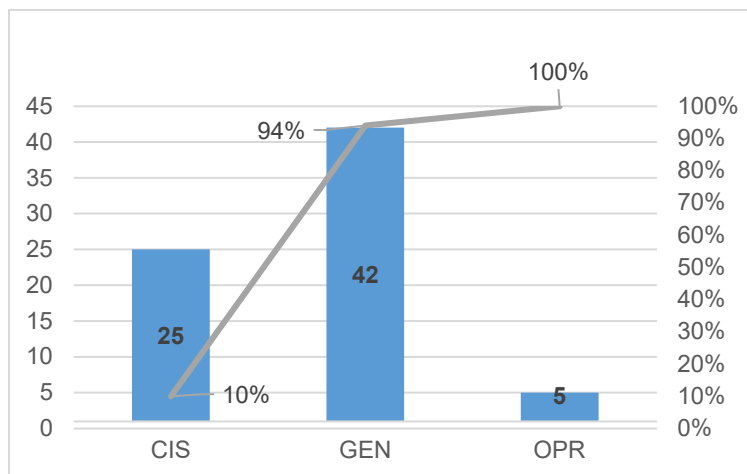
Para la captación de gas se desarrolló un diagrama de pareto para la segmentación del proyecto

Tabla 12 – Diagrama de pareto consumidores gas asociado

Clientes	Capacidad Requerida	Despacho Actual MMSCFD	Consumos acumulados MMSCFD	% Acumulado		Pareto
CIS	25,00	17,00	5,00	10%	65%	
GEN	42,00	0,00	42,00	95%	5%	%
OPR	5,00	2,00	3,00	100%		
Total	72,00	19,00	50,00			

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

Ilustración 9 – Diagrama de Pareto Suministro de Gas vs Clientes



Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

Del Diagrama de Pareto se visualiza se determina que el potencial consumidor de gas es para i) la Generación Eléctrica de Gas y la diferencia transferir a la ii) Refinería del Complejo Industrial Shushufindi para tener más consumo de gas crudo y tener una mejor distribución de los consumidores del gas crudo y dar viabilidad al proyecto.

1.2 Objetivos

1.2.1 Objetivo general

Elaborar un Plan de la Proyecto de PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) CAPTACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE GAS CRUDO ASOCIADO DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE 60 DE EP PETROECUADOR en base a la guía PMBOK® y sus buenas prácticas.

1.2.2 Objetivos específicos

- Determinar la situación actual de la producción de gas en el campo Sacha y evaluar la demanda de posibles clientes consumidores mediante un análisis exhaustivo de factores tanto internos como externos, para mitigar los riesgos y disminuir la incertidumbre.
- Desarrollar un estudio técnico y económico para evaluar la viabilidad de ejecutar el proyecto y los posibles beneficios económicos que podría generar.

- Implementar las áreas de conocimiento de acuerdo con los estándares del PMBOK® que sean relevantes para el proyecto.

2 CASO DE NEGOCIO DEL PROYECTO Y SU VIABILIDAD

2.1 Análisis de alternativas generales.

Conforme los análisis para el presente proyectos se plantean tres alternativas al problema de Quema de Gas Crudo de Producción en Mecheros Tradicionales en las plataformas de producción petrolera y estaciones de procesamiento como se indica Tabla 1:

Tabla 13 – Alternativas del proyecto

Número	Alternativa	Descripción
1	Quema rutinaria en plataformas y estaciones	Esta opción es mantener la quema rutinaria del gas asociado en teas convencionales conforme se realiza actualmente, esta solución requiere una baja inversión, recursos mínimos y corto tiempo de ejecución, sin embargo, incurre en problemas legales, afectaciones ambientales y a las comunidades.
2	Captación y aprovechamiento del gas local en plataformas	Esta opción consiste en realizar la captación y procesamiento primario del gas asociado y utilizarlo para generar la energía eléctrica requerida para la producción de petróleo en cada plataforma de forma local, esta solución al requiere una inversión baja, recursos tecnológicos de mediana complejidad y un tiempo de ejecución medio, sin embargo, se mantiene el impacto ambiental y las afectaciones a las comunidades.
3	Captación y transporte del gas centralizada desde plataformas	Consiste en realizar la captación y transporte del gas asociados desde las plataformas de producción hasta las estaciones centrales de

	hasta estaciones centrales de procesamiento	procesamiento, donde se realizará el acondicionamiento del fluido para entregar a los diferentes consumidores, esta solución requiere una inversión alta, el tiempo de ejecución del proyecto es largo, los recursos tecnológicos son de media complejidad, sin embargo, se evitan problemas legales, se reduce el impacto ambiental y se minimiza la afectación a las comunidades aledañas.
--	---	--

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

Para realizar la selección de la mejor alternativa se realizará un análisis cualitativo en base a la ponderación en los siguientes aspectos:

- Innovación y Tecnología (T)
- Costos de Implementación (CI)
- Tiempo de implementación (TI)
- Fiabilidad y Mantenimiento (MAN)
- Seguridad Operacional (SO)
- Compatibilidad Operativa (O)
- Espacio requerido (ER)
- Eficiencia Energética (CE)
- Impacto Ambiental (IA)
- Capacidad de Escalabilidad/Modularidad (MD)
- Impacto a la Producción (PRO)
- Innovación Sostenible (INN)
- Impacto Social y Comunitario (ISC)

1. Normativa de Hidrocarburos (NH)

Para determinar el peso factor de ponderación se establece una calificación con criterios de una escala del 1 al 10, para establecer la matriz de pares como se indica en la Tabla 14

Criterios

- 10 muy importante
- 5 importante
- 1 igual
- 1/5 no tan importante
- 1/10 muy poco importante

Tabla 14 – Matriz de Pares de Factores del Proyecto

MATRIZ DE PARES		1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14		
		T	CI	TI	MAN	SO	O	ER	CE	IA	MD	PRO	INN	ISC	NH	suma	FP
1	Innovación y Tecnología (T)		0,1	10,0	10,0	5,0	0,2	5,0	1,0	0,1	1,0	0,1	1,0	0,2	0,1	34	7%
2	Costos de Implementación (CI)	10,0		0,1	0,2	5,0	0,2	0,2	1,0	0,1	1,0	0,1	1,0	0,2	0,1	19	4%
3	Tiempo de implementación (TI)	0,1	0,2		0,2	0,2	0,2	1,0	0,2	0,1	1,0	0,1	1,0	0,1	0,1	5	1%
4	Fiabilidad y Mantenimiento (MAN)	1,0	1,0	0,2		1,0	0,2	5,0	1,0	0,2	1,0	0,1	1,0	0,1	0,1	12	3%
5	Seguridad Operacional (SO)	0,2	0,2	5,0	1,0		1,0	5,0	1,0	0,2	5,0	0,2	5,0	0,1	0,2	24	5%
6	Compatibilidad Operativa (O)	5,0	5,0	5,0	5,0	1,0		5,0	1,0	1,0	1,0	1,0	1,0	0,2	0,1	31	7%
7	Espacio requerido (ER)	0,2	5,0	1,0	0,2	0,2	0,2		0,2	0,2	5,0	0,2	0,2	0,1	0,1	13	3%
8	Eficiencia Energética (CE)	1,0	1,0	5,0	1,0	1,0	1,0	5,0		1,0	5,0	0,1	5,0	0,1	0,2	26	6%
9	Impacto Ambiental (IA)	10,0	10,0	10,0	5,0	5,0	1,0	5,0	1,0		1,0	1,0	5,0	0,2	0,2	54	12%
10	Capacidad de Escalabilidad (MD)	1,0	1,0	1,0	1,0	0,2	1,0	0,2	0,2	1,0		0,2	1,0	0,2	0,1	8	2%
11	Impacto a la Producción (PRO)	10,0	10,0	10,0	10,0	5,0	1,0	5,0	10,0	1,0	5,0		10,0	0,2	0,1	77	16%
12	Innovación Sostenible (INN)	1,0	1,0	1,0	1,0	0,2	1,0	5,0	0,2	0,2	1,0	0,1		1,0	0,1	13	3%
13	Impacto Social y Comunitario (ISC)	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	5,0	1,0	5,0	1,0	5,0		0,2	52	11%
14	Normativa de Hidrocarburos (NH)	10,0	10,0	10,0	10,0	5,0	10,0	10,0	5,0	5,0	10,0	1,0	10,0	5,0		101	21%
TOTAL																470	100%

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

Con los pesos de ponderación, se realiza una calificación por alternativa a través de los criterios con una escala del 1 al 5, como se indica a continuación Tabla 15:

- 10: mucho mejor
- 5: mejor
- 1: igual

Tabla 15 - Análisis de alternativas

	Criterio	Peso	Alternativa I		Alternativa II		Alternativa III	
			Calif	Pond	Calif	Pond	Calif	Pond
1	Innovación y Tecnología (T)	7%	1,0	0,1	5,0	0,4	10,0	0,7
2	Costos de Implementación (CI)	4%	10,0	0,4	5,0	0,2	1,0	0,0
3	Tiempo de implementación (TI)	1%	10,0	0,1	5,0	0,0	1,0	0,0
4	Fiabilidad y Mantenimiento (MAN)	3%	10,0	0,3	5,0	0,1	5,0	0,1
5	Seguridad Operacional (SO)	5%	10,0	0,5	5,0	0,3	5,0	0,3
6	Compatibilidad Operativa (O)	7%	10,0	0,7	5,0	0,3	5,0	0,3
7	Espacio requerido (ER)	3%	10,0	0,3	5,0	0,1	1,0	0,0
8	Eficiencia Energética (CE)	6%	1,0	0,1	5,0	0,3	5,0	0,3
9	Impacto Ambiental (IA)	12%	1,0	0,1	5,0	0,6	10,0	1,2
10	Capacidad de Escalabilidad (MD)	2%	1,0	0,0	1,0	0,0	1,0	0,0
11	Impacto a la Producción (PRO)	16%	10,0	1,6	5,0	0,8	5,0	0,8
12	Innovación Sostenible (INN)	3%	1,0	0,0	5,0	0,1	10,0	0,3
13	Impacto Social y Comunitario (ISC)	11%	1,0	0,1	5,0	0,6	10,0	1,1
14	Normativa de Hidrocarburos (NH)	21%	1,0	0,2	5,0	1,1	10,0	2,1
		100%		4,5		4,9		7,3
	Selección de Alternativa			3		2		1

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

Como conclusión de la matriz comparativa Tabla 15 se establece que la mejor alternativa es la **Alternativa III que corresponde con la implementación del Proyecto de Captación y transporte de gas asociado desde las plataformas productoras hasta las estaciones centrales de procesamiento para su respectivo aprovechamiento como fuente de energía o industrialización del fluido.**

2.2 Viabilidad Técnica

La presente iniciativa busca Planear el plan para la captación y aprovechamiento de gas quemado en mecheros tradicionales del proceso de explotación petrolera y generar valor para la Estatal Ecuatoriana EP PETROECUADOR a través de la captación, industrialización y posterior aprovechamiento del gas de producción como un nuevo producto derivado en el principal campo productor del país Sacha Bloque 60. Aprovechando el gas asociado de producción, generando

competitividad y mayor rentabilidad e ingresos a la sociedad ecuatoriana, con una solución integral a fin de aprovecharlo como gas para combustible en la producción de energía eléctrica.

Con la actual tasa de producción del campo Sacha de 80,000 BOPD la tasa de producción de gas crudo asociado que con una relación gas petróleo de 300 SCF/STB involucra que por cada barril de petróleo se produce del 300 SCFD lo que conlleva a que diariamente se produzcan 24 MMSCFD de producción de gas crudo asociado en las plataformas.

2.2.1 Metodología para captación de gas

La metodología a considerar en el proyecto es instalar instalaciones de captación, sistema de transferencia para centralizar el gas en la Estaciones de Procesamiento del Campo Sacha

La característica del gas considerado en el proyecto tiene las siguientes propiedades:

- Poder calorífico: 1100 BTU/ft³
- Tasa de producción conforme el perfil de producción de petróleo con una relación gas petróleo de 300 GOR

Para la captación de gas se considera la infraestructura existente de captación y transferencia y rendimientos de equipos y máquinas nominales como se describe a continuación:

2.2.1.1 Instalaciones de Captación

- Bombas Multifásicas
- Compresores
- Equipos Auxiliares

2.2.1.2 Instalaciones de transferencia

- Líneas de Flujo
- Gaseoductos

2.2.1.3 Instalaciones de Aprovechamiento

- Generadores a Gas

Para los equipos generación con una eficiencia del 40%, se puede generar 3 MW por cada 1MMSCF de gas asociado. En base a este cálculo, con el suministro de 15.2 MMSCFD a las instalaciones de generación se tendría:

a. Gas requerido (MMSCF)= 30 MW / 3 MW / MMSCF

b. Gas requerido (MMSCF) = 10 MMSCF/0,9 = 11,1 MMSCF

Se puede determinar que el aprovechamiento de 11,1 MMSCFD de Gas Asociado de petróleo podría generar alrededor de 30 MW de energía eléctrica, lo que genera un ahorro significativo en los costos operativos del campo, por disminución de uso de diésel

- Calderas, Calentadores

- Refinería de Gas

De acuerdo a la Tabla 16 – Capacidad de Instalaciones de Captación y Refinería de Gas se encuentra la matriz de capacidades nominales versus las utilizadas se puede determinar que hay capacidad disponible para transferir el gas asociado en el campo Sacha hacia la refinería de Shushufindi para su procesamiento y obtención de productos como GLP, Gasolinas, Naftas para una tasa de 5 MMSCFD

Tabla 16 – Capacidad de Instalaciones de Captación y Refinería de Gas

Bloque	Campo	Estación	Capacidad Nominal MMSCFD	Captación Actual MMSCFD	Disponibilidad MMSCFD
60	Sacha	Norte 2	1,2	0,68	0,52
60	Sacha	Norte 1	1,2	0,72	0,48
60	Sacha	Central	2,4	0,00	2,40
60	Sacha	Sur	2,4	1,10	1,30
57S	Shushufindi	Refinería	25,0	20,00	5,00

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

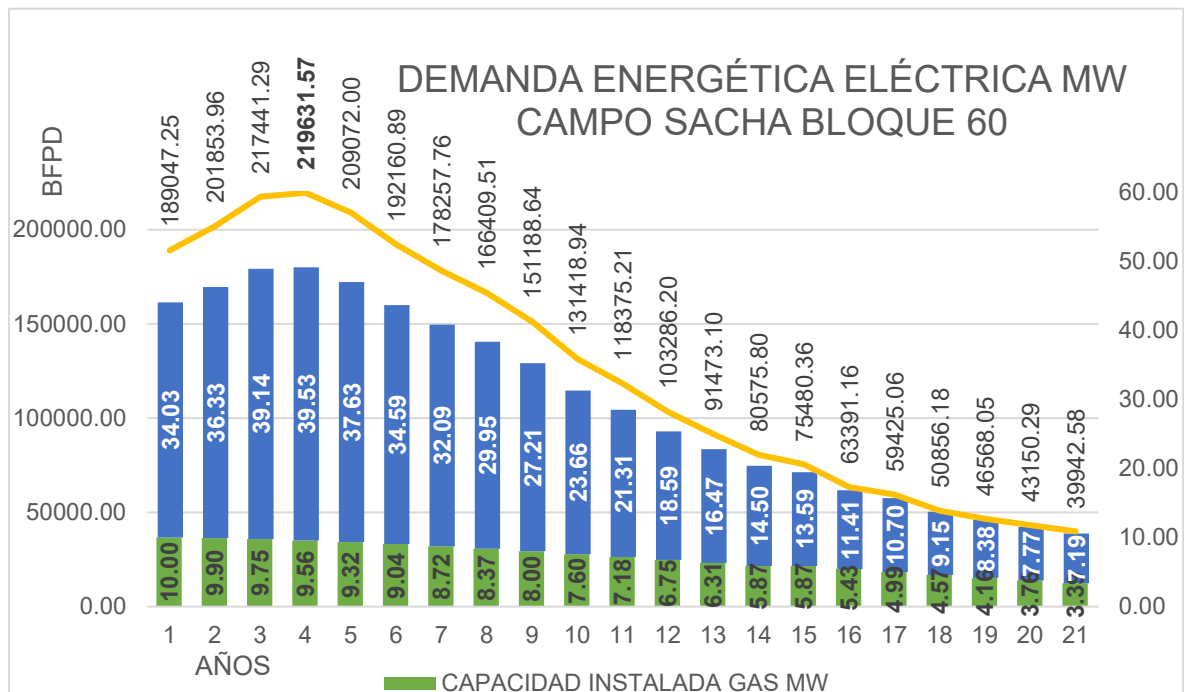
2.3 Análisis Económico

2.3.1 Oferta y demanda del proyecto

2.3.1.1 Sistema de producción

El campo Sacha se proyecta un crecimiento productivo como se indica en la Ilustración 10, se indica el crecimiento de producción de petróleo en el campo Sacha – Bloque 60 y sus fluidos asociados a una tasa diaria de 219.631,57 BFPD y con una producción diaria de petróleo 144.003 BOPD:

Ilustración 10 – Capacidad y Demanda Energética Sacha Bloque 60 MW



Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

A febrero del 2024 la mayor fuente de combustible es diésel en el campo Sacha con una tasa de generación energía eléctrica de 24 MW y 10 MW son generados con aprovechamiento de gas con una tasa de 3.1 MMSCFD; y que de acuerdo a al análisis de proyección de requerimiento de energía eléctrica que se requiere para garantizar la extracción de los hidrocarburos en el período 2024-2044 con un crecimiento en generación eléctrica para dotar de energía a una tasa de 39,5

MW y mejorar la eficiencia energética y disminución de gastos y costos operativos.

De acuerdo a los datos de proyección del 2024 al 2044 la demanda energética eléctrica del campo Sacha esta insatisfecha de gas es la siguiente:

Tabla 17 – Demanda vs Capacidad Instalada

	DEMANDA ENERGÉTICA	CAPACIDAD INSTALADA GAS	CAPACIDAD INSTALADA DIÉSEL	DÉFICIT
	MW	MW	MW	MW
2024	34,03	10,00	24,03	0,00
2025	36,33	9,90	24,03	2,41
2026	39,14	9,75	24,03	5,36
2027	39,53	9,56	24,03	5,95
2028	37,63	9,32	24,03	4,29
2029	34,59	9,04	24,03	1,52
2030	32,09	8,72	24,03	-0,66
2031	29,95	8,37	24,03	-2,45
2032	27,21	8,00	24,03	-4,81
2033	23,66	7,60	24,03	-7,97
2034	21,31	7,18	24,03	-9,90
2035	18,59	6,75	24,03	-12,18
2036	16,47	6,31	24,03	-13,87
2037	14,50	5,87	24,03	-15,39
2038	13,59	5,87	24,03	-16,31
2039	11,41	5,43	24,03	-18,05
2040	10,70	4,99	24,03	-18,33
2041	9,15	4,57	24,03	-19,44
2042	8,38	4,16	24,03	-19,80
2043	7,77	3,76	24,03	-20,02
2044	7,19	3,39	24,03	-20,23
MAXIMO:	39,53	10,00	24,03	5,95
PROMEDIO:	22,53	7,07	24,03	-8,57
MÍNIMO:	7,19	3,39	24,03	-20,23

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

Cabe indicar que la energía de reserva del SEIP: Sistema Eléctrico Interconectado Petrolero de las centrales de generación de CELEC y del SIN

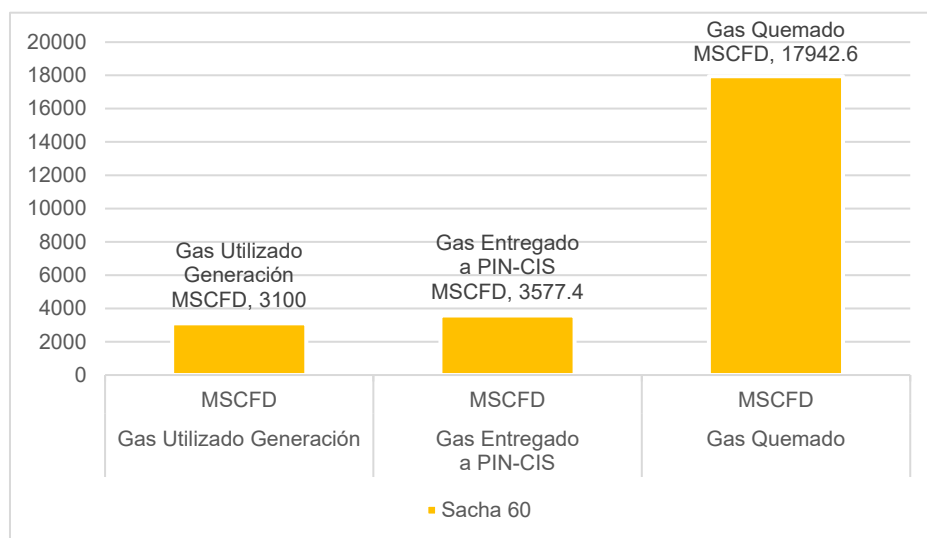
Sistema Interconectado Nacional. Esto permitirá realizar los mantenimientos respectivos de las unidades de generación eléctrica de EP PETROECUADOR para garantizar la extracción de petróleo.

A partir del año 2025, se debe incorporar nueva generación, para suplir el requerimiento energético del Sistema Eléctrico Interconectado del Campo Sacha en aproximadamente 10MW, considerando que para este período se tiene una brecha máxima entre generación y demanda de 29 MW, con generación a diésel.

2.3.1.2 Gas asociado

De la necesidad energética por crecimiento en la producción del campo sachá y uso de combustibles de importación, y conforme el reporte de producción de, a febrero del 2024, se tuvo una producción de gas de formación de 24,62 MMSCFD, de los cuales se utilizó un promedio de 3,1 MMSCFD como combustible para generación eléctrica, un volumen de 3.5 MMSCFD y la diferencia se está quemando a través de las teas alrededor de 17,94 MMSCFD, que equivale a dejar de producir cerca de 50 MW, que se indica en la Ilustración 11:

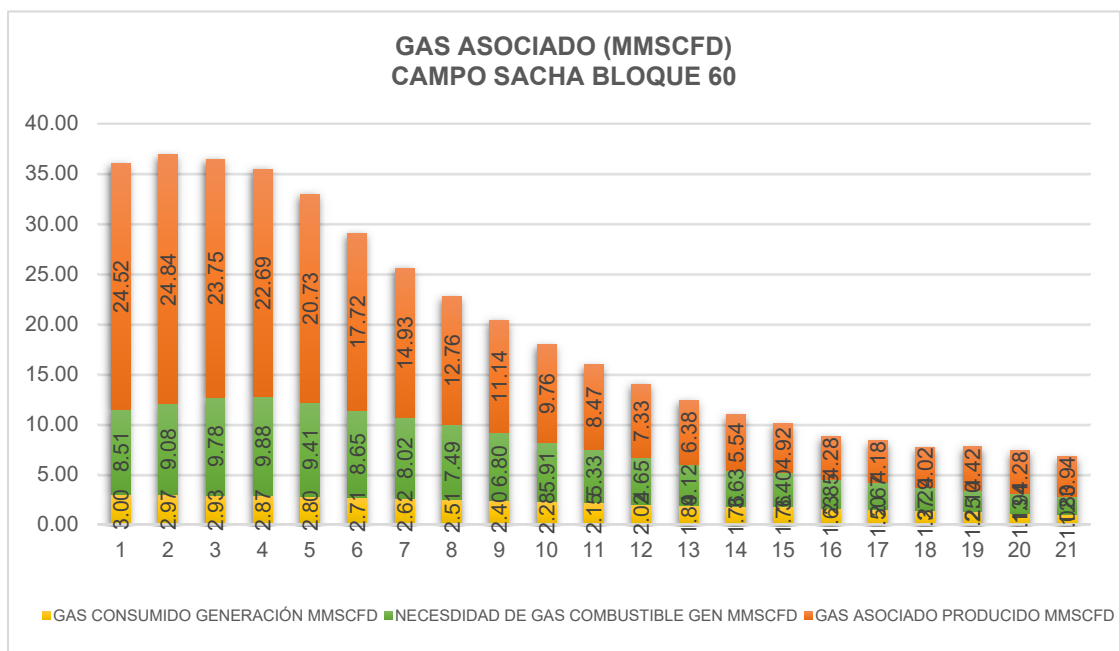
Ilustración 11 – Balance de Producción de Gas Asociado y Consumos Sacha



Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

En referencia a este análisis y considerando recuperar un 90% del total de gas producido y proyectado en la Ilustración 12 se tendría disponibilidad y sostenibilidad del proyecto conforme la demanda energética actual y proyectada, en conformidad que actualmente, el gas que se capta en el campo Sacha Bloque 60 no abastece todos los requerimientos del sistema debido a las condiciones de infraestructura de captación existentes.

Ilustración 12 – Gas Asociado de Producción y Uso en Sacha Bloque 60



Fuente: EP PETROECUADOR

El 90% de la captación de gas sería aprovechado por los diferentes consumidores internos como combustible en:

1. Generación eléctrica
2. Transferencia al Complejo Industrial Shushufindi
3. Instalaciones de Calentamiento

El 10% restante por temas de seguridad de las Estaciones e Instalaciones de Procesamiento se tratarían en los Instalaciones de Alivios y Venteos de cada planta.

Tabla 16 – Distribución de la demanda

Consumidor	Recuperación
------------	--------------

Gas a sistema de alivios y venteos	10%		
Gas aprovechado en	90%		
Generación Eléctrica	60%		
Instalaciones de Calentamiento	10%		
Complejo Industrial Shushufindi	20%		

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

2.3.1.3 Identificación y Caracterización de la población

Gas crudo asociado de la producción en el campo Sacha será usado para la producción de energía eléctrica tiene el efecto de reducir la quema de gas en las antorchas de las estaciones de producción, lo que beneficia directamente a los habitantes que residen en la Amazonía al evitar la emisión de CO₂. La implementación de este proyecto implicaría dejar de utilizar alrededor de **18.000 galones de combustible diésel al día**, lo que también conllevaría a la disminución de gases contaminantes. El principal beneficiario de este proyecto es el Estado Ecuatoriano, dado que, al asegurar la producción de energía eléctrica para las instalaciones de producción, se contribuye al aumento de la producción de petróleo y, como resultado, se generan mayores ingresos para el país.

2.3.1.4 Impacto del proyecto en la empresa y beneficios

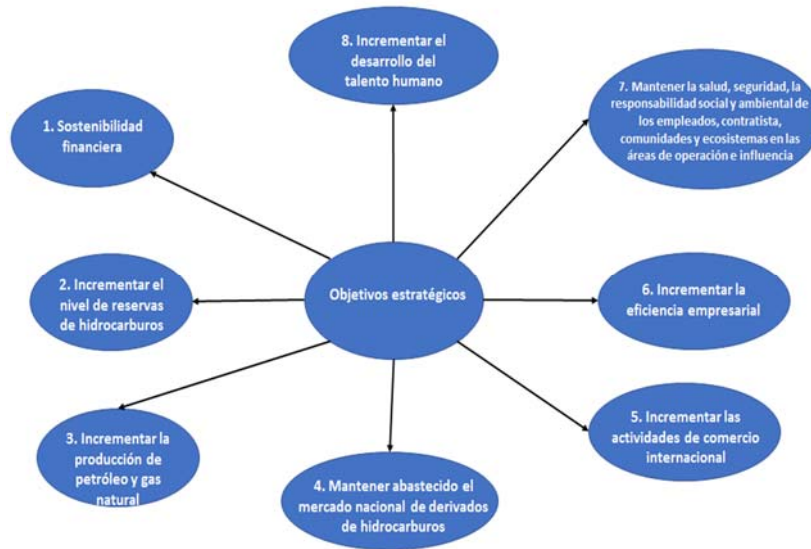
Al desarrollar el proyecto de captación de gas asociado de petróleo en el Bloque, y con soporte a las proyecciones de uso de gas presentadas, se puede determinar que uno de los principales beneficios será la recuperación y aprovechamiento de alrededor de un 90% del gas actualmente quemado en teas convencionales, esto adicionalmente entregará los siguientes beneficios:

- Utilización de gas en sitio en centrales de energía eléctrica, calefactores de crudo y agua.
- Recuperación del gas y transporte a mercados: Gasoducto, Naftas, GLP, generación eléctrica.
- Reinyección de gas asociado.

- El uso del gas como materia prima (feedstock) para producir metanol, etileno, amoníaco, entre otros derivados.
- Disminución de las emisiones de gases de efecto climático

La estatal en su Plan Estratégico Empresarial 8 objetivos estratégicos, que se presentan en la siguiente ilustración:

Ilustración 13 - Objetivos estratégicos de EP Petroecuador



Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

El proyecto por desarrollar se alinearé con el Objetivo Estratégico No. 6 Incrementar la eficiencia empresarial. A continuación, se presenta una ilustración con el Objetivo Estratégico y las cinco estrategias definidas por la organización:

Ilustración 14 - Objetivo estratégico No. 6



Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

La implementación del proyecto involucra la realización de diferentes actividades alineadas con las estrategias:

- Mejorar y supervisar las instalaciones de producción en la cadena de valor
- Mejora y optimizar la generación de energía.
- Lograr ahorros en los costos de producción mediante la utilización del gas asociado, y disminución emisiones de gases de efecto climático.

Ilustración 9. Actividades estratégicas



Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

En el mercado del carbono, los proponentes promueven proyectos dentro del ámbito de su actividad, que contempla el beneficio ambiental en la captura de CO₂ a través de la disminución de emisiones de gases de efecto climático que se producen por ejemplo con el uso de combustibles como diésel y/o crudo.

“Tomando en consideración la relación de emisión de CO₂ por toneladas métricas de CO₂ por cada SCF pies cúbicos de gas natural” (EPA United States Environmental Protection Agency, 2024), podemos determinar la cantidad de emisiones de carbono que se reducen por la industrialización de 6.25 MMSCFD de gas asociado de petróleo.

- “Gas Combustible Ton CO₂ = 0,08189 Kg CO₂/SCF” Emission Factors for Greenhouse Gas Inventories, Tabla 2.
- “Diesel Combustible Ton CO₂ = 10,21 Kg CO₂/Galón”. Emission Factors for Greenhouse Gas Inventories, Tabla 2

Se tendría como resultado en función de la tasa de uso de combustible diésel y gas se dejan de emitir varias toneladas de CO₂ por día, lo que contribuye de forma significativa a la disminución de las emisiones de gases de efecto climático de la empresa, en alineación con el plan estratégico de la empresa.

2.4 Análisis Financiero

La viabilidad financiera de este proyecto se fundamenta en diversos aspectos, generando ingresos a través del ahorro por consumo de diésel, disminución de la importación de GLP, la emisión de bonos de carbono debido a la disminución de las emisiones de gases de efecto climático, la optimización de recursos mediante la modernización de instalaciones y equipos, y el aprovechamiento de los recursos energéticos.

En el estudio se evalúan los beneficios y costos del proyecto, se utilizaron fuentes de información de EP PETROECUADOR, los datos publicados por el SRI, el Instituto Ecuatoriano de Normalización (INEN), Banco Central. Estos datos se emplearon para llevar el estudio considerando los siguientes supuestos:

Tabla 18 – Supuesto para Beneficios y Costos del Proyecto

SUPUESTOS DE LOS BENEFICIOS Y COSTOS DEL PROYECTO	VALORES	UNIDADES
TIEMPO INVERSIÓN AÑOS:	5	AÑOS
TASA DE DESCUENTO	12.0	%
AÑOS DE DEPRECIACIÓN:	15	AÑOS
AÑO DE FINALIZACIÓN DEL PROYECTO:	20	AÑOS
AÑO DE INICIO DEL PROYECTO:	0	AÑOS
AUMENTO DE COSTOS (%):	9%	%
PRECIO DE GAS CRUDO MMBTU	3,50	USD/MMBTU
PODER CALORÍFICO GAS CRUDO	1100,00	BTU/SCF
PRECIO DE GAS CRUDO MMSCF	0,0039	USD/MMSCF
COSTO OPERATIVO Y MANTENIMIENTO	0,0010	USD/MMSCF
TOTAL, DE ACTIVOS	143,95	USD
DEPRECIACIÓN 15 AÑOS	8,64	MMUSD
% DE RESCATE	0,10	%
TASA DE RESCATE	14,39	MMUSD
PRECIO DIÉSEL INTERNACIONAL	2,93	USD/Galón
PRECIO DE IMPORTACIÓN GLP	41,50	USD/Barril
BONO CARBONO TON CO2	10,00	USD/TONCO2
DÍAS CONTABLES:	365	
DÍAS DE MTO. PLANTA DE GAS SSFD:	12	
DISMINUCIÓN DE INGRESOS (%):	9%	
PROYECCIÓN DE LA DEMANDA DE ENERGÍA ELÉCTRICO:	2024-2044	

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

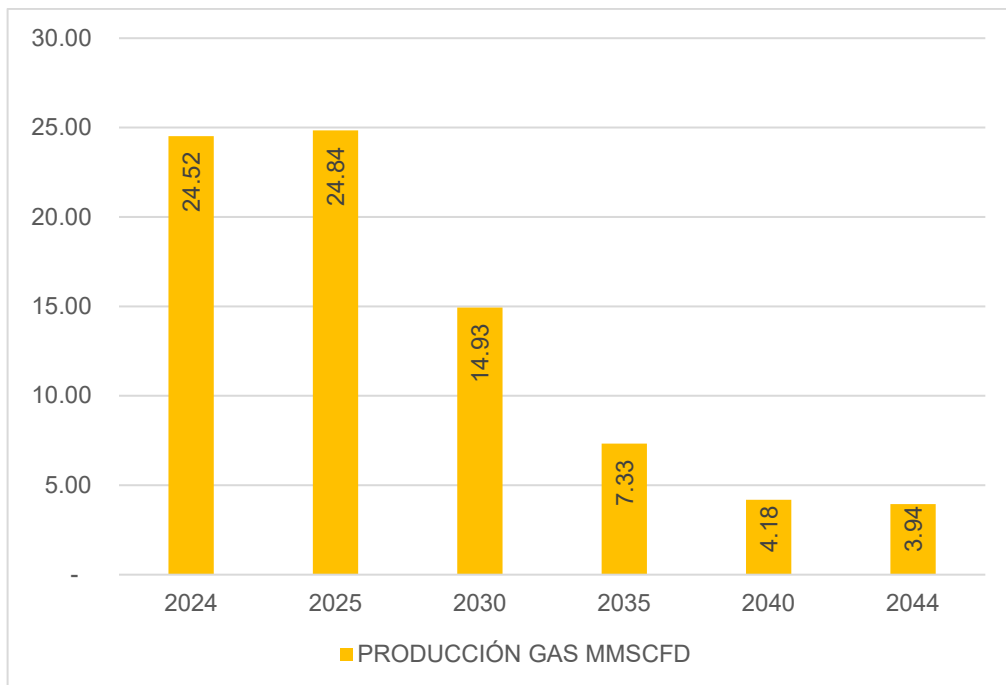
Se han calculado de acuerdo a factores teóricos conservadores. Éstos permiten manejar un rango razonable de análisis técnico-económico para garantizar la rentabilidad del proyecto.

2.4.1 Viabilidad

2.4.1.1 Identificación, cuantificación y valoración de ingresos, beneficios y costos

Se considera la proyección de producción de gas asociado en función a la producción del petróleo a través de la relación gas/petróleo GOR: 300, con un rendimiento de recuperación del 90%, en la siguiente ilustración se indicará el perfil de producción de gas asociado a 20 años

Para el cálculo se considerará que por cada Barril Petróleo corresponden 300 Pies Cúbicos de Gas, es decir para 1 BOPD=300SCFD



Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

Los beneficios (ingresos en el flujo de caja) esperados por

1. Venta de gas asociado de producción,
2. Disminución de importación de diésel,
3. Disminución de importación de GLP,
4. Bonos de Carbono por Ton CO₂
5. Valor de rescate al terminar el proyecto

Tabla 19 – Precios Referenciales de Combustibles

PRECIOS REFERENCIALES PARA CÁLCULO	
PRECIO DIÉSEL INTERNACIONAL (DÓLARES POR GAL)	\$ 2,93
PRECIO IMPORTACIÓN GLP (DÓLARES POR BARRIL)	\$ 41,50
US\$ POR TON CO2	\$ 10,29

Fuente: EP PETROECUADOR

Los ingresos considerados para este proyecto a 20 años son los proyectos anexos (1):

Tabla 20 – Ingresos por Ventas y Disminución de Importación Combustibles

	2025	2030	2035	2040	2044
FLUJO DE CAJA	1	6	11	16	20
TOTAL, VENTAS GAS	\$ 17,45	\$ 20,99	\$ 10,30	\$ 5,88	\$ 11,08
DEPRECIACIÓN	\$ -	\$ 8,64	\$ 8,64	\$ 8,64	\$ 8,64
DISMINUCIÓN IMPORTACIÓN DIÉSEL	\$ 7,78	\$ 13,76	\$ 6,97	\$ 3,36	\$ 4,72
DISMINUCIÓN IMPORTACIÓN GLP	\$ 5,17	\$ 3,48	\$ 0,53	\$ 0,01	\$ 3,57
CERTIFICADOS DE BONOS CARBONO GAS (MDL)	\$ 3,82	\$ 4,59	\$ 2,25	\$ 1,29	\$ 2,43
CERTIFICADOS DE BONOS CARBONO DIÉSEL (MDL)	\$ 0,28	\$ 0,49	\$ 0,25	\$ 0,12	\$ 0,17
TOTAL, INGRESOS	\$-	\$34,50	\$51,94	\$28,94	\$19,29

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

Para la identificación de costos y gastos se ha previsto el personal, insumos materiales y equipos para antes y durante la ejecución del proyecto, así como para la operación del mismo, se establecido un costo por cada 0,0010 USD/MMSCF

Tabla 21 – Gastos de Operación, Mantenimiento

	2024	2025	2030	2035	2040	2044
FLUJO DE CAJA	0	1	6	11	16	20
COSTO OPERATIVO Y MANTENIMIENTO		\$ (4,53)	\$ (5,45)	\$(2,68)	\$(1,53)	\$ (2,88)
TOTAL, GASTOS		\$ (4,53)	\$ (5,45)	\$(2,68)	\$(1,53)	\$ (2,88)

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

Los beneficios esperados de este proyecto se sustentan en:

- Disminución de consumo de Diésel para generación eléctrica,
- Disminución de importación de GLP
- La negociación de Certificados de Bonos Carbono por la disminución de emisiones de gases al ambiente.

2.4.1.2 *Estados Financieros Proyectados*

El monto estimado del proyecto asciende a \$196.689.000,00 USD, que será financiado financiamiento interno (100%), se ha estructurado en los siguientes rubros, el detalle se encuentra en el Anexo

- Estudios, licencias, regulaciones
 - Licencias ambientales
 - Aprobaciones Gubernamentales
 - Indemnizaciones de terrenos
- Ingenierías conceptuales, básica y detalle
 - Procesos
 - Civil
 - Mecánica,
 - Tuberías
 - Eléctrica
 - Instrumentación,
 - Control y
 - Comunicaciones
- Adquisiciones de terrenos, bienes que son equipos y materiales
 - Compresores
 - Tubería
 - Bombas Multifásicas
 - Equipos Auxiliares
 - Equipos Eléctricos

- Construcción de instalaciones, montaje y puesta en servicio
 - Civil
 - Mecánica, Tuberías
 - Eléctrica
 - Instrumentación, Control y Comunicaciones

Tabla 22 – Inversiones del Proyecto

INVERSIÓN MMUSD	VALORES	UNIDADES	PESO
ESTUDIOS, LICENCIAS, REGULACIONES	\$ 950.000,00	MMUSD	0%
INGENIERÍAS CONCEPTUAL, BÁSICA Y DETALLE	\$ 12.799.000,00	MMUSD	7%
ADQUISICIONES DE TERRENOS, EQUIPOS Y MATERIALES	\$104.950.000,00	MMUSD	53%
CONSTRUCCIÓN DE INSTALACIONES, MONTAJE Y PUESTA EN SERVICIO	\$ 77.990.000,00	MMUSD	40%
TOTAL	\$196.689.000,00	MMUSD	100%

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

2.4.1.3 Indicadores económicos

Tabla 23 – Resultados de Evaluación Económica Proyecto

INDICADORES	VALORES	UNIDADES	EVALUACIÓN
TASA INTERNA DE RETORNO (TIR%):	21%	%	O.K.
VALOR ACTUAL NETO (VAN):	105,64	MMUSD	O.K.
RELACIÓN BENEFICIO COSTO (R B/C):	1,46		O.K.
COEFICIENTE BENEFICIO/COSTO (CBC):	9,67		O.K.
PERÍODO DE RECUPERACIÓN (PR) AÑOS:	5,82	AÑOS	O.K.

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

2.4.2 Análisis de sostenibilidad

En el estudio de sostenibilidad, se han tenido en cuenta los límites de los recursos no renovables, los cuales proponen tres principios fundamentales:

- Los recursos petroleros son no renovables
- Los contaminantes no deben superar la capacidad del entorno
- Se debe evitar utilizar recursos no renovables a una velocidad mayor que la necesaria para reemplazarlos con recursos renovables gestionados de manera sostenible.

La justificación del desarrollo sostenible en este proyecto se basa en el uso del gas asociado en la explotación petrolera como un recurso natural limitado y susceptible de agotamiento, con la política de no causar daños medioambientales irreversibles.

2.4.2.1 Viabilidad económica – financiera

La viabilidad económica y financiera se encuentra respaldada, ya que los beneficios se derivarán de la producción de recursos mediante la disminución de la importación y el consumo de diésel, así como la comercialización de disminución de emisiones (CER). Además, se logra una disminución de gastos para el Estado Ecuatoriano debido al aumento en la producción de GLP y Naftas.

Esto en conformidad que se ha definido mediante el estudio de los beneficios, costos estimados del proyecto, a **través de los indicadores económicos de acuerdo a los supuestos establecidos en el numeral que como resultados se obtuvo que el proyecto es factible y rentable porque se obtuvieron resultados positivos de un valor actual neto: VAN positivo de 105,64 MMUSD, un TIR de 21%, mayor a la tasa de descuento y un tiempo de recuperación de 5,82 años** como se indica en el numeral 2.4.1.3 luego de lo cual se ha determinado que es recomendable su implementación y posterior operación, ya que como se muestra a lo largo del análisis, los índices de comportamiento del proyecto son favorables; más aún si se tiene en cuenta que se han evaluado de una manera conservadora.

También como parte de la sostenibilidad del proyecto se considera los aspectos técnicos, sociales, ambientales y legales se ha determinado que el proyecto es viable porque va acorde a los establecido en la regulaciones legales, ambientales, sociales y de acuerdo a los objetivos estratégicos de EP PETROECUADOR, que se describen a continuación:

2.4.2.2 Análisis de impacto ambiental

Este proyecto fomenta el uso eficiente del gas crudo generado durante la extracción de fluidos (petróleo, gas, agua), evitando su combustión en las estaciones de producción y reduciendo las emisiones de CO2. Para cumplir con las leyes y regulaciones ambientales vigentes, después de la autorización del proyecto, se contratará una empresa experta para llevar a cabo un estudio de impacto ambiental en las áreas afectadas por el proyecto.

2.4.2.3 Sostenibilidad social

En lo que respecta a la sostenibilidad social, se puede afirmar que el proyecto contribuye a la seguridad y al progreso del país al generar empleo para personas de todos los géneros. Además, la intervención activa de los habitantes en la protección del entorno, el hábitat y el ambiente se refleja en la concepción de este proyecto, que busca aprovechar el gas y, como resultado, reducir las emisiones de gases de cambio climático.

3 PROCESOS DEL PROYECTO ALINEADO AL ESTÁNDAR DEL PMI®-PMBOK® V6.

3.1 Acta de constitución del proyecto

ACTA DE CONSTITUCIÓN DEL PROYECTO			
Nombre Del Proyecto:	PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) CAPTACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE GAS CRUDO ASOCIADO DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE 60 DE EP PETROECUADOR		
Project Manager	Luis David Claudio Daniel Patricio Borja	Fecha De Preparación:	20/03/2024
1. DESCRIPCIÓN DEL PROYECTO			
El proyecto se trata en realizar la planificación para la captación, transporte de gas asociado desde las plataformas de producción hasta las estaciones centrales de procesamiento para			

su aprovechamiento en la industrialización para la obtención de derivados como GLP y gasolinas y comercialización en los mercados nacionales, así como, el uso del gas excedente para generación eléctrica e instalaciones de calentamiento en el Bloque 60, ubicado Ecuador, en la Provincia de Orellana,

2. DESCRIPCIÓN DEL PRODUCTO DEL PROYECTO:

El producto del proyecto incluirá una amplia gama de derivados de gas asociado como GLP, gasolinas y otros productos refinados. Además, el gas excedente será utilizado para generación eléctrica e instalaciones de calentamiento, contribuyendo así a la diversificación energética y en el aprovechamiento eficiente de los recursos en la región de Orellana y sus alrededores.

3. IDENTIFICACIÓN DE LA OPORTUNIDAD

El Campo Sacha ubicado en Ecuador en la Provincia de Orellana ofrece una oportunidad única por la disponibilidad de 87,800 MMSCF de reservas para 20 años para aprovechar los recursos de gas asociado a la producción petrolera disponible y convertirlo en productos comercializables de valor agregado. Esto en base a la creciente demanda de energía y productos derivados del gas a nivel nacional e internacional respalda la factibilidad económica y estratégica de este proyecto.

4. OBJETIVOS DEL PROYECTO

4.1 Objetivo General:

- Establecer una operación integral para la captación, industrialización y aprovechamiento de gas natural en el Campo Sacha Bloque 60, Provincia de Orellana, Ecuador.

4.2 Objetivo Especifico:

- Garantizar que todas las tareas concernientes con la captación, industrialización y aprovechamiento de gas se completen según lo planificado y satisfagan las necesidades identificadas.
- Asegurar que todas las tareas del proyecto se completen dentro de los plazos definidos y que se logren los hitos establecidos en el cronograma.
- Optimizar el aprovechamiento de los recursos económicos disponibles para minimizar el coste y maximizar el retorno de la inversión.

Concepto	Objetivo	Criterio De Éxito
-----------------	-----------------	--------------------------

Alcance	Garantizar que todas las tareas concernientes con la captación, industrialización y aprovechamiento de gas se completen según lo planificado y satisfagan las necesidades identificadas.	Todos los componentes del proyecto, desde la captación inicial del gas hasta la entrega de productos derivados y la operación de instalaciones de generación eléctrica y calentamiento, se implementan según lo programado y dentro de los estándares de seguridad y calidad.
Tiempo	Asegurar que todas las tareas del proyecto se completen dentro de los tiempos definidos y que se logren los hitos establecidos en el cronograma.	Todas las tareas se realizan dentro de los tiempos del cronograma y se alcanzan los hitos principales según lo previsto.
Costo	Optimizar el aprovechamiento de los recursos económicos disponibles para minimizar el coste y maximizar el retorno de la inversión.	Todos los costos reales del proyecto no superan el presupuesto asignado y se alcanza la rentabilidad esperada dentro del marco temporal establecido.

5. JUSTIFICACIÓN DEL PROYECTO

5.1 Legal

- Cumplimiento de Sentencia Judicial: El proyecto surge como respuesta a la “Caso Legal No 21201-2020-00170”, que establece la eliminación de mecheros para el año 2030. Esta sentencia dicta la obligatoriedad de retirar los mecheros como medida para reducir la emisión de gases de cambio climático y cumplir con los estándares ambientales.

5.2 Cualitativo:

- Desarrollo Económico y Social: El proyecto se espera que contribuya al desarrollo económico de los habitantes de Orellana y de Ecuador en su conjunto. Esto se

lograría mediante el desarrollo de empleo, la transformación de la matriz energética, impulso de la sostenibilidad ambiental y la gestión eficiencia energética en la región.

5.3 Cuantitativo:

- **Generación de Ingresos:** Se estima que el proyecto generará ingresos significativos a través de la venta de derivados de gas asociado, tales como GLP, gasolinas y con el uso como combustible para generación eléctrica. Se prevé que estas ventas contribuyan al crecimiento económico y a la rentabilidad de las partes interesadas locales y nacionales.
- **Uso Eficiente del Gas Asociado:** Actualmente, se quema una gran cantidad de gas asociado en las teas (mecheros) en los campos petroleros, lo que representa un desperdicio de energía y contribuye al calentamiento global. El proyecto permitirá capturar este gas para su industrialización y uso en generación eléctrica y otras instalaciones de calefacción, reduciendo así la quema y aprovechando de manera eficiente esta fuente de energía limpia.

6. ENTREGABLES DEL PROYECTO

6.1 Documentos de gestión del proyecto:

- Acta de constitución.
- Registro, análisis y estrategias de los interesados.
- Plan para la Gestión de Integración.
- Plan para la Gestión Alcance.
- Plan para la Gestión Cronograma.
- Plan para la Gestión Costos.
- Plan para la Gestión Calidad.
- Plan para la Gestión Recursos.
- Plan para la Gestión Comunicaciones.
- Plan para la Gestión Riesgos.
- Plan para la Gestión Adquisiciones

6.2 Documentos técnicos:

- Diseño Conceptual,
- Diseño Básico,
- Diseño de Detalle
- Contratos con proveedores de gas y de tecnologías.
- Licencia Ambiental
- Licencia Social
- Licencia de Operación y Funcionamiento

- Plan de la producción
- Pruebas de Funcionamiento
- Actas de Entrega Recepción

7. GRUPO DE INTERÉS (STAKEHOLDERS)

7.1 Involucrados directo(s):

- Autoridades gubernamentales locales y nacionales,
 - Ministerio de Energía
 - Ministerio de Ambiente
 - Ministerio de Finanzas
- Empresas petroleras público y privadas
- Proveedores de bienes y servicios
- Comunidad local,
- Clientes finales de productos derivados del gas y gasolinas

7.2 Involucrados indirectos(s):

- Entidades reguladoras,
- Organizaciones ambientales,
- Organizaciones Sociales
- Poblaciones cercanas al campo petrolero.
- Inversores y financiadores,

8. RIESGOS GENERALES DEL PROYECTO

- Inestabilidad de autoridades ministeriales y directores.
- Riesgos sociales por organizaciones políticas, sociales y ambientales.
- Variaciones en los precios del gas asociado y sus productos en el mercado
- Retrasos en la recepción de licencias ambientales, sociales, y permisos para inicios de construcción e inicios de operación de la infraestructura.
- Disponibilidad del Presupuesto y Financiamiento del proyecto

9. OPORTUNIDADES DEL PROYECTO

- Generación de empleo y desarrollo económico en la Provincia de Orellana y sus alrededores.
- Diversificación de la matriz energética y disminución del consumo de combustibles importados como el Diésel y GLP en Ecuador.
- Potencial para establecer alianzas estratégicas con actores clave en la industria petrolera y gas a nivel nacional e internacional.

10. AUTORIDAD DEL PROJECT MANAGER	
El Project Manager, Luis David Claudio, tiene la autoridad para tomar decisiones ejecutivas en relación con el proyecto, su alcance, cronograma y recursos asignados.	
Área de Autoridad	Nivel de Autoridad
Selección del personal	Alto
Gestión y Administración del presupuesto	Medio
Toma de Decisiones técnicas	Medio
Resolución y análisis de conflictos	Alto
Reservas de contingencia	Medio
Decisiones de recursos humanos, materiales y equipos	Alto
11. SUPUESTOS	
<ul style="list-style-type: none"> • Estabilidad política y regulatoria en Ecuador y las Provincia de Orellana, Sucumbíos. • Disponibilidad total e inmediata de recursos económicos y personal especializado para la ejecución. • El personal asignado tiene el conocimiento funcional y técnico requerido para desarrollar todas las actividades desde el inicio del proyecto. • Los proveedores cumplirán con el tiempo de entrega • Costos de materiales, equipos y personal sin variación. 	
12. RESTRICCIONES	
<ul style="list-style-type: none"> • Restricciones ambientales y sociales en áreas de captación y construcción de infraestructura en la región de Sucumbíos y Orellana. • Limitaciones técnicas en la capacidad de procesamiento y distribución de gas y sus derivados en el área de operación. • Debido a problemas externos como: guerras, pandemias, paros nacionales pueden existir retrasos en los tiempos del desarrollo del proyecto. 	
13. HITOS	
<ul style="list-style-type: none"> • Hito 0: Estudio de Pre factibilidad y Factibilidad • Hito 1 Firma del acta de inicio del proyecto 	

<ul style="list-style-type: none"> • Hito 2: Obtención de permisos y licencias para el inicio de construcción e inicio operación de la infraestructura. • Hito 3: Ingeniería Conceptual y Básica Aprobada • Hito 4: Adquisición de equipos con las especificaciones técnicas de acuerdo a los requerimientos • Hito 5: Etapa de adecuación e implementación de las instalaciones • Hito 6: Precomisionada, comisionado y puesta en servicio de las nuevas instalaciones con sus equipos estáticos y rotativos. • Hito 7: Inicio de operaciones de captación, industrialización y aprovechamiento de gas en el Campo Sacha Bloque 60. • Hito 8: Entrega de productos derivados del gas y servicios de generación eléctrica e instalaciones de calentamiento en el Campo Sacha Bloque 60. • Hito 9: Entrega y Actas de Cierre 	
14. FIRMAS DE RESPONSABILIDAD	
Patrocinador:	Gerente de proyectos:
Función	Función
Fecha:	Fecha:

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

3.2 Registro y análisis del involucramiento de los interesados.

En la siguiente matriz se registra los interesados:

Tabla 24 - Registro de Interesados Proyecto de Captación de Gas

Registro De Interesados	
	Nombre Del Proyecto
	Captación e Industrialización de Gas Crudo Asociado de Petróleo en el Bloque 60 de EP PETROECUADOR
ID-STK	STAKEHOLDER
STK01	Patrocinador
	STK01-1 Ministerio de Energía

	STK01-2 Ministerio de Finanzas
	STK01-3 Gerente General
STK02	Corte Suprema Justicia
STK03	Defensoría del Pueblo
STK04	Ministerio del Ambiente
STK05	STK05-1 Gobernaciones
	STK05-2 Prefecturas
	STK05-3 Alcaldías
STK06	Ministerio de Energía
	ARCENNR
STK07	Sociedad y Comunidades
STK08	Gerente de proyectos
STK09	Proveedores de bienes y servicios
STK10	Personal – Equipo de Trabajo
STK11	Usuarios
	STK11-1-Director de Exploración y Producción
	STK11-2 -Director de Refinación
	STK11-3 -Director de Energía

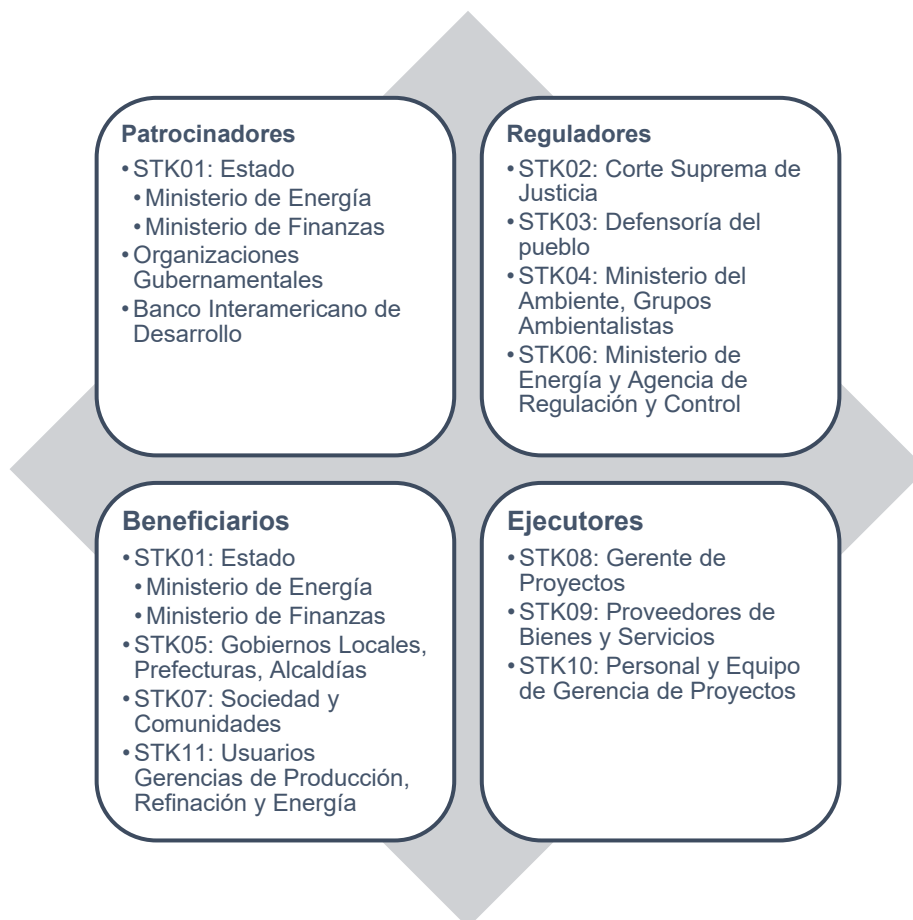
Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

3.2.1 Identificación de Stakeholders

En referencia a la Gestión de Stakeholders del presente proyecto se consideró a las organizaciones que están relacionados en el proyecto PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) CAPTACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE GAS CRUDO ASOCIADO DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE 60 DE EP PETROECUADOR, esta caracterización se realiza con el objetivo de gestionar un plan eficaz para interactuar con los stakeholders con estrategias de acuerdo a su impacto e influencia en el proyecto.

Se ha identificado a los patrocinadores, reguladores, ejecutores y beneficiarios como se muestra en la siguiente

Ilustración 15 – Identificación de interesado en el proyecto de captación de gas



Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

Tabla 25 – Registro de Interesados, Expectativas, Poder-Interés-Influencia

Registro De Interesados Y Expectativas						
Siglas	Nombre Del Proyecto			Directores Del Proyecto		
	PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) CAPTACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE GAS CRUDO ASOCIADO DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE 60 DE EP PETROECUADOR			Claudio, Luis; Borja, Daniel		
STK	Stakeholder	ID	Expectativa	Poder	Interés	Influencia
STK01	Patrocinador <ul style="list-style-type: none"> • Ministerio de Energía • Ministerio de Finanzas • Gerente General 	E001	Que los indicadores económicos del proyecto TIR, VAN sean positivos.	A	A	B
		E002	Que con el inicio de operación del proyecto se reduzca parte de la importación de combustibles subsidiarios como diésel y GLP	A	A	N
		E003	Que se cumpla con el alcance definido del proyecto	A	A	B
		E004	Que el presupuesto determinado no incremente	A	A	B
		E005	Que el proyecto termine en operación	A	A	B

			en el tiempo establecido			
		E006	Que el proyecto tenga una comunicación oportuna	A	A	B
		E007	Dar cumplimiento a la sentencia de eliminación de mecheros y quema de gas aislada	A	A	B
		E008	Que se aplique las políticas energéticas, leyes, normativas y reglamentos, especificaciones y buenas prácticas en el proyecto	A	A	B
STK02	Corte Suprema Justicia	E001	Que se cumpla la sentencia de eliminación de mecheros a los Ministerios de Energía, Ambiente, Salud	A	A	B
STK03	Defensoría del Pueblo	E001	Que se cumpla la sentencia de eliminación de mecheros a los Ministerios de Energía, Ambiente, Salud	A	A	B
STK04	Ministerio del Ambiente	E001	Seguimiento del cumplimiento a la sentencia de	A	A	D

			eliminación de mecheros a las Operadoras Petroleras			
			Cumplimiento de la normativa y licencias ambientales	A	B	D
STK05	Gobernaciones Prefecturas Alcaldías	E001	Cumplimiento de la normativa industrial para las construcciones y licencias sociales, escrituras, trámites de terrenos	A	B	D
STK06	Ministerio de Energía y Agencia de Regulación y Control Hidrocarburífero	E001	Cumplimiento de la normativa y reglamento hidrocarburífero y uso de gas asociado en las licencias y permisos de construcción y operación	A	B	D
STK07	Sociedad y Comunidades	E001	Seguimiento que se dé cumplimiento a la sentencia de eliminación de mecheros al Estado	B	A	N
		E002	Solicitar Compensaciones e Indemnizaciones Sociales por la implementación del proyecto.	B	A	N

		E003	Seguimiento al cumplimiento de la Ley de Circunscripción Territorial Amazónica con la provisión de servicios locales de mano de obra y servicios en el proyecto y beneficios del 2.5% de todas las inversiones realizadas.	B	A	D
STK08	Gerente de proyectos	E001	Entregar el proyecto terminado en alcance, tiempo, costo conforme las especificaciones y estándares de la industria.	A	A	B
		E002	Contar con la disponibilidad el personal técnico/administrativos y económicos para el proyecto.	A	A	B
		E003	Cumplir estándares y especificaciones del proyecto desde el diseño, fabricación de equipos, construcciones de las instalaciones.	B	A	B

		E004	Liderar el personal de manera efectiva, para alcanzar resultados eficientes.	A	B	B
STK09	Proveedores de bienes y servicios	E001	Cumplimiento de los contratos y condiciones contractuales de adquisiciones de bienes y servicios en alcance, plazo, calidad y costo.	B	A	D
		E002	Recibir pagos conforme las cláusulas contractuales	B	A	D
		E003	Entrega oportuna del proyecto finalizado y en operación.	B	A	D
STK10	Personal – Equipo de Trabajo	E001	Contar con el soporte y autorización del PM para el cumplimiento de actividades.	B	A	D
		E002	Disponer de un Plan de la Comunicación efectivo, durante todas las fases del proyecto.	B	A	D
		E003	Controlar por el cumplimiento efectivo de las tareas del proyecto.	B	A	D
		E004	Controlar el presupuesto asignado.	B	A	B

		E005	Cumplimiento de las políticas, normas y especificaciones técnicas definidas para el funcionamiento del proyecto	B	A	D
STK11	Usuarios <ul style="list-style-type: none"> • Director de Exploración y Producción • Director de Refinación • Director de Energía 	E001	Que el proyecto cumpla con el diseño, seguridad y estándar definido.	B	A	B
		E002	Disponibilidad del gas asociado en el tiempo establecido.	A	A	B
		E003	Precio del producto accesible	A	A	B
		E004	Innovación tecnológica del proyecto con sistema automáticos y digitales.	B	A	N
Participación de Interesados						
Interesado			Enfoque			
Patrocinadores			Seguimiento y control del avance del programa anual de proyectos			
Gerente de proyectos			Desarrollar exitosamente del proyecto y controlar el avance y cumplimiento del mismo.			

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

Parámetros

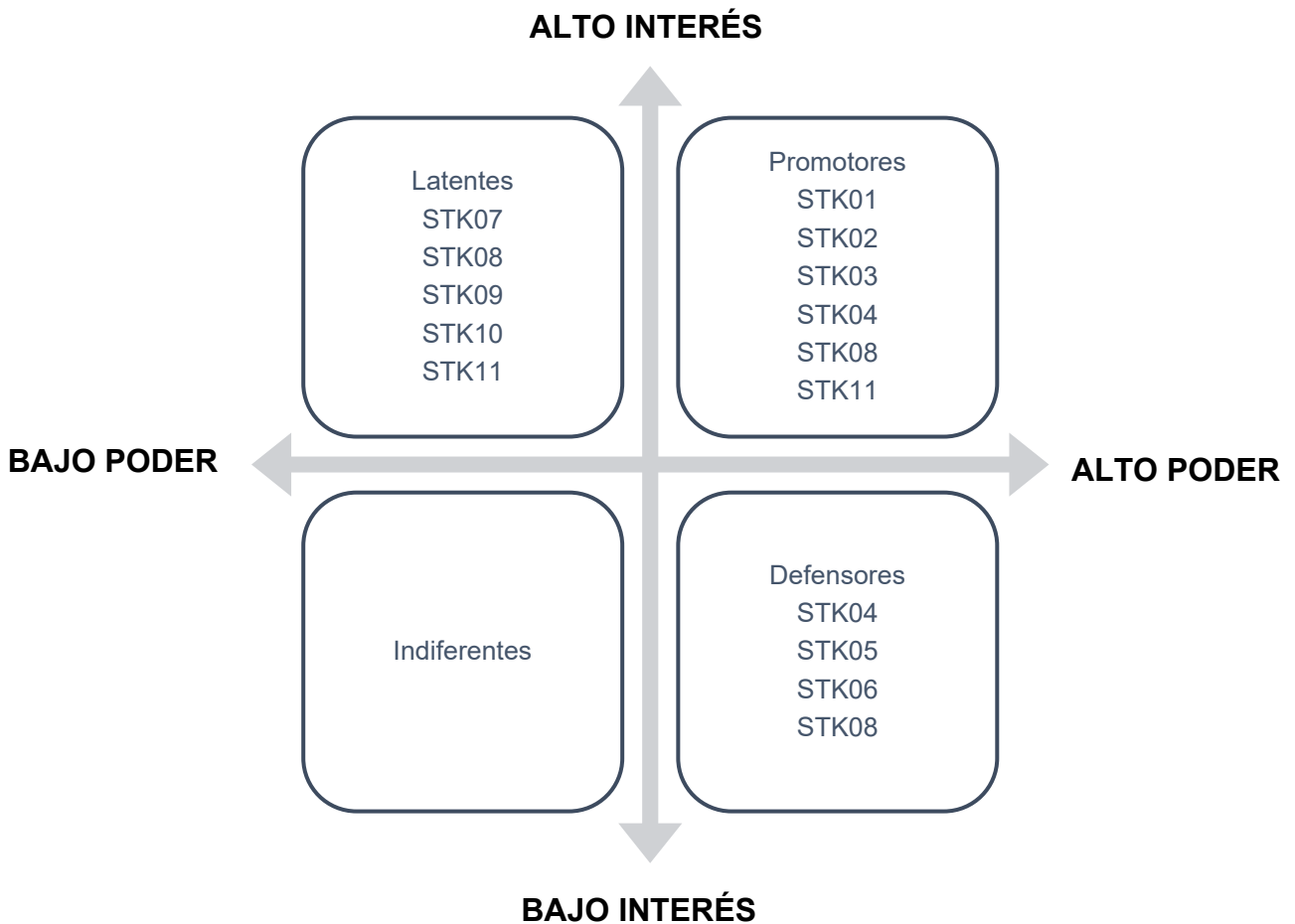
- **P: Poder** (B bajo, A alto).

- **I: Interés** (B bajo, A alto).
- **Función / Acción:**
 - (B): Bloqueador / Gestionar Inmediatamente,
 - (N): No Aliado / Mantener Satisfecho,
 - (D): Desacelerador /Mantenerlos informados

3.2.2 Análisis de Stakeholders

Se efectúa un análisis de las partes interesadas identificadas en este proyecto, clasificándolas según su interés, poder e influencia.

Ilustración 16 – Identificación de Interesados Poder - Interés



Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

Para determinar cualitativamente la influencia de los stakeholders **P: Poder (A-alto, B-bajo)** / **I: Interés (A-alto, B-bajo)**. en el proyecto se realizó una matriz

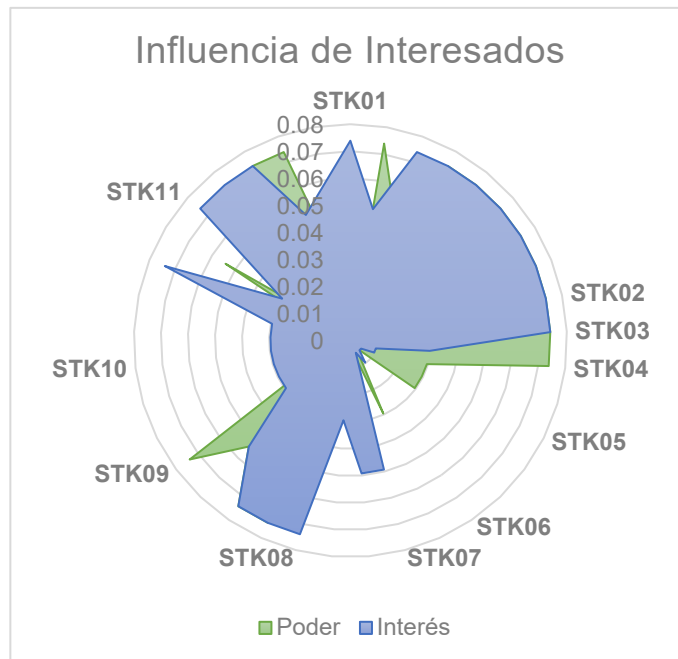
de pares con los pesos de ponderación, con una calificación interesado a través de los criterios con una escala del 0 al 10, como se indica a:

- 10: mucho mejor (PA): Poder Alto / (IA): Interés Alto
- 1: igual (PB): Poder Bajo / (IB): Interés Bajo

Para la influencia **Función / Acción** en el proyecto se consideró la ponderación siguiente

- 10: Influencia Elevada (B): Bloqueador/Gestionar Cercanamente,
- 5: Influencia Moderada (N): No Aliado/Mantener Satisfecho,
- 1: Influencia Baja (D): Desacelerador /Mantenerlos informados

Ilustración 17 – Influencia de Interesados en el Proyecto



Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

3.2.3 Planteamiento de estrategias para gestión de los grupos de Stakeholders

A continuación, se detalla el enfoque estratégico que se empleará para gestionar a cada una de las partes interesadas:

Tabla 26 – Estrategias Interesados del proyecto

Interés (IA) Poder (PA) STK001 STK002 STK003 STK004 STK008 STK011	Alto Alto	Mantener una comunicación proactiva y transparente con estos stakeholders, proporcionándoles actualizaciones detalladas sobre el progreso del proyecto y consultándoles sobre decisiones importantes. Involucrarlos activamente en la toma de decisiones estratégicas y proporcionarles un alto nivel de atención y apoyo para garantizar su satisfacción continua. Identificar y abordar cualquier preocupación o conflicto de intereses de manera rápida y efectiva para mantener su apoyo al proyecto.
Poder Alto (PA) Interés Bajo (IB) STK004 STK005 STK006 STK008		Proporcionar informes resumidos y enfocados en los aspectos clave del proyecto que puedan ser relevantes para estos stakeholders. Asegurar que estén informados sobre los aspectos críticos del proyecto que puedan afectar sus áreas de responsabilidad, pero sin abrumarlos con detalles innecesarios. Estar disponibles para abordar cualquier preocupación que puedan tener y asegurarles que sus opiniones siguen siendo valiosas para el proyecto.
Poder Bajo (PB) Interés Alto (IA) STK007 STK008 STK009 STK010 STK011		Establecer canales de comunicación efectivos para mantener a estos stakeholders informados sobre el progreso del proyecto y abordar sus preocupaciones e inquietudes. Involucrarlos en consultas y procesos de toma de decisiones para garantizar su inclusión y consideración de sus intereses, a pesar de su nivel relativamente bajo de poder. Proporcionarles un espacio para expresar sus preocupaciones y asegurarles que sus opiniones son tomadas en cuenta en la planificación y ejecución del proyecto.
Interés Bajo (IB) Poder Bajo (PB) STK		Mantener informados a estos stakeholders sobre los aspectos relevantes del proyecto que pueden afectar sus áreas de responsabilidad. Adaptar la comunicación para centrarse en los beneficios y resultados específicos que son relevantes para sus funciones y objetivos operativos. Proporcionar actualizaciones generales sobre el proyecto de manera periódica, pero sin dedicar recursos excesivos a la gestión de estas partes interesadas. Monitorear su participación y reaccionar solo si surgen problemas significativos que puedan afectar el proyecto. Mantener un nivel mínimo de comunicación para mantenerlos informados sobre el progreso general del proyecto y asegurar que sus necesidades básicas sean atendidas.

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

3.3 Plan de Gestión de integración del proyecto.

Esta práctica recomendada contribuirá a que el Gerente del proyecto garantice la ejecución adecuada de los procesos del PMBOK.

Para la integración se asigna al Gerente del proyecto y no puede ser delegada o transferida. El Gerente del proyecto integra todas las áreas para ofrecer un enfoque general.

3.3.1 Ciclo de vida del proyecto

Se presenta la cadena de valor, representada mediante el siguiente diagrama, que detalla las etapas o situaciones relacionadas con la captación, procesamiento y utilización del gas de los mecheros en el Distrito Amazónico, con el objetivo de aprovechar el gas asociado en la generación eléctrica, producción de GLP y calentamiento de fluidos en estaciones de procesos, así como su inyección en reservorios.

Ilustración 18 – Etapas del Valor del Gas Asociado



Para el proyecto "Captación e Industrialización de Gas Crudo Asociado de Petróleo en el Bloque-60 de EP Petroecuador" seguirá un ciclo de vida predictivo en las Etapas de 1) Inicio y 2) Estudios y Licencias hasta contar con todos los requisitos para iniciar el proyecto como son:

- Licencias Ambientales,
- Licencias Sociales, Comunitarias,
- Licencias Municipales y Provinciales

Para la fase de 3) Ejecución se manejaría con un enfoque híbrido para las actividades de Ingeniería, Adquisiciones y Construcción con una retroalimentación a los diseños y para todas las fases incluidas la 4) Monitoreo-Control y 5) Cierre se usarán los 49 procesos de la PMI según la Tabla 27, en la Ilustración 19 se indica las etapas y que a continuación se describe:

3.3.1.1 *Inicio*

Durante esta fase, se identificará el proyecto, se definirán los objetivos, se designará al equipo y se elaborará el acta de inicio del proyecto, en conformidad a la necesidad de la demanda de gas asociado para industrialización de derivados como GLP, Gasolinas y demanda energética eléctrica potencial

- Estudios de Prefactibilidad, Análisis Técnico Económico Proyecto de Captación, Generación Eléctrica o Generación de Calor o Inyección de Gas

3.3.1.2 *Planificación*

Se realizará el estudio de factibilidad, el plan de dirección del proyecto, se establecerán los alcances, se definirán los cronogramas, se estimarán los costos y se identificarán los riesgos.

3.3.1.3 *Ejecución*

Durante esta fase, se pondrá en marcha el proyecto según lo planificado, se ejecutarán las actividades definidas en el plan y se gestionarán los recursos.

- Ingeniería del Sistema – Producto de Captación, Generación Eléctrica o Generación de Calor o Inyección de Gas

- Adquisición de Equipos Estáticos y Rotativos Mecánicos y Eléctricos
- Obras Civiles para Equipos
- Instalación de Instalaciones de Generación de Equipos y sus Interconexiones Electromecánicas
- Puesta en Servicio y Pruebas de Funcionamiento

3.3.1.4 *Monitoreo y Control*

Se realizará un monitoreo continuo del progreso del proyecto, relacionando el rendimiento real contra el planificado, y se tomarán acciones requeridas para garantizar que el proyecto se mantenga conforme la planificación.

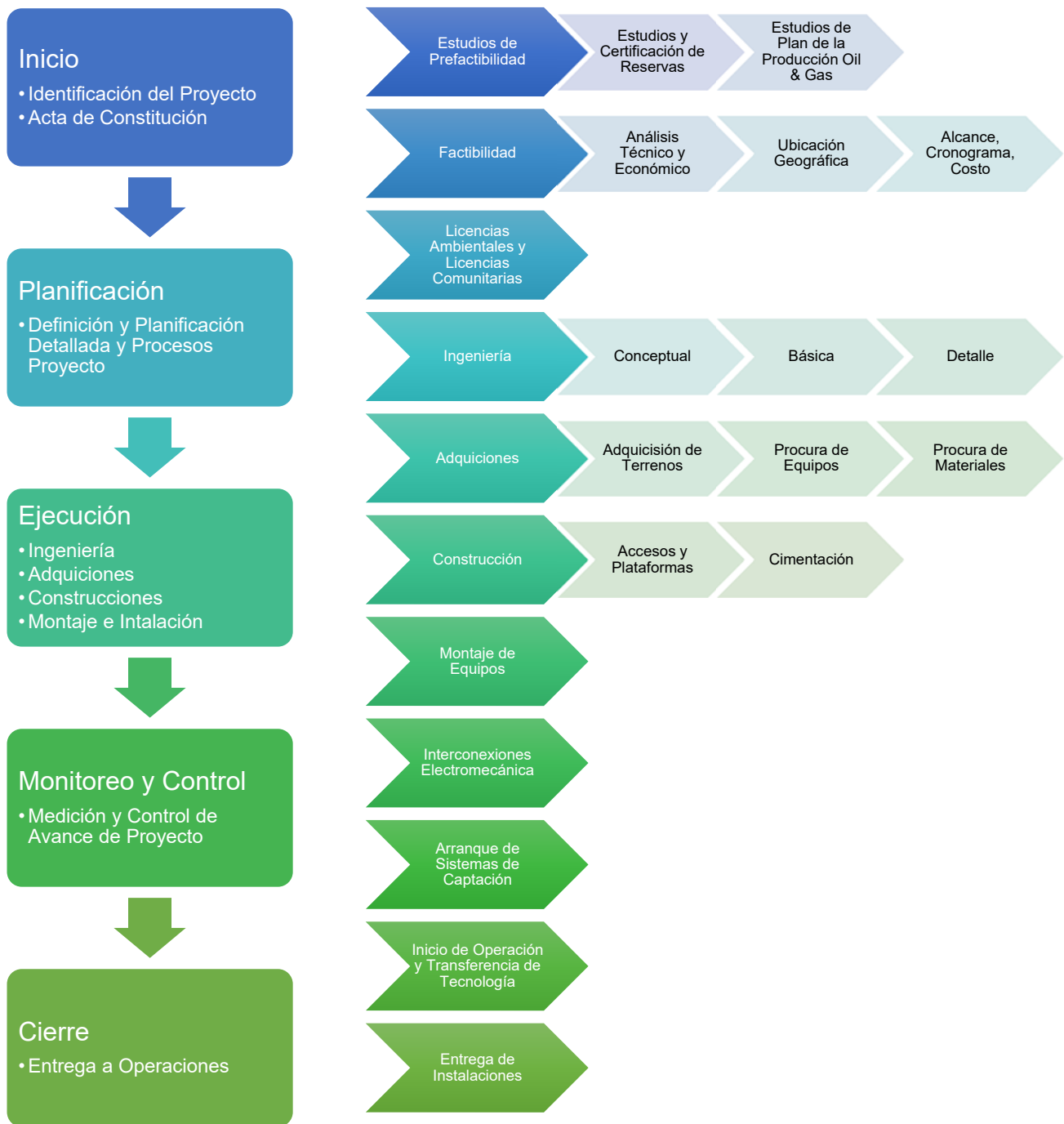
3.3.1.5 *Cierre*

Finalmente, se completará el proyecto, entregando los entregables a los usuarios, realizando una evaluación final del proyecto y documentando las lecciones aprendidas.

- Entregable: Entrega de Proyecto y Acta de Cierre

A continuación, se detalla, el ciclo de vida del proyecto de captación e industrialización de gas asociado de producción.

Ilustración 19 - Ciclo del Proyecto Captación e Industrialización de Gas Asociado



Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

Tabla 27 - Mapa de procesos en el Proyecto Captación e Industrialización de Gas Asociado

	i)Inicio	ii)Planificación	iii)Ejecución	iv)Monitoreo y Control	v)Cierre
Plan para la Gestión de Integración	1. Elaborar el acta de constitución	2. Elaborar el plan para la dirección del proyecto	3. Dirigir el trabajo del proyecto y su gestión 4. Establecer las áreas de conocimiento del proyecto	5. Monitorear- controlar las tareas del proyecto 6. Ejecutar un control integrado de cambios	7. Cerrar las etapas del proyecto
Plan para la Gestión de Alcance		8. Planear la gestión del alcance 9. Compilar requisitos 10. Establecer el Alcance 11. Elaborar el EDT		12. Revisar y Aprobar el alcance 13. Control del alcance	
Plan para la Gestión de Cronograma		14. Planear la gestión del cronograma 15. Definir las tareas 16. Proyectar la duración de actividades 17. Elaborar el cronograma		18. Controlar el cronograma	
Plan para la Gestión de Costos		19. Planear la gestión de costos 20. Proyectar los costos 21. Establecer el presupuesto	22. Gestionar el presupuesto	23. Controlar los costos	
Plan para la Gestión de Calidad		24. Planear la gestión de la calidad	25. Gestionar la calidad	26. Controlar la calidad	
Plan para la Gestión de Recursos		27. Planear la gestión de recursos 28. Proyectar los recursos de la actividad	29. Adquirir los recursos requeridos 30. Elaborar el equipo 31. Enfocar al equipo	32. Controlar los recursos	
Plan para la Gestión de Comunicación		33. Planear la gestión de comunicaciones	34. Gestionar las comunicaciones	35. Monitorear las comunicaciones	
Plan para la Gestión de Riesgos		36. Planear la gestión de riesgos 37. Identificar los riesgos	41. Efectuar el seguimiento de riesgos	42. Monitorear los riesgos	

		38. Desarrollar el análisis cualitativo de riesgos 39. Desarrollar el análisis cuantitativo de riesgos 40. Planificación de Respuesta de Riesgos			
Plan para la Gestión de Adquisiciones		43. Planear la gestión de adquisiciones	44. Efectuar adquisiciones	45. Controlar las adquisiciones	
Plan para la Gestión de Interesado	46. Identificar stakeholders	47. Planear la gestión de stakeholders	48. Gestionar la participación de stakeholders	49. Monitorear la participación de interesados	

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

3.3.2 Acta de constitución del proyecto

El acta de constitución del proyecto establece formalmente la existencia del proyecto, define sus objetivos y alcances iniciales, nombra al Project Manager y proporciona una visión general del proyecto. Este documento es la referencia para el equipo del proyecto y los stakeholders clave.

3.3.3 Plan para la dirección del Proyecto

El plan de dirección del proyecto define el plan de como gestiona, ejecuta, controlar y cerrar el proyecto. Incluye información sobre el i)alcance, ii)cronograma, iii)presupuesto, iv)recursos, v)riesgos, vi)calidad, vii)adquisiciones y viii)comunicaciones del proyecto.

- Plan para la Gestión del Alcance.
- Plan para la Gestión del Cronograma.
- Plan para la Gestión de Costos.
- Plan para la Gestión de la Calidad.
- Plan para la Gestión de los Recursos.
- Plan para la Gestión de las Comunicaciones.
- Plan para la Gestión de Riesgos.
- Plan para la Gestión de las Adquisiciones

3.3.4 Dirección y gestión del Proyecto

Esta fase implica la ejecución de la planificación del proyecto, asignación de las tareas, gestión de equipos, comunicación con stakeholders y aseguramiento de que el proyecto avance según lo programado.

Para alcanzar este objetivo, se organizarán reuniones de seguimiento diarios, semanales y mensuales para evaluar el progreso de las actividades programadas. Durante estas reuniones, también se tomarán decisiones sobre cualquier tarea que requiera atención especial.

3.3.5 Monitoreo y control del trabajo

Se realizará una supervisión de monitoreo-control continuo del avance del proyecto con el objetivo de divisar cualquier desviación con respecto al plan y tomar acciones y medidas. Se emplearán kpis-claves de rendimiento para evaluar el progreso. Los datos recopilados se utilizarán para elaborar informes que contendrán indicadores de rendimiento, como:

- Indicador del Rendimiento del Costo (CPI).
- Indicador de Rendimiento del Cronograma (SPI).
- Indicador de Valor Ganado (EV).

Dichos informes serán entregados al Directorio conformado por las Director General y/o Gerente de proyectos de manera periódica, de modo que sea factible tomar acciones.

3.3.6 Gestión integrada de cambios

Se implementará un procedimiento formal para la administración de cambios, el cual comprenderá de:

1. Evaluación de los cambios,
2. Los análisis de su impacto en el proyecto y
3. La autorización o rechazo de los mismos.

Se garantizará que los cambios se integren de manera efectiva en el proyecto sin comprometer su calidad, alcance, tiempo o costo.

Tabla 28 – Plan de Registro de Gestión Integrada de cambios

Registro de Gestión Integrada de Cambios	
Nombre del proyecto	Gerente del proyecto
PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) CAPTACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE GAS CRUDO ASOCIADO DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE 60 DE EP PETROECUADOR	Claudio, Luis; Borja, Daniel
Fecha de inicio del proyecto	Tiempo de duración
28/3/2024	36 meses
Gestión Integrada de cambios	
<p>La gestión del cambio se aplica en lo siguiente:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Alcance 2. Presupuesto 3. Cronograma 	
Cambios de alcance de proyecto	

Definición:

- Las modificaciones en el alcance del proyecto se refieren a cambios en los objetivos, cantidad o naturaleza de los entregables.

Responsable:

- Únicamente el Gerente General está autorizado para solicitar cambios.

Autorización:

- El Directorio debe aprobar los cambios.

Estrategia:

- Es obligatorio presentar las solicitudes de cambio de alcance por escrito. La autorización de los cambios también debe documentarse por escrito.
- Se garantizará una respuesta a la solicitud de cambio en un plazo máximo de 15 días laborables. Cualquier solicitud deberá incluir justificaciones, costos y detalles del cambio propuesto. Si el cambio afecta los plazos del proyecto, se creará y aprobará un nuevo cronograma.

Cambios de presupuesto del proyecto**Definición:**

- Un cambio de presupuesto se produce cuando se observan variaciones que superan el 10%. En el caso de que la variación sea menor, solo se realizarán ajustes.

Responsable:

- El patrocinador y el Gerente del Proyecto son los únicos autorizados para solicitar cambios en el presupuesto.

Autorización:

- Si la solicitud es realizada por el Patrocinador, esta deberá recibir la autorización del Directorio.
- Si la solicitud es presentada por el Gerente del Proyecto, requerirá la autorización del Gerente General.

Estrategias:

- Todos los cambios serán por escrito
- La autorización también se formalizará por escrito

- La respuesta de la solicitud se dará en un máximo de 5 días laborables
- Toda solicitud de cambio debe incluir las razones, justificación, costos y características del cambio.
- Si el cambio requiere más recursos, se debe justificar la disponibilidad de los fondos
- Si el cambio requiere menos recursos, los excedentes deben ser reintegrados a la empresa al cierre del proyecto.
- La eliminación o adición de un hito implica un cambio en el presupuesto y debe estar respaldado previamente por un cambio en el alcance.

Cambios del cronograma del proyecto

Definición:

- Un cambio de cronograma se considera cuando hay variaciones de hasta el 10%. Si la variación es menor, solo se realizarán ajustes.

Responsable:

- El Gerente General y el Gerente del Proyecto son los únicos autorizados para solicitar cambios en el cronograma.

Autorización:

- En el caso de que la solicitud sea iniciada por el Gerente General, esta requerirá la autorización del directorio de la empresa. Si la solicitud es emitida por el director del Proyecto, necesitará ser aprobada por el Gerente General.

Estrategias:

- Los cambios y autorización deben ser documentados por escrito.
- Se dará respuesta a las solicitudes de cambio en un plazo de 15 días laborables.
- Las solicitudes de cambio deben proporcionar detalles de las justificaciones técnicas, económicas y legales para ser consideradas.
- Cualquier modificación en los hitos debe estar respaldada por un cambio en el alcance debidamente autorizado.

- Los cambios en el cronograma que sean causados por factores externos al equipo de gestión de proyectos deben ser comunicados al patrocinador en un plazo máximo de 5 días.

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

Tabla 29 - Ficha de Registro Solicitud de Cambios

Formato de Solicitud de Cambios del Proyecto			
Fecha		Código	
Nombre			
Tipo De Cambios	Alcance	Cronograma	Presupuesto
PRIORIDAD			
DESCRIPCIÓN			
JUSTIFICACIÓN			
IMPACTO			
REQUERIMIENTOS			
Elaborado Por	Revisado Por	Aprobado Por	Revisión
Función	Función	Función	
Fecha	Fecha	Fecha	

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

3.3.7 Registro de lecciones aprendidas

Se documentarán las lecciones aprendidas a lo largo del proyecto, incluyendo los éxitos, desafíos y áreas de mejora. Este registro servirá como base para futuros proyectos similares, permitiendo una gestión más efectiva y eficiente.

Para documentar adecuadamente las lecciones aprendidas de este proyecto, se empleará la tabla:

Tabla 35 – Matriz de Registro de Lecciones aprendidas

Registro de Lecciones aprendidas	
Nombre del proyecto	Gerente del proyecto
PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) CAPTACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE GAS CRUDO ASOCIADO DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE 60 DE EP PETROECUADOR	Claudio, Luis; Borja, Daniel
Fecha de inicio del proyecto	Tiempo de duración
28/3/2024	36 meses
Definición	
Se trata de todos los eventos, tanto favorables como desfavorables, que surgen durante la ejecución de los paquetes de trabajo a lo largo de todo el	
Formato de registro de lecciones aprendidas	
Fecha	¿En qué momento ocurrió el
Descripción del evento	¿Qué ocurrió?
Área	¿Dónde ocurrió?
Responsables	¿Qué personal estuvo involucrado?

Acciones	¿Cuáles acciones se usaron en el
Impacto	¿Cuál fue el impacto al proyecto?
Lecciones aprendidas	¿Qué se aprendió del evento?
Preparado por	Aprobado Por
Función	Función
Fecha	Fecha

Fuente: Luis Claudio, Daniel Borja

3.3.8 Cierre de fase y/o proyecto

Al concluir cada fase, se elaborará un registro para cada cierre, en el cual el Gerente de proyectos documentará la revisión de los entregables y la evaluación final para comprobar el acatamiento de los objetivos y entregables del proyecto. Se seguirán los siguientes pasos para el cierre:

- Se enviará una solicitud formal de revisión de los entregables a los interesados involucrados.
- Se llevará a cabo una revisión para evaluar el logro de los objetivos del entregable.
- Se redactará y firmará el acta de revisión por parte de los interesados involucrados.
- Se registrarán las lecciones aprendidas en el entregable revisado.
- Se firmará el acta de entrega-recepción de los interesados involucrados.

Al finalizar todo el proyecto, se elaborará un informe final que destacará los objetivos alcanzados en cuanto a i) alcance, ii) costo, iii) tiempo y iv) calidad, con el fin de evaluar el éxito del proyecto. La firma de este informe y de todos los entregables marcará el cierre.

En la etapa de cierre del proyecto, se emplearán los criterios detallados en la siguiente acta:

Tabla 36 – Acta Cierre del proyecto

Acta de Cierre del Proyecto	
Nombre del proyecto	Gerente del proyecto
PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) CAPTACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE GAS CRUDO ASOCIADO DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE 60 DE EP PETROECUADOR	Claudio, Luis; Borja, Daniel
Fecha de inicio del proyecto	Tiempo de duración
28/3/2024	36 meses
Definición	
Se entenderá como cierre del proyecto el procedimiento mediante el cual se determine que el proyecto ha finalizado.	
Documentos	
<ol style="list-style-type: none"> 1. Acta de Constitución 2. Aceptación de entregables 3. Acta de cierre 	
Requerimientos	
Alcance	Logro de los objetivos y finalización de la construcción de los nuevos instalaciones captación
Tiempo	Entrega del proyecto dentro de los plazos acordados.
Costo	Finalización del proyecto dentro del presupuesto asignado.

Entregables	Los entregables tiene todos los requisitos determinados en el Acta de Proyecto.	
Interesados	Satisfacción de los stakeholders con respecto de todos los requisitos del proyecto.	
Forma de acta de cierre		
Fecha		
Responsable		
Causas de cierre		
Entregable	Cumple	No cumple
Cumplimiento cronograma		
Cumplimiento presupuesto		
Cumplimiento alcance		
Solicitud del Patrocinador		
Solicitud de Gerente del proyecto		
Verificación de entregables		
Entregable	Cumple	No cumple
Estudios de Prefactibilidad y Factibilidad		
Licencias Ambientales, Sociales		
Ingenierías Conceptual, Básica y de Detalle		
Estipulaciones de Bienes y Servicios para el proyecto		
Licencias de Construcción y Funcionamiento		
Plan de la Gestión Ejecución		
Plan de la Gestión de producción		

Plan de la comercialización de gas asociado y sus derivados		
Pruebas de Funcionamiento		
Operatividad		
Preparado por	Revisado	Aprobado Por
Función	Función	Función
Fecha	Fecha	Fecha

Fuente: Luis Claudio, Daniel Borja

4 DESARROLLO DE LAS ÁREAS DEL CONOCIMIENTO ALINEADO AL ESTÁNDAR DEL PMI®- PMBOK® V6.

4.1 Planificación de la gestión del alcance-cronograma y costos

4.1.1 Gestión del alcance

El alcance será delineado con la matriz de requisitos, los cuales establecen los entregables mínimos del proyecto. En función de lo anterior, se está en capacidad de efectuar el enunciado del alcance que incluye la descripción del alcance, la Estructura de Desglose de Trabajo y el diccionario de la Estructura de Desglose. Para el proyecto se han considera tres niveles de desglose en la EDT. Las actividades más detalladas se verán listadas en el diccionario de la EDT.

Se llevará a cabo el control y monitoreo del alcance en función de la línea inicial del alcance y, cuando se requiera se aplicarán cambios en función al proceso establecido en el presente Plan de la dirección del proyecto.

Finalmente, la validación del alcance se realizará mediante reuniones mensuales con los Patrocinadores

4.1.1.1 *Plan para la Gestión del alcance*

Tabla 36 – Plan para la Gestión de Alcance

Plan para la Gestión del Alcance	
Nombre del proyecto	Gerente del proyecto
PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) CAPTACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE GAS CRUDO ASOCIADO DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE 60 DE EP PETROECUADOR	Claudio, Luis; Borja, Daniel
Fecha de inicio del proyecto	Tiempo de duración
28/3/2024	36 meses
Código del Proyecto	Versión
B60-GDP-PRY-001-ALC-0	0
Objetivos	
Elaborar el Plan del proyecto PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) CAPTACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE GAS CRUDO ASOCIADO DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE 60 DE EP PETROECUADOR aplicando las áreas de conocimiento de acuerdo con los estándares del PMBOK®.	
Enfoque para la definición del alcance	

El alcance del proyecto se va a definir con de reuniones con el Sponsor, Gerente General, Gerente de Exploración y Producción y el Gerente del Proyecto para establecer los requisitos necesarios que permitirán cumplir el objetivo del proyecto.

Los procesos relacionados con el alcance consisten en:

- **Recopilar requisitos:** se identifican y documentan los requisitos de los stakeholders y sus necesidades con el fin de cumplir las metas del proyecto.
- **Definir del alcance:** se define y especifica el proyecto, el proyecto y sus límites, así como los criterios de aceptación de forma detallada.
- **Desarrollar la Estructura de Desglose del Trabajo:** para subdividir cada entregable en componentes para facilitar el manejo y control. Todo el equipo participa en la preparación de la EDT.
- **Aprobar el alcance:** se aceptan de manera formal los entregables del proyecto una vez verificados.
- **Controlar el alcance:** el alcance es monitoreado y si se requieren cambios estos se gestionan a la línea inicial.

Enfoque para la desarrollar la Estructura de Desglose de Trabajo

El desglose del trabajo se realizará:

- Identificando los principales entregables y subdividirlos hasta llegar al nivel más bajo de la Estructura de Desglose de Trabajo
- Para desarrollar la Estructura de Desglose de Trabajo se usa la herramienta informática WBS Schedule Pro.
- Se desglosará en tres (3) niveles en base a los entregables definidos.
- En los paquetes de trabajo se establecieron hitos.

Enfoque para la preparación del diccionario de la Estructura de Desglose de Trabajo

Incluirá una descripción a detalle de los componentes de la Estructura de Desglose de Trabajo y los paquetes de trabajo asociados, el mismo, será aprobado por el patrocinador con los siguientes puntos:

- Lista de paquetes de trabajo con la identificación, descripción, objetivos, actividades y entregable asociado.
- Responsable de cada paquete de trabajo.
- Hitos en los paquetes de trabajo que corresponda.
- Fechas de inicio y terminación.
- Asignación de responsabilidades.
- Parámetros de aceptación.

Enfoque para la Validación del alcance

Los entregables, se presentará a la Fiscalización y Administración del Proyecto quien se encargará de aceptar o indicar las observaciones que pudieran existir. Al ser aprobado el entregable, se firmará un documento formal de aceptación.

- Mediante la validación del alcance se medirá el avance del cumplimiento y se supervisarán los cambios que puedan provocar variaciones en la línea base.
- Ejecutar control de calidad: verificar si los entregables del proyecto para comprobar si cumplen los especificaciones y requisitos de calidad.
- Verificación de los entregables del proyecto y la autorización del fiscalizador y administrador son necesarias para la aceptación de los entregables requeridos.
- Solicitudes de cambio: para el control de cambios se utilizará para gestionar las solicitudes.
- El rendimiento del trabajo incluye el progreso y la eficacia del trabajo del proyecto.
- Los documentos relacionados con el proyecto se actualizarán cuando cambie el estado del proyecto.

Esta metodología se llevará a cabo cuando finales con las actas de entrega-recepción.

Enfoque para el control del alcance

Mediante este proceso se va a monitorear el estado del alcance para verificar el nivel de cumplimiento respecto a la línea base del alcance y garantizar que todas las solicitudes de cambio sean procesadas correctamente por el proceso de Control de Cambios y así evitar que se produzcan variaciones en el alcance.

Para lograr un control adecuado se deberá cumplir con las siguientes actividades:

- El gerente de proyectos junto con el equipo de proyecto tendrá reuniones semanales para evaluar el estado ajustes y solicitudes de cambios.
- El director de proyecto junto con el patrocinador tendrá sesiones cada 15 días para validar el estado y los posibles, ajustes, cambios y medidas a realizar.
- De requerirse cambios en el proyecto estos se gestionarán mediante el control integrado de cambios.

Fuente: Luis Claudio, Daniel Borja

4.1.1.2 *Plan para la Gestión de los requisitos*

Tabla 30 – Plan para la Gestión de los requisitos

Plan para la Gestión de los requisitos	
Nombre del proyecto	Gerente del proyecto
PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) CAPTACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE GAS CRUDO ASOCIADO DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE 60 DE EP PETROECUADOR	Claudio, Luis; Borja, Daniel
Fecha de inicio del proyecto	Tiempo de duración
28/3/2024	36 meses
Código del Proyecto	Versión

Proceso para recopilar los requisitos

Para poder reunir los requisitos de los usuarios finales del área de operaciones, mantenimiento, ambiente del Bloque 60 Sacha se va a realizar un relevamiento del estado actual de las instalaciones y las condiciones de operación actual y, dentro de este levantamiento de información se considerará a los supervisores y técnicos de cada locación, finalmente se levantará un cuestionario básico de ingeniería con la jefaturas del campo e intendentes de operaciones, mantenimiento, tecnologías y los equipos de proyecto de cada empresa para determinar que requisitos esperan de cada proyecto en las plataformas de producción, estaciones de procesamiento y redes de gasoductos para definir todas las actividades, acciones y necesidades que como clientes pudieran tener para puesta en operación y transferencia de las facilidades.

En función de los requisitos que se obtengan se va a determinar las características, especificaciones técnicas y las limitantes que tendrán el equipamiento y las facilidades de las plataformas de producción, estaciones de procesamiento y redes de gasoductos, así como sus criterios de aceptación.

Los requisitos de los usuarios finales operaciones, mantenimiento, ambiente, así como los requisitos del resto de interesados que fueron mencionados anteriormente en la matriz de interesados, se recopilarán mediante las siguientes herramientas:

- Definición grupos focales
- Relevamiento y Entrevistas en Sitio en las Instalaciones del Bloque 60 - Sacha
- Cuestionarios y encuestas:
 - Cuestionario de Bases de Ingeniería y Diseño (BEDQ) documento de cuestionario preparado por el Gerente de proyectos y Contratista para que el Usuario Final: Operaciones y Mantenimiento de la planta proporcione información para las Bases de Ingeniería y Diseño (BEDD)
- Prototipos
 - Plan piloto de proyectos en plataformas de producción para la captación de gas asociado y bombeo multifásico
- Juicio de expertos y juicio de especialistas de proyectos de facilidades petroleras

Proceso para la gestión de configuración de los requisitos

- Los cambios en los requisitos se realizarán con el control integrado de cambios.
- El comité de cambios será el encargado de revisarlos y solicitar la autorización por el gerente de proyectos.
- El seguimiento necesario para que los cambios no afecten los elementos de la triple restricción del proyecto lo realizará la junta de control de cambios del proyecto es monitoreado y si se requieren cambios estos se gestionan a la línea base.

Tipo de requisitos

- **Requisitos Funcionales:** Todo lo que especifique el usuario final; operaciones, mantenimiento para definir la funcionalidad, es decir, todo lo que las instalaciones de captación de gas en las plataformas de producción, estaciones de procesamiento y redes de gasoductos van a facilitar y operar.
- **Requisitos No Funcionales:** los definirán un líder de especialistas en cada especialidad procesos de producción, eléctrica, mecánica y tuberías, civil, instrumentación, control y comunicaciones desarrolladores de los diseños e ingenierías para determinar métricas y sets de monitoreo, control y seguridad tales como flujo, presión, temperatura, potencia, amperaje, tiempo de comunicación, características de rendimiento, procesos de activación sistema de seguridad del proceso que se implementarán según el nivel de criticidad de cada sistema de captación de gas en las plataformas de producción, estaciones de procesamiento y redes de gasoductos.

Atributos de Requisitos						
ID REQ	REQUISITO	ALINEACIÓN AL PROYECTO	REQUIRIENTE REQUISITO	PRIO R	EDT	ENTREGABLE
RQ01	Estudio de prefactibilidad del proyecto y certificación de reservas	<ul style="list-style-type: none"> Analizar la viabilidad técnica, tecnológica y financiera del proyecto. Certificar las reservas 	Patrocinadores <ul style="list-style-type: none"> Director General Director de Exploración y Producción 	Alta	1.1 1.2 1.3 1.4 1.5 1.6 1.7	<ul style="list-style-type: none"> Informe de análisis técnico, económico Informe de certificación de reservas hidrocarburífero
RQ02	Dirección, Estudio, Factibilidad y Licencias Legales de Funcionamiento, Licencias Ambientales, Licencias Sociales y estándares para certificaciones	<ul style="list-style-type: none"> Analizar la viabilidad, Establecer la dirección del proyecto, Obtener las licencias ambientales, sociales 	Patrocinadores <ul style="list-style-type: none"> Director General Director de Exploración y Producción 	Alta	2.1 2.2 2.3 2.4 2.5 2.6 2.7 2.8 2.9 2.10 2.11 2.12	<ul style="list-style-type: none"> Informe multidimensional Técnico, Económico, Legal, Tecnológico, Ambiental, Social Certificaciones Licencias Ambientales Licencias Sociales Permisos de funcionamiento y operación
RQ03	Levantar información completa sobre los procesos actual y definir alternativas de tecnología y confiabilidad operativa	Analizar cómo se encuentran las instalaciones actualmente y los problemas operativos que existen, proponer posibles soluciones	Director de Proyectos	Alta	3.1 3.2 3.3	Informe de descripción y análisis y mejores alternativas de diseño

RQ04	<p>Especificar las características y selección de equipos y tecnologías para la captación e industrialización de gas asociado</p>	<p>Obtener todas las especificaciones detalladas de los diseños de equipos y tecnologías que satisfagan por completo la necesidad operativa, productiva y ambiental.</p>	<p>Director de Proyectos</p>	<p>Alta</p>	<p>3.4 3.5</p>	<p>Especificaciones técnicas y procedimientos constructivos y con altos estándares de calidad para equipos e infraestructura deseadas.</p>
RQ-05	<p>Adquisiciones de Terrenos y Equipamientos</p>	<p>Adquirir Áreas Equipamientos y Materiales para las Plataformas de Producción, Estaciones de Procesamiento y Gasoductos Principales y Secundarios.</p>	<p>Director de Proyectos</p>	<p>Alta</p>	<p>4.1.1 4.1.3</p>	<p>Plan de la adquisiciones y gestión de requisiciones</p>
RQ06	<p>Construcciones y Ensamblaje de Equipamientos</p>	<p>Equipar, construir ensamblar e interconectar las facilidades de las plataformas de producción, estaciones de procesamiento y gasoductos principales y secundarios.</p>	<p>Director de Proyectos</p>	<p>Alta</p>	<p>4.2.1 4.2.2 4.2.2</p>	<p>Facilidades operativas en Plataformas de Producción, Estaciones de Procesamiento y Redes de Gasoductos</p>
RQ07	<p>Pruebas unitarias</p>	<p>Comprobar que el funcionamiento de las unidades de las plataformas de producción y estaciones de procesamiento.</p>	<p>Director de Operaciones</p>		<p>5.1 5.2 5.3</p>	<p>Informe de Pruebas funcionales, aceptadas y validadas por el líder del proyecto de facilidades de plataformas de producción, estaciones de procesamiento y redes de gasoductos</p>

RQ08	Pruebas funcionales para verificar que las instalaciones cumplen los requisitos.	Prevenir errores, posible disminución de costos de desarrollo y mejora de rendimiento	<ul style="list-style-type: none"> Gerente de proyectos Gerente de Operaciones 	5.4.1 5.4.2 5.4.3	Informe de funcionamiento de facilidades de plataformas de producción, estaciones de procesamiento y redes de gasoductos aprobados y validado por el líder del proyecto.
------	--	---	--	-------------------------	--

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

4.1.1.3 Definir el Alcance

Mediante este proceso se detallan los límites, servicios, resultados y criterios de aceptación de las instalaciones de captación de las plataformas de producción, estaciones de procesamiento y redes de gaseoductos del proyecto.

Tabla 31 – Enunciado del Alcance del Proyecto

Enunciado del Alcance del Proyecto	
Nombre del proyecto	Gerente del proyecto
PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) CAPTACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE GAS CRUDO ASOCIADO DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE 60 DE EP PETROECUADOR	Claudio, Luis; Borja, Daniel
Fecha de inicio del proyecto	Tiempo de duración
28/3/2024	36 meses
Código del Proyecto	Versión
B60-GDP-PRY-003-ALC-0	0
Objetivo general	

Desarrollar e implementar el Proyecto para captar, transferir e industrializar el gas asociado de producción Bloque-60 de EP PETROECUADOR.

Descripción del Alcance del Proyecto

El alcance del proyecto consiste en el desarrollo de un proyecto de ingeniería, adquisiciones, construcción, (EPC: Engineering, Procurement, Construction) de plataformas de producción, estaciones de procesamiento y redes de gasoductos para la captación e industrialización de gas en el Bloque 60.

El proyecto estará compuesto en (3) tres instalaciones

1. Plataformas de Producción
2. Estaciones de Procesamiento
3. Gasoductos

En las plataformas de producción se realizará la captación de gas mediante instalaciones de compresión y bombas multifásicas.

El gas asociado captado en plataformas será transferido a través de líneas de flujo existentes y nuevas redes de gasoductos principales y secundarios.

En las estaciones de procesamiento se receptorá, procesará y captará para transferir a las centrales de generación eléctricas a gas y al Complejo Industrial Shushufindi para su refinación y obtención de Gas Licuado de Petróleo y Gasolinas.

Criterios de aceptación del Proyecto

Las instalaciones deben ser funcionales, compatibles operacionalmente, y cumplir con las especificaciones técnicas, calidad y las licencias y regulaciones ambientales y de operación de las normativas y sus reglamentos para operaciones hidrocarburiíferos y realizar todas las funciones establecidas en la documentación del proyecto.

En cuanto a la durabilidad de las instalaciones deben ser mayor a 10 años conforme los estándares de y especificaciones con normativa internacional petrolera para el diseño, fabricación y construcciones.

Los instalaciones y equipamiento deben ser compatible con las instalaciones operativas establecidos.

Las instalaciones deben de ser seguros operacionalmente y para el personal mediante el uso de protecciones en el proceso y salvaguardas operativos y ambientales.

Todas las instalaciones deberán pasar diferentes pruebas para certificar el cumplimiento de todos los requerimientos y calidad de la fabricación construcción e

Exclusiones

El proyecto no contemplará lo siguiente:

- No tendrá más de dos idiomas que son inglés y español.
- No habrá cambios en especificaciones técnicas y de calidad.

Supuestos

- Disponibilidad oportuna de los recursos suficientes para el proyecto.
- El personal asignado cuenta con el conocimiento funcional y técnico requerido para desarrollar todas las actividades del proyecto.
- El cliente participará activamente de las reuniones en las fechas programadas según el cronograma.

Restricciones

El proyecto debe tener una duración de 3 años.

- El proyecto no debe sobrepasar el presupuesto establecido.
- El nuevo equipamiento y sus instalaciones debe ser compatible operacionalmente con las instalaciones existentes.
- El proyecto debe cumplir con los procesos del Sistema de Gestión y Control de Calidad.
- El proyecto debe cumplir con las regulaciones para operaciones hidrocarburíferos, ambientales, y de circunscripción territorial de los ministerios de energía, ambiente, agencia de regulación y control, municipio de sachá y gobernación de orellana.
- El proyecto debe cumplir con las especificaciones, y procedimientos de fabricación, construcción de EP PETROECUADOR

Hitos

- Autorización de Estudios de Prefactibilidad.
- Autorización de Estudios de Factibilidad.
- Estudios y Autorización de Licencias Ambientales.
- Estudios y Autorización de Licencias Sociales y Permisos Comunitarios.
- Inicio de Ingenierías Conceptual Básica y de Detalle.
- Entrega de la Ingeniería Conceptual con el detalle de los requisitos funcionales y no funcionales para las Bases de Ingeniería y Diseño.
- Bases de Ingeniería y Diseño (BEDD)
- Entrega del documento con la base de datos de ingeniería básica y diseños de las instalaciones de captación de gas en plataformas de producción, estaciones de procesamiento y redes de gasoductos.
- Entrega del documento con la base de datos de ingeniería de detalle de las instalaciones de captación de gas en plataformas de producción, estaciones de procesamiento y redes de gasoductos.
- Contratación de Proveedores de Equipos y Materiales
- Contratación de Proveedores de Construcciones, Montajes e Interconexiones Electromecánicas
- Entrega de las Adecuaciones de Terrenos y Cimentaciones de Equipos
- Entrega del Montaje de Equipos.
- Entrega de las interconexiones mecánicas, eléctricas, de control y comunicaciones.
- Entrega del documento con la base de las pruebas de operación en vacío y con carga de las instalaciones de captación de gas en plataformas de producción, estaciones de procesamiento y redes de gasoductos.
- Entrega de informe de precomisionado, comisionado y puesta en marcha-operación.
- Entrega de informe final de cierre del proyecto.

Entregables y criterios de aceptación del proyecto

ID REQ	REQUISITO	RESPONSABLE	EDT	ENTREGABLE	CRITERIO DE ACEPTACIÓN
--------	-----------	-------------	-----	------------	------------------------

RQ01	Estudio de prefactibilidad del proyecto y certificación de reservas	1.1 Gerente de proyectos 1.2 Gerente de Desarrollo 1.3 Jefatura de Planificación y Finanzas 1.4 Jefatura de Ingeniería	1.1 1.2 1.3 1.4 1.5 1.6 1.7	<ul style="list-style-type: none"> Informe de análisis técnico, económico Informe de certificación de reservas hidrocarburífero 	<ul style="list-style-type: none"> Informe con conclusiones con indicadores positivos de viabilidad técnica y económica a 10 años.
RQ02	Dirección, Estudio, Factibilidad y Licencias Legales de Funcionamiento, Licencias Ambientales, Licencias Sociales y estándares para certificaciones	2.1 Jefatura de Ingeniería 2.2 Jefatura de Adquisiciones 2.3 Director de Proyectos 2.4 Subdirector de Planificación y Finanzas 2.5 Director de Desarrollo 2.6 Sub-Director de Seguridad, Salud y Ambiente 2.7 Sub-Director de Relaciones Comunitarias	2.1 2.2 2.3 2.4 2.5 2.6 2.7 2.8 2.9 2.10 2.11 2.12	<ul style="list-style-type: none"> Informe multidimensional Técnico, Económico, Legal, Tecnológico, Ambiental, Social Certificaciones Licencias Ambientales Licencias Sociales Permisos de funcionamiento y operación 	<ul style="list-style-type: none"> Plan de la Dirección de Proyecto Aprobado Licencias y Permisos de funcionamiento aprobados
RQ03	Levantar información completa sobre los procesos actual y definir alternativas de tecnología y	3.1 Jefatura de Adquisiciones 3.2 Jefatura de Ingeniería 3.3 Consultora de Ingeniería 3.4 Equipo de Ingeniería 2.1,	3.1 3.2 3.3	Informe de descripción y análisis y mejores alternativas de diseño	<ul style="list-style-type: none"> Informes de relevamiento del estado actual de las instalaciones y facilidades de plataformas, estaciones de procesamiento y

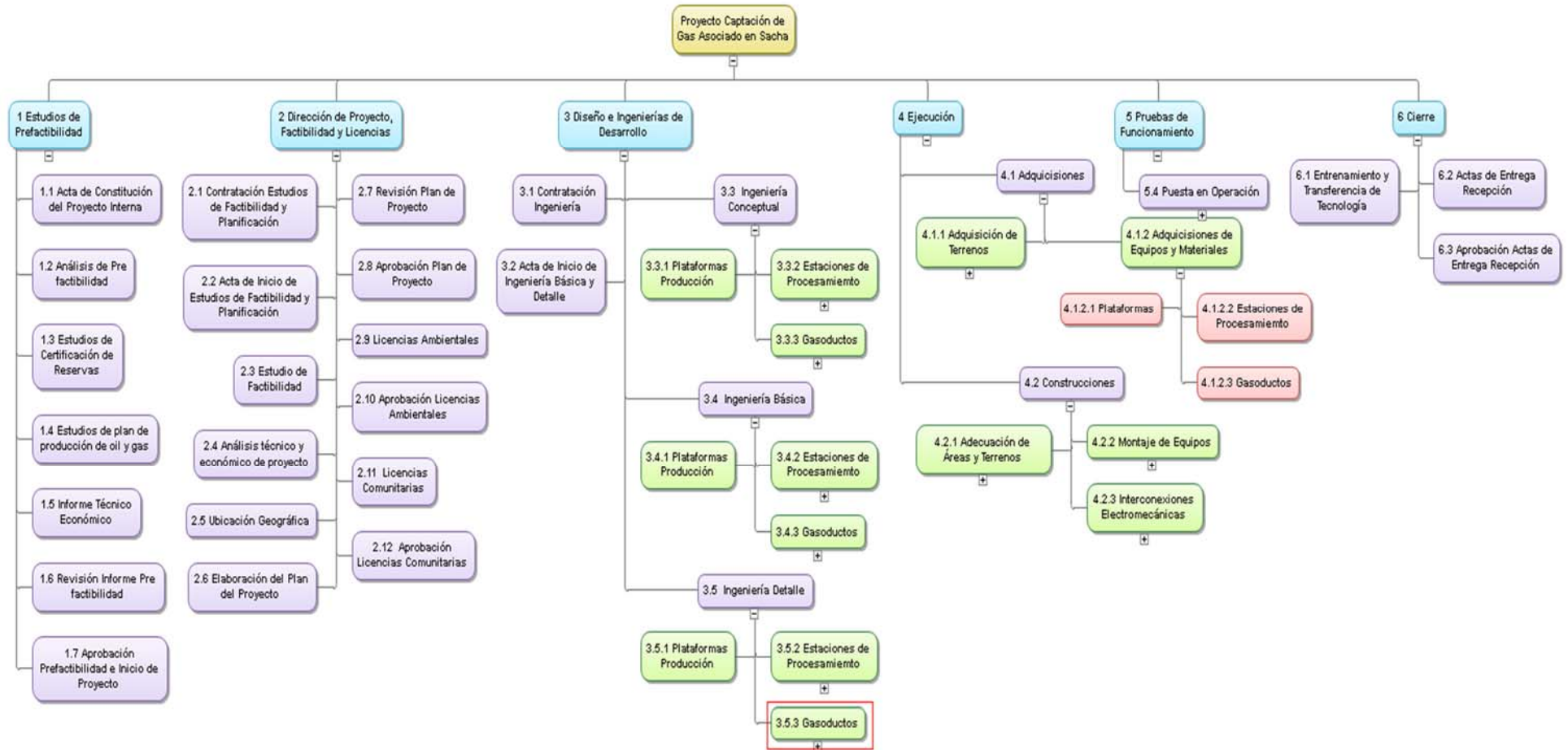
	confiabilidad operativa	2.2, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6, 2.7			redes de gasoductos.
RQ04	Especificar las características y selección de equipos y tecnologías para la captación e industrialización de gas asociado	3.5 Jefatura de Ingeniería Consultora de Ingeniería Equipo de Ingeniería 2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6, 2.7 3.6 Jefatura de Ingeniería Consultora de Ingeniería Equipo de Ingeniería 2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6, 2.7	3.4 3.5	Especificaciones técnicas y procedimientos constructivos y con altos estándares de calidad para equipos e infraestructura deseadas.	<ul style="list-style-type: none"> • Diseños, cálculos, planos y documentos de ingenierías conceptuales, básicos y detalle de cómo será el diseño y funcionalidades de las plataformas de producción, estaciones de procesamiento y captación de gas asociado y gasoductos principales y secundarios. Esta información será verificada por la Fiscalización y Administración del Proyectos y será entregada con los sellos Aprobados para Construcción al Patrocinador para sea formalmente conocido. • El diseño cumple con los requisitos de la empresa. • Las especificaciones de las facilidades sean equipos, materiales

					<p>y construcciones se ajustan a los requerimientos técnicos, ambientales y de calidad de EP PETROECUADOR.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Las instalaciones de captación se adaptan a la filosofía de operación, control y seguridad actual de las instalaciones existentes de la empresa. • Documentación completa y detallada del diseño.
RQ05	Adquisiciones de Terrenos y Equipamientos	4.1 Jefatura de adquisiciones	4.1.1 4.1.2	Plan de la adquisiciones y gestión de requisiciones	Informe aprobado de gestión de adquisiciones.
RQ06	Construcciones y Ensamblaje de Equipamientos	4.2 Jefatura de Construcciones Constructora 1, 2, 3, 4, 5, 6		Facilidades operativas en Plataformas de Producción, Estaciones de Procesamiento y Redes de Gasoductos	Los equipos y facilidades de plataformas de producción, estaciones de procesamiento y redes de gasoductos cumplen con los requisitos técnicos y calidad del cliente
RQ07	Pruebas unitarias	5.1 Director de Proyectos Jefatura de Construcción	5.1	Informe de Pruebas funcionales, aceptadas y validadas por el líder del	Los equipos y facilidades de plataformas de producción,

		es, Constructora 1, 2, 3, 4, 5, 6 Director de Operaciones	5.2 5.3	proyecto de facilidades de plataformas de producción, estaciones de procesamiento y redes de gasoductos	estaciones de procesamiento y redes de gasoductos cumplen con los requisitos técnicos del cliente
RQ08	Pruebas funcionales para verificar que las instalaciones cumplen los requisitos.	5.4 Director de Proyectos Jefatura de Construcción es, Constructora 1, 2, 3, 4, 5, 6 Director de Operaciones	5.4.1 5.4.2 5.4.3	Informe de funcionamiento de facilidades de plataformas de producción, estaciones de procesamiento y redes de gasoductos aprobados y validado por el líder del proyecto.	Los equipos y facilidades de plataformas de producción, estaciones de procesamiento y redes de gasoductos cumplen con los requisitos técnicos del cliente
RQ09	Cierre	6.1 Director de Proyectos Jefatura de Construcción es, Constructora 1, 2, 3, 4, 5, 6 Director de Operaciones	6.1 6.2 6.3	Actas de entrega recepción, Acta de Transferencia Tecnológica de facilidades de plataformas de producción, estaciones de procesamiento y redes de gasoductos aprobados y validado por el líder del proyecto.	Los equipos y facilidades de plataformas de producción, estaciones de procesamiento y redes de gasoductos cumplen con los requisitos técnicos del cliente

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

4.1.1.4 Estructura de desglose de trabajo (EDT/WBS)



Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

4.1.1.5 *Diccionario de la Estructura de Desglose de Trabajo*

Tabla 32 - Diccionario de la Estructura de Desglose de Trabajo

Diccionario de la Estructura de Desglose de Trabajo					
Nombre del proyecto			Gerente del proyecto		
PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) CAPTACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE GAS CRUDO ASOCIADO DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE 60 DE EP PETROECUADOR			Claudio, Luis; Borja, Daniel		
Fecha de inicio del proyecto			Tiempo de duración		
28/3/2024			36 meses		
Código del Proyecto			Versión		
B60-GDP-PRY-004-ALC-0			0		
Entregables y criterios de aceptación del proyecto					
EDT	NOMBRE EDT	DESCRIPCIÓN	ENTREGABLE	RESPONSABLE	CRITERIO DE ACEPTACIÓN
1.1 1.2 1.3 1.4 1.5 1.6 1.7	Estudios de Prefactibilidad	Estudio de prefactibilidad del proyecto y certificación de reservas	<ul style="list-style-type: none"> Informe de análisis técnico, económico Informe de certificación de reservas hidrocarburífero 	1.1 Gerente de proyectos 1.2 Gerente de Desarrollo 1.3 Jefatura de Planificación y Finanzas 1.4 Jefatura de Ingeniería	<ul style="list-style-type: none"> Informe con conclusiones con indicadores positivos de viabilidad técnica y económica a 10 años.
2.1 2.2 2.3 2.4 2.5 2.6 2.7 2.8 2.9 2.10 2.11 2.12	Dirección del Proyecto, Factibilidad y Licencias	<ul style="list-style-type: none"> Dirección, Estudio, Factibilidad Licencias Legales Licencias de Funcionamiento Licencias Ambientales, Licencias Sociales 	<ul style="list-style-type: none"> Informe multidimensional Técnico, Económico, Legal, Tecnológico, Ambiental, Social Certificaciones Licencias Ambientales Licencias Sociales 	2.1 Jefatura de Ingeniería 2.2 Jefatura de Adquisiciones 2.3 Director de Proyectos 2.4 Subdirector Planificación y Finanzas 2.5 Director de Desarrollo 2.6 Subdirector de Seguridad,	<ul style="list-style-type: none"> Plan de la Dirección de Proyecto Aprobado que incluya las líneas base de alcance, costo y tiempo. Licencias y Permisos de funcionamiento aprobados

		<ul style="list-style-type: none"> Estándares para certificaciones 	Permisos de funcionamiento y operación	Salud y Ambiente	<ul style="list-style-type: none"> Subdirector de Relaciones Comunitarias
3.1 3.2 3.3		Levantar información completa sobre los procesos actual y definir alternativas de tecnología y confiabilidad operativa	Informe de descripción y análisis y mejores alternativas de diseño	3.1 Jefatura de Adquisiciones 3.2 Jefatura de Ingeniería 3.3 Consultora de Ingeniería Equipo de Ingeniería 2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6, 2.7	<ul style="list-style-type: none"> Informes de relevamiento del estado actual de las instalaciones y facilidades de plataformas, estaciones de procesamiento y redes de gasoductos.
3.4 3.5	Diseño e Ingenierías de Desarrollo	Especificar las características y selección de equipos y tecnologías para la captación e industrialización de gas asociado	Especificaciones técnicas y procedimientos constructivos y con altos estándares de calidad para equipos e infraestructura deseadas.	3.4 Jefatura de Ingeniería Consultora de Ingeniería Equipo de Ingeniería 2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6, 2.7 3.5 Jefatura de Ingeniería Consultora de Ingeniería Equipo de Ingeniería 2.1, 2.2, 2.3, 2.4, 2.5, 2.6, 2.7	<ul style="list-style-type: none"> Diseños, cálculos, planos y documentos de ingenierías conceptuales, básicos y detalle de cómo será el diseño y funcionalidades de las plataformas de producción, estaciones de procesamiento y captación de gas asociado y gasoductos principales y secundarios. Esta información será verificada por la Fiscalización y Administración del Proyectos y será entregada con los sellos Aprobados para Construcción al Patrocinador

					<p>para sea formalmente conocido.</p> <ul style="list-style-type: none"> • El diseño cumple con los requisitos de EP PETROECUADOR. • Las especificaciones de equipos y construcciones se ajustan a los requerimientos técnicos, ambientales y de calidad. • Las instalaciones de captación se adaptan a la filosofía de operación y control actual de las instalaciones existentes. • Documentación completa y detallada del diseño.
4.0 4.1 4.1.1 4.1.2	Ejecución	Adquisiciones de Terrenos y Equipamientos	Plan de la adquisiciones y gestión de requisiciones	4.1 Jefatura de adquisiciones	Informe aprobado de gestión de adquisiciones de bienes y servicios

4.0 4.2 4.2.1 4.2.2 4.2.3	Ejecución	Construcciones y Ensamblaje de Equipamientos	Facilidades operativas en Plataformas de Producción, Estaciones de Procesamiento y Redes de Gasoductos	4.2 Jefatura de Construcciones Constructora 1, 2, 3, 4, 5, 6	Los equipos y facilidades de plataformas de producción, estaciones de procesamiento y redes de gasoductos cumplen con los requisitos técnicos y calidad del cliente
5.0 5.1 5.2 5.3	Ejecución	Pruebas unitarias	Informe de Pruebas funcionales, aceptadas y validadas por el líder del proyecto de facilidades de plataformas de producción, estaciones de procesamiento y redes de gasoductos	5.1 Director de Proyectos Jefatura de Construcciones, Constructora 1, 2, 3, 4, 5, 6	Los equipos y facilidades de plataformas de producción, estaciones de procesamiento y redes de gasoductos cumplen con los requisitos técnicos del cliente
5.0 5.4	Ejecución	Pruebas funcionales para verificar que las instalaciones cumplen los requisitos.	Informe de funcionamiento de facilidades de plataformas de producción, estaciones de procesamiento y redes de gasoductos aprobados y validado por el líder del proyecto.	5.4 Director de Proyectos Jefatura de Construcciones, Constructora 1, 2, 3, 4, 5, 6 5.5 Director de Operaciones	Los equipos y facilidades de plataformas de producción, estaciones de procesamiento y redes de gasoductos cumplen con los requisitos técnicos del cliente
6.0 6.1 6.2 6.3	Cierre	Establecer la transferencia tecnológica del nuevo equipamiento y las actas de entrega recepción	Actas de entrega recepción, Acta de Transferencia Tecnológica de facilidades de plataformas de producción,	6.1 Director de Proyectos Jefatura de Construcciones, Constructora 1, 2, 3, 4, 5, 6 Director de Operaciones	Los equipos y facilidades de plataformas de producción, estaciones de procesamiento y redes de gasoductos cumplen con los

	a operaciones y mantenimiento.	estaciones de procesamiento y redes de gasoductos aprobados y validado por el líder del proyecto.	requisitos técnicos del cliente
--	--------------------------------	---	---------------------------------

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

4.1.2 Gestión del Cronograma

La metodología y procedimientos necesarios para gestionar el proyecto y sus subproyectos de modo que se completen a tiempo. El Plan para la Gestión del calendario, identificar las actividades, la finalización de actividades, el establecimiento y control de calendarios.

4.1.2.1 Plan para la Gestión del Cronograma

A continuación, se describe el Plan para la Gestión del cronograma para el proyecto:

Tabla 33 - Plan para la Gestión del Cronograma

Plan para la Gestión del Cronograma	
Nombre del proyecto	Gerente del proyecto
PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) CAPTACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE GAS CRUDO ASOCIADO DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE 60 DE EP PETROECUADOR	Claudio, Luis; Borja, Daniel
Fecha de inicio del proyecto	Tiempo de duración
28/3/2024	36 meses
Código del Proyecto	Versión
B60-GDP-PRY-001-CRN-0	0
Objetivos	

Elaborar el Plan del proyecto PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) CAPTACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE GAS CRUDO ASOCIADO DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE 60 DE EP PETROECUADOR aplicando las áreas de conocimiento de acuerdo con los estándares del PMBOK®.

Enfoque para la definición del cronograma

Una vez se tiene la validación y autorización de la línea inicial del alcance por parte del Patrocinador se procederá a identificar y determinar las actividades de cada paquete de trabajo que se encuentra detallado en la EDT/WBS, en cada paquete de trabajo se asigna las tareas necesarias para su consecución y que debe incluir lo siguiente:

- Identificación de la Cuenta de Asignación de Fondos Presupuestales
- Nombre de la Cuenta de Asignación de Fondos Presupuestales
- Identificación de los paquetes de trabajo
- Nombres de los paquetes de trabajo
- Identificación por cada tarea
- Nombres de las tareas
- Actividades predecesoras
- Alcance de la tarea
- Inicio y Fin
- Recursos de las actividades
- Responsable de las tareas

Los sponsors y director de proyectos decidirán las tareas finales del proyecto.

Enfoque para la programación del proyecto y estimación duración de las

El desglose del trabajo se realizará de la siguiente manera:

- Para estimar el tiempo de las tareas se hará uso de la estimación en ascenso, empezando por el nivel más bajo de la EDT
- Para el diagrama de red se utilizan los entregables que se encuentran definidos en la EDT/WBS, una vez secuenciadas las tareas se procede a proyectar la duración de cada una de ellas, se ha determinado que se lo realizará mediante la estimación analógica, se incluirá el análisis de ruta crítica CPM.
- Para proyectar la duración se considera que las actividades en las fases de estudios y dirección del proyecto se realizarán en días laborales de 8 horas de lunes a viernes, excluyendo fines de semanas y feriados.
- En la estimación de la duración de tareas de construcción se considera que las actividades se realizarán todos los días los 365 días con 10 horas diarias incluidos fines de semana y feriados.
- Se establece que las actividades estimadas con duración mayor a 15 días tendrán un nivel de exactitud del 95% mientras que las actividades con duración menor o igual a 15 días tendrán un nivel de exactitud del 85%.
- El esfuerzo del recurso humano se mide en base a las horas hombre que se requerirá para llevar a cabo cada actividad.
- El cumplimiento de los proveedores se establecerá con los tiempos establecidos contractualmente.

Enfoque para desarrollo del cronograma

- Se desarrollará a partir de identificar, secuenciar, evaluar la duración y definir los requisitos de personal necesario para cada tarea.
- Para realizar el cronograma se utilizará la herramienta MS Project.
- Se incluirá en el cronograma los hitos del proyecto que se detallan en el Alcance.
- Se utilizará la herramienta de compresión del cronograma en caso de que sea necesario acotar o acelerar su duración para cumplir con las fechas establecidas.
- Parámetros de aceptación.
- El patrocinador y gerente de proyectos validarán y aprobarán la línea inicial del cronograma.

Enfoque para control del cronograma

En el seguimiento del cumplimiento del cronograma se considerará lo siguiente:

- Reuniones cada 15 días entre el director de Proyecto y el Sponsor para validar el avance del proyecto.
- Se estima que la duración de las reuniones será de una hora.
- Se deberán realizar presentaciones de avance quincenales.
- Las observaciones y cambios realizadas por el Patrocinador serán comunicadas al equipo del proyecto.
- La técnica que se utilizará para controlar el cronograma es el análisis del valor ganado para evaluar la desviación existente frente a la línea inicial del cronograma, el análisis del proyecto incluirá el Indicador de Desempeño del Cronograma (SPI). Este indicador se calcula como: $SPI = EV / PV$. PV: es el valor planificado y EV: el valor ganado.
 - El valor del plan se determinará aplicando el enfoque si la métrica por debajo del 80%, o por encima del 100%
 - si los valores están por debajo del 75%, se requiere una acción urgente para corregir el indicador.
 - Un valor superior al 105% se considera una alarma en puntos de calificación.

Enfoque para Impacto en el proyecto por cambios en el cronograma

Se analizarán 3 aspectos para identificar el impacto producido por modificaciones en el cronograma.

- Costo: dependiendo de la variación de tiempos dentro del cronograma el costo podría aumentar o reducirse.
- Tiempo: se medirá la influencia de un cambio en el cronograma en la ruta crítica.
- Calidad: se valorará como imprevistos dentro del cronograma afectan la calidad.

Los cambios que sean solicitado por el patrocinador serán evaluados y enviados al comité de cambios para ser gestionados en el proceso de Control Integrado de Cambios.

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

Tabla 34 – Cronograma del proyecto

EDT	Nombre	Inicio	Fin	Duración
	Proyecto Captación de Gas Asociado en Sacha	15/05/2024	26/06/2030	1 596d
1	Estudios de Prefactibilidad	15/05/2024	05/11/2024	125d
1.1	Acta de Constitución del Proyecto Interna	15/05/2024	21/05/2024	5d
1.2	Análisis de Pre factibilidad	21/05/2024	13/08/2024	60d
1.3	Estudios de Certificación de Reservas	22/05/2024	13/08/2024	60d
1.4	Estudios de Plan de la producción de Oil y gas	22/05/2024	13/08/2024	60d
1.5	Informe Técnico Económico	08/08/2024	24/09/2024	30d
1.6	Revisión Informe Pre factibilidad	25/09/2024	05/11/2024	30d
1.7	Autorización Prefactibilidad e Inicio de Proyecto	05/11/2024	05/11/2024	0d
2	Dirección de Proyecto, Factibilidad y Licencias	15/05/2024	04/02/2026	451d
2.1	Contratación Estudios de Factibilidad y Planificación	19/09/2024	30/10/2024	30d
2.2	Acta de Inicio de Estudios de Factibilidad y Planificación	30/10/2024	30/10/2024	0d
2.3	Estudio de Factibilidad	31/10/2024	01/01/2025	45d
2.4	Análisis técnico y económico de proyecto	15/05/2024	06/08/2024	60d
2.5	Ubicación Geográfica	15/05/2024	21/05/2024	5d
2.6	Preparación del Plan del Proyecto	02/01/2025	05/03/2025	45d
2.7	Revisión Plan de la Proyecto	06/03/2025	12/03/2025	5d
2.8	Autorización Plan de la Proyecto	12/03/2025	12/03/2025	0d

2.9	Licencias Ambientales	06/03/2025	20/08/2025	120d
2.10	Autorización Licencias Ambientales	21/08/2025	04/02/2026	120d
2.11	Licencias Comunitarias	15/05/2024	19/08/2025	120d
2.12	Autorización Licencias Comunitarias	20/08/2025	03/02/2026	120d
3	Diseño e Ingenierías de Desarrollo	13/03/2025	27/01/2027	490d
3.1	Contratación Ingeniería	13/03/2025	04/06/2025	60d
3.2	Acta de Inicio de Ingeniería Básica y Detalle	05/06/2025	16/07/2025	30d
3.3	Ingeniería Conceptual	17/07/2025	03/12/2025	100d
3.3.1	Plataformas Producción	17/07/2025	17/09/2025	45d
3.3.2	Estaciones de Procesamiento	17/07/2025	03/12/2025	100d
3.3.2.1	Central	17/07/2025	10/09/2025	40d
3.3.2.2	Sur	07/08/2025	01/10/2025	40d
3.3.2.3	Norte 1	28/08/2025	22/10/2025	40d
3.3.2.4	Norte 2	18/09/2025	12/11/2025	40d
3.3.2.5	198	09/10/2025	03/12/2025	40d
3.3.3	Gasoductos	17/07/2025	24/09/2025	50d
3.3.3.1	Gasoductos Principales	17/07/2025	24/09/2025	50d
3.3.3.2	Gasoductos secundarios	17/07/2025	27/08/2025	30d
3.4	Ingeniería Básica	04/12/2025	08/04/2026	90d
3.4.1	Plataformas Producción	04/12/2025	25/02/2026	60d

3.4.2	Estaciones de Procesamiento	04/12/2025	25/02/2026	60d
3.4.2.1	Central	04/12/2025	25/02/2026	60d
3.4.2.2	Sur	04/12/2025	25/02/2026	60d
3.4.2.3	Norte 1	04/12/2025	25/02/2026	60d
3.4.2.4	Norte 2	04/12/2025	25/02/2026	60d
3.4.2.5	198	04/12/2025	25/02/2026	60d
3.4.3	Gasoductos	04/12/2025	08/04/2026	90d
3.4.3.1	Gasoductos Principales	04/12/2025	04/02/2026	45d
3.4.3.2	Gasoductos secundarios	05/02/2026	08/04/2026	45d
3.5	Ingeniería Detalle	09/04/2026	27/01/2027	210d
3.5.1	Plataformas Producción	09/04/2026	27/01/2027	210d
3.5.2	Estaciones de Procesamiento	09/04/2026	27/01/2027	210d
3.5.2.1	Central	09/04/2026	27/01/2027	210d
3.5.2.2	Sur	09/04/2026	27/01/2027	210d
3.5.2.3	Norte 1	09/04/2026	27/01/2027	210d
3.5.2.4	Norte 2	09/04/2026	27/01/2027	210d
3.5.2.5	198	09/04/2026	27/01/2027	210d
3.5.3	Gasoductos	09/04/2026	23/09/2026	120d
3.5.3.1	Gasoductos Principales	09/04/2026	23/09/2026	120d
3.5.3.2	Gasoductos secundarios	09/04/2026	23/09/2026	120d

4	Ejecución	09/04/2026	26/09/2029	905d
4.1	Adquisiciones	09/04/2026	25/08/2027	360d
4.1.1	Adquisición de Terrenos	09/04/2026	23/09/2026	120d
4.1.1.1	Avalúos y Compra	09/04/2026	23/09/2026	120d
4.1.2	Adquisiciones de Equipos y Materiales	09/04/2026	25/08/2027	360d
4.1.2.1	Plataformas	09/04/2026	25/08/2027	360d
4.1.2.2	Estaciones de Procesamiento	09/04/2026	25/08/2027	360d
4.1.2.3	Gasoductos	09/04/2026	25/08/2027	360d
4.2	Construcciones	24/09/2026	26/09/2029	785d
4.2.1	Adecuación de Áreas y Terrenos	24/09/2026	16/02/2028	365d
4.2.1.1	Plataformas Producción	24/09/2026	16/02/2028	365d
4.2.1.2	Estaciones de Procesamiento	24/09/2026	02/06/2027	180d
4.2.1.2.1	Central	24/09/2026	02/06/2027	180d
4.2.1.2.2	Sur	24/09/2026	02/06/2027	180d
4.2.1.2.3	Norte 1	24/09/2026	02/06/2027	180d
4.2.1.2.4	Norte 2	24/09/2026	02/06/2027	180d
4.2.1.2.5	198	24/09/2026	02/06/2027	180d
4.2.2	Montaje de Equipos	26/08/2027	17/01/2029	365d
4.2.2.1	Plataformas Producción	26/08/2027	17/01/2029	365d
4.2.2.2	Estaciones de Procesamiento	26/08/2027	29/12/2027	90d

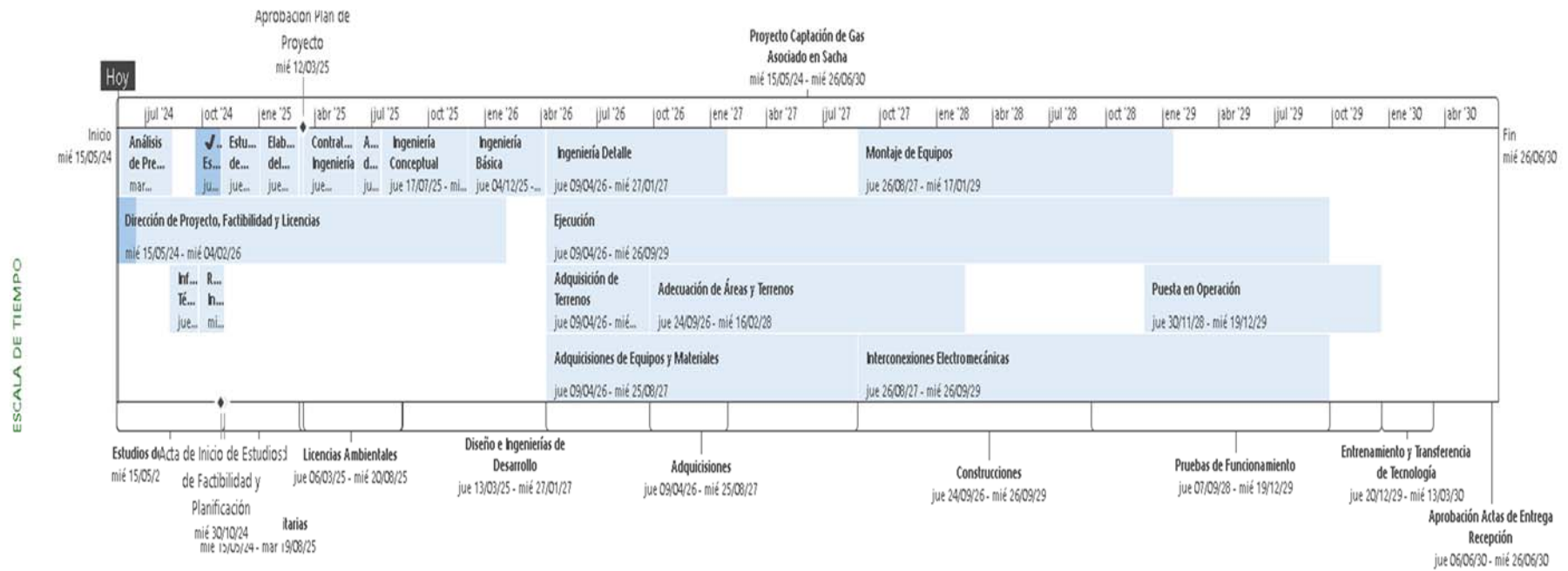
4.2.2.2.1	Central	26/08/2027	29/12/2027	90d
4.2.2.2.2	Sur	26/08/2027	29/12/2027	90d
4.2.2.2.3	Norte 1	26/08/2027	29/12/2027	90d
4.2.2.2.4	Norte 2	26/08/2027	29/12/2027	90d
4.2.2.2.5	198	26/08/2027	29/12/2027	90d
4.2.3	Interconexiones Electromecánicas	26/08/2027	26/09/2029	545d
4.2.3.1	Plataformas Producción	18/01/2029	26/09/2029	180d
4.2.3.2	Estaciones de Procesamiento	30/12/2027	06/09/2028	180d
4.2.3.2.1	Central	30/12/2027	06/09/2028	180d
4.2.3.2.2	Sur	30/12/2027	06/09/2028	180d
4.2.3.2.3	Norte 1	30/12/2027	06/09/2028	180d
4.2.3.2.4	Norte 2	30/12/2027	06/09/2028	180d
4.2.3.2.5	198	30/12/2027	06/09/2028	180d
4.2.3.3	Gasoductos	26/08/2027	10/01/2029	360d
4.2.3.3.1	Gasoductos Principales	26/08/2027	10/01/2029	360d
4.2.3.3.2	Gasoductos secundarios	26/08/2027	10/01/2029	360d
5	Pruebas de Funcionamiento	07/09/2028	19/12/2029	335d
5.1	Plataformas Producción	27/09/2029	07/11/2029	30d
5.2	Estaciones de Procesamiento	07/09/2028	29/11/2028	60d
5.2.1	Central	07/09/2028	29/11/2028	60d

5.2.2	Sur	07/09/2028	29/11/2028	60d
5.2.3	Norte 1	07/09/2028	29/11/2028	60d
5.2.4	Norte 2	07/09/2028	29/11/2028	60d
5.2.5	198	07/09/2028	29/11/2028	60d
5.3	Gasoductos	11/01/2029	21/02/2029	30d
5.3.1	Gasoductos Principales	11/01/2029	21/02/2029	30d
5.3.2	Gasoductos secundarios	11/01/2029	21/02/2029	30d
5.4	Puesta en Operación	30/11/2028	19/12/2029	275d
5.4.1	Plataformas Producción	08/11/2029	19/12/2029	30d
5.4.2	Estaciones de Procesamiento	30/11/2028	10/01/2029	30d
5.4.2.1	Central	30/11/2028	10/01/2029	30d
5.4.2.2	Sur	30/11/2028	10/01/2029	30d
5.4.2.3	Norte 1	30/11/2028	10/01/2029	30d
5.4.2.4	Norte 2	30/11/2028	10/01/2029	30d
5.4.2.5	198	30/11/2028	10/01/2029	30d
5.4.3	Gasoductos	22/02/2029	04/04/2029	30d
5.4.3.1	Gasoductos Principales	22/02/2029	04/04/2029	30d
5.4.3.2	Gasoductos secundarios	22/02/2029	04/04/2029	30d
6	Cierre	20/12/2029	26/06/2030	135d
6.1	Entrenamiento y Transferencia de Tecnología	20/12/2029	13/03/2030	60d

6.2	Actas de Entrega Recepción	14/03/2030	05/06/2030	60d
6.3	Autorización Actas de Entrega Recepción	06/06/2030	26/06/2030	15d

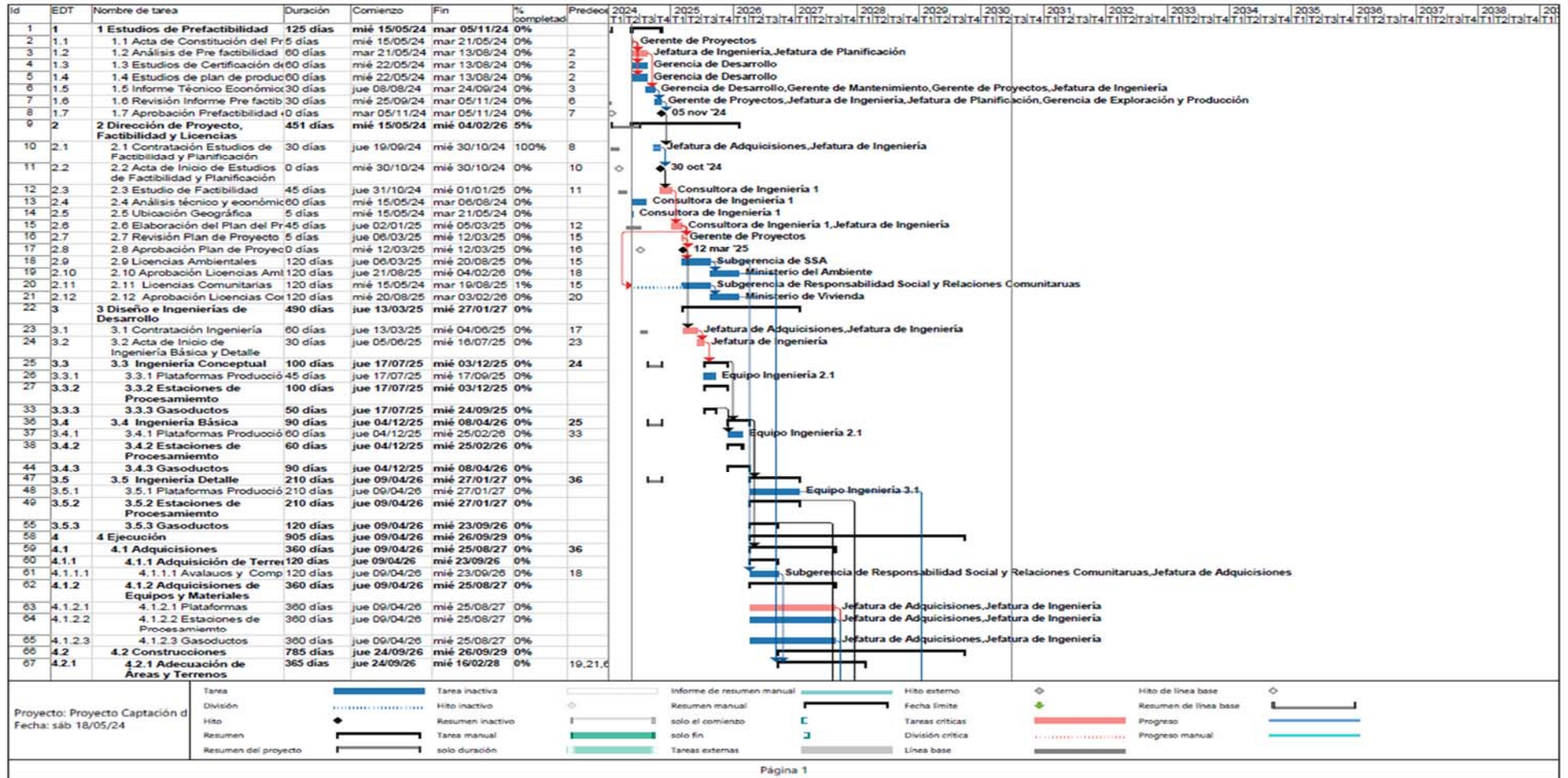
Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

4.1.2.2 Línea de tiempo

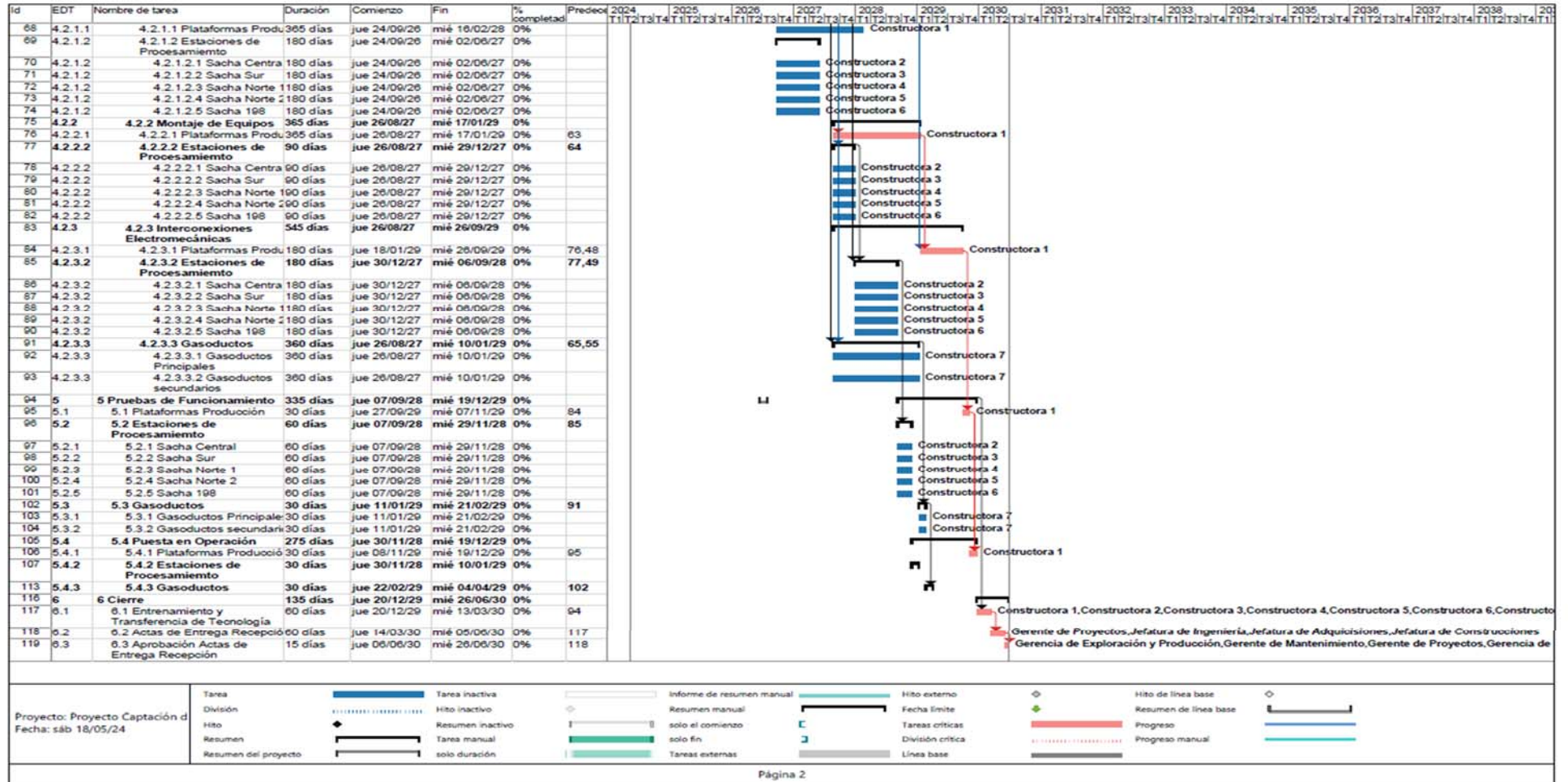


Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

4.1.2.3 Cronograma



Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel



Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

4.1.3 Gestión del Costo

En el plan gestión de costos del proyecto se desarrollará el presupuesto asignado mediante la estimación de costos, contingente y sus métricas para control frente variaciones conforme el nivel de precisión del presupuesto, la gestión y control de delo gastos, a continuación, el Plan para la Gestión de costos:

4.1.3.1 Planificación de la Gestión del Costo

Tabla 35 – Plan para la Gestión del costo

Plan para la Gestión del Costo	
Nombre del proyecto	Gerente del proyecto
PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) CAPTACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE GAS CRUDO ASOCIADO DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE 60 DE EP PETROECUADOR	Claudio, Luis; Borja, Daniel
Fecha de inicio del proyecto	Tiempo de duración
28/3/2024	36 meses
Código del Proyecto	Versión
B60-GDP-PRY-001-COS-0	0
Objetivos	
Elaborar el Plan del proyecto PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) CAPTACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE GAS CRUDO ASOCIADO DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE 60 DE EP PETROECUADOR aplicando las áreas de conocimiento de acuerdo con los estándares del PMBOK®.	
Enfoque para la gestión del costo	

- El proyecto será financiado el 100% con recursos propios.
- El director general y director de Exploración de Producción serán los encargados de aprobar la asignación del presupuesto.
- El Gerente de proyectos estará a cargo como Ordenador de Gasto y será el encargado de controlar los gastos que se realicen, adicional también realizarán la actualización de los datos económicos según avance el trabajo.
- Se aprobará mediante el sistema de gestión de cambios modificación en el presupuesto inicial.
- El departamento de Costos y Finanzas estará a cargo de entregar el costo actual en función a las facturas registradas.
 - El indicador usado en el proyecto será el CPI (indicador de Desempeño del Costo), este indicador se calcula como: $CPI = EV/AC$, donde el CPI=índice de desempeño de costos, BAC=presupuesto del proyecto

Los patrocinadores y director de proyectos decidirán las actividades finales del proyecto.

Enfoque para la estimación del presupuesto

- Los costos directos que están directamente relacionado con el alcance y la ejecución del proyecto se incluyen en la estimación de los costos
- El cálculo de costos se usará empleando costos históricos y estudios de mercado para tener una mayor precisión.
- Se realizará la estimación de costos por actividad
- Para determinar el costo de equipos se realizará con información de costos históricos y estudios de mercado
- Los costos de hora – hombre se determinará usando los costos históricos y con estudios de mercado

Enfoque para desarrollo del costo

- Conforme el nivel de la estimación del costo clase 5, 4, 3, 2, 1 presupuestado, se incluirá el valor del porcentaje de contingencia obtenido en el Plan para la Gestión de riesgos.
- Para estudios y consultorías se tomará el mejor costo precio y calidad

Enfoque para control del costo

Esta metodología evalúa el cumplimiento del Plan del proyecto, y analizara cualquier solicitud de cambio a la línea inicial del alcance

- Reuniones cada 15 días entre el Gerente de proyectos y el Patrocinador para confirmar los gastos del proyecto.
- El avance del proyecto contable se realizará el 20 de cada mes, mediante un informe de la Coordinación de Control de Ejecución Presupuestaria, el cual deberá contener la siguiente información:
 - CPI (indicador de Desempeño del Costo), este indicador se calcula como: $CPI = EV/AC$, donde el CPI=índice de desempeño de costos, BAC= presupuesto del proyecto
 - Similarmente, se utilizará el VAC para medir el cambio entre la línea base y el trabajo realizado; esto se calcula como $VAC = BAC - EAC$.
- Se estima que la duración de las reuniones será de una hora.
- Se deberán realizar presentaciones de avance quincenales.
- Las observaciones y cambios realizadas por el Patrocinador serán comunicadas al equipo del proyecto.
- Se considerará en el proyecto los siguientes criterios de aceptación y corrección:
 - CPI: entre el 95% y 100%, se considera permisible.
 - CPI: entre el 80% y 94%, establecerá alerta y planes de acción
 - CPI: por debajo del 80%, se considerará indicador crítico
 - CPI: ente el 100% y 105%. aceptable un indicador
 - CPI: si supera el 105% el indicador se analizan acciones correctivas.
- Para evaluar las proyecciones se aplicará el EAC (indicador del presupuesto al finalizar); que se calcula como $EAC = BAC/CPI$
- Similarmente, se utilizará el VAC para medir el cambio entre la línea base y el trabajo realizado; esto se calcula como $VAC = BAC - EAC$.

Enfoque para Impacto en el proyecto por cambios del costo

Se analizarán 3 aspectos para identificar el impacto producido por modificaciones en el alcance, cronograma e impacto en el costo: dependiendo de la variación de tiempos dentro del cronograma el costo podría aumentar o reducirse y calidad: se valorará como imprevistos dentro del cronograma afectan la calidad.

Los cambios que sean solicitado por el patrocinador serán evaluados y enviados al comité de cambios para ser gestionados a través del proceso de Control Integrado de Cambios.

Estimación de Costos

Tipo de Estimación	Método de	Precisión
---------------------------	------------------	------------------

Presupuestal	AACE Clase 4	+50% -50%
Unidades de medición		
Tipos de recursos	Unidad de Medición	
Humano	US/hora	<ul style="list-style-type: none"> • Director de Proyectos = 250 \$/hora = 10 especialistas x 25 \$/hora • Director de Desarrollo = 250 \$/hora = 10 especialistas x 25 \$/hora • Jefatura de ingeniería = 300 \$/hora = 10 especialistas x 30 \$/hora • Jefatura de Construcciones = 300 \$/hora = 10 especialistas x 30 \$/hora • Director de Operaciones = 150 \$/hora = 5 Intendentes x 30 \$/hora • Director de Mantenimiento = 250 \$/hora = 10 especialistas x 25 \$/hora • Jefatura de Adquisiciones = 300 \$/hora = 10 especialistas x 30 \$/hora
Terrenos	USD / Ha	<ul style="list-style-type: none"> • Adquisiciones de Terrenos
Material	USD / Unidad	<ul style="list-style-type: none"> • Adquisiciones de Materiales

Equipos	USD / Unidad	<ul style="list-style-type: none"> • Adquisiciones de Equipos 	
Maquinaria	USD/hora	<ul style="list-style-type: none"> • 	
Servicios	USD/Uso	<ul style="list-style-type: none"> • Ingeniería Conceptual, Básica y de Detalle • Montaje, Construcción e Interconexiones Electromecánicas • Pruebas y puesta en operación 	
Métodos de Control			
Alcance	Métodos de	Frecuencia	
Todo el Proyecto	Valor Ganado	Semanal	
Niveles de Estimación			
Nivel	Tipo	Precisión	Contratación
Clase V	Estimación de estudios	+100 % - 50 %	Estudios
Clase IV	Estimación de estudios	+50% -30%	Estudios
Clase III	Ingeniería Básica	+30% -20%	Adquisiciones de Equipos
Clase II	Ingeniería de Detalle	+20% -15%	Construcciones Electromecánica
Clase I	Ingeniería de Detalle	+15% -10%	Construcciones Civiles
Procesos de Gestión de Costos			
Estimación	Juicio de expertos		

Herramientas	Metodologías de la AACE e Históricos	<ul style="list-style-type: none"> • Análisis de Precios Unitarios • Estudios de Mercado • Bitácoras de Históricos
Elaboradores	Expertos Técnicos	Estimación de cantidades de obra y definición de equipos
Revisores	Coordinaciones	Verificación de especificaciones técnicas y mejor precio
Aprobador	Gerente de proyectos	Validación y Autorización presupuesto
Control	Administrador de Proyectos	El director de Proyecto presentará informes de Valor Ganado (EV) en reuniones semanales el primer día laborable de cada semana.

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

Tabla 36 – Desglose de Costos

EDT	Nombre	Costo
	Proyecto Captación de Gas Asociado en Sacha	\$ 218 879 800.00
1	Estudios de Prefactibilidad	\$ 1 408 000.00
1.1	Acta de Constitución del Proyecto Interna	\$ 10 000.00
1.2	Análisis de Pre factibilidad	\$ 144 000.00
1.3	Estudios de Certificación de Reservas	\$ 120 000.00
1.4	Estudios de Plan de la producción de Oil y gas	\$ 120 000.00
1.5	Informe Técnico Económico	\$ 252 000.00
1.6	Revisión Informe Pre factibilidad	\$ 162 000.00
1.7	Autorización Prefactibilidad e Inicio de Proyecto	\$ -
2	Dirección de Proyecto, Factibilidad y Licencias	\$ 4 752 800.00
2.1	Contratación Estudios de Factibilidad y Planificación	\$ 72 000.00
2.2	Acta de Inicio de Estudios de Factibilidad y Planificación	\$ 1 200.00

2.3	Estudio de Factibilidad	\$ 951 000.00
2.4	Análisis técnico y económico de proyecto	\$ 168 000.00
2.5	Ubicación Geográfica	\$ 14 000.00
2.6	Preparación del Plan de la Proyecto	\$ 359 000.00
2.7	Revisión Plan de la Proyecto	\$ 4 000.00
2.8	Autorización Plan de la Proyecto	\$ -
2.9	Licencias Ambientales	\$ 192 000.00
2.10	Autorización Licencias Ambientales	\$ 48 000.00
2.11	Licencias Comunitarias	\$ 192 000.00
2.12	Autorización Licencias Comunitarias	\$ 48 000.00
3	Diseño e Ingenierías de Desarrollo	\$ 15 315 000.00
3.1	Contratación Ingeniería	\$ 288 000.00
3.2	Acta de Inicio de Ingeniería Básica y Detalle	\$ 72 000.00
3.3	Ingeniería Conceptual	\$ 2 141 000.00
3.3.1	Plataformas Producción	\$ 1 080 000.00
3.3.2	Estaciones de Procesamiento	\$ 725 000.00
3.3.2.1	Central	\$ 145 000.00
3.3.2.2	Sur	\$ 145 000.00
3.3.2.3	Norte 1	\$ 145 000.00
3.3.2.4	Norte 2	\$ 145 000.00
3.3.2.5	198	\$ 145 000.00
3.3.3	Gasoductos	\$ 336 000.00
3.3.3.1	Gasoductos Principales	\$ 336 000.00
3.3.3.2	Gasoductos secundarios	\$ -
3.4	Ingeniería Básica	\$ 3 290 000.00
3.4.1	Plataformas Producción	\$ 2 025 000.00
3.4.2	Estaciones de Procesamiento	\$ 875 000.00
3.4.2.1	Central	\$ 175 000.00
3.4.2.2	Sur	\$ 175 000.00
3.4.2.3	Norte 1	\$ 175 000.00
3.4.2.4	Norte 2	\$ 175 000.00
3.4.2.5	198	\$ 175 000.00
3.4.3	Gasoductos	\$ 390 000.00
3.4.3.1	Gasoductos Principales	\$ 390 000.00

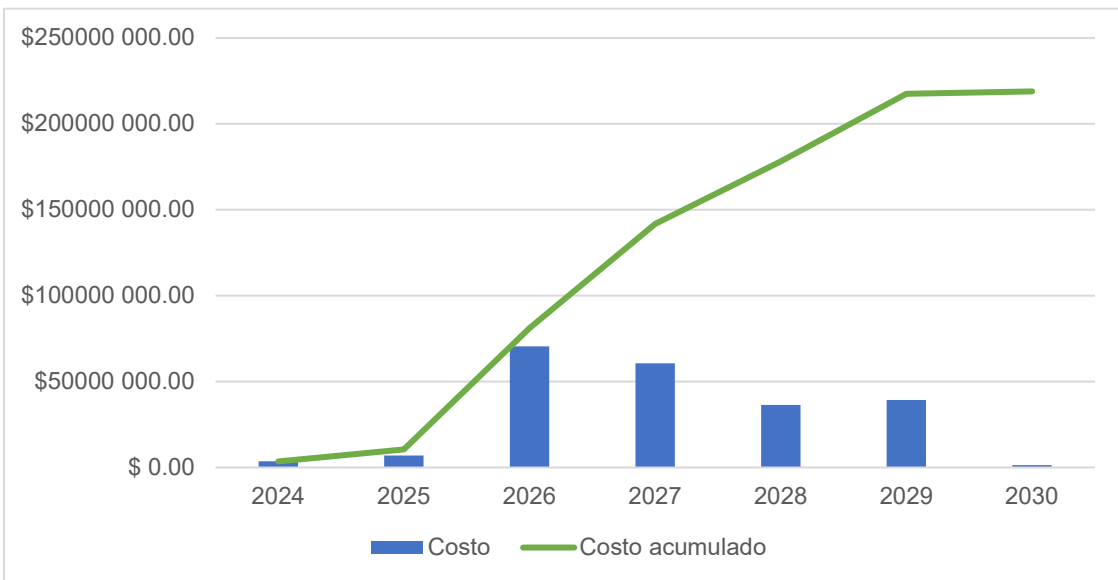
3.4.3.2	Gasoductos secundarios	\$	-
3.5	Ingeniería Detalle	\$	7 368 000.00
3.5.1	Plataformas Producción	\$	3 975 000.00
3.5.2	Estaciones de Procesamiento	\$	1 725 000.00
3.5.2.1	Central	\$	345 000.00
3.5.2.2	Sur	\$	345 000.00
3.5.2.3	Norte 1	\$	345 000.00
3.5.2.4	Norte 2	\$	345 000.00
3.5.2.5	198	\$	345 000.00
3.5.3	Gasoductos	\$	1 668 000.00
3.5.3.1	Gasoductos Principales	\$	1 668 000.00
3.5.3.2	Gasoductos secundarios	\$	-
4	Ejecución	\$	194 758 000.00
4.1	Adquisiciones	\$	110 614 000.00
4.1.1	Adquisición de Terrenos	\$	480 000.00
4.1.1.1	Avalúos y Compra	\$	480 000.00
4.1.2	Adquisiciones de Equipos y Materiales	\$	110 134 000.00
4.1.2.1	Plataformas	\$	16 728 000.00
4.1.2.2	Estaciones de Procesamiento	\$	86 728 000.00
4.1.2.3	Gasoductos	\$	6 678 000.00
4.2	Construcciones	\$	77 990 000.00
4.2.1	Adecuación de Áreas y Terrenos	\$	-
4.2.1.1	Plataformas Producción	\$	-
4.2.1.2	Estaciones de Procesamiento	\$	-
4.2.1.2.1	Central	\$	-
4.2.1.2.2	Sur	\$	-
4.2.1.2.3	Norte 1	\$	-
4.2.1.2.4	Norte 2	\$	-
4.2.1.2.5	198	\$	-
4.2.2	Montaje de Equipos	\$	-
4.2.2.1	Plataformas Producción	\$	-
4.2.2.2	Estaciones de Procesamiento	\$	-
4.2.2.2.1	Central	\$	-
4.2.2.2.2	Sur	\$	-

4.2.2.2.3	Norte 1	\$	-
4.2.2.2.4	Norte 2	\$	-
4.2.2.2.5	198	\$	-
4.2.3	Interconexiones Electromecánicas	\$	77 990 000.00
4.2.3.1	Plataformas Producción	\$	36 450 000.00
4.2.3.2	Estaciones de Procesamiento	\$	16 660 000.00
4.2.3.2.1	Central	\$	4 270 000.00
4.2.3.2.2	Sur	\$	3 840 000.00
4.2.3.2.3	Norte 1	\$	2 450 000.00
4.2.3.2.4	Norte 2	\$	3 740 000.00
4.2.3.2.5	198	\$	2 360 000.00
4.2.3.3	Gasoductos	\$	24 880 000.00
4.2.3.3.1	Gasoductos Principales	\$	14 800 000.00
4.2.3.3.2	Gasoductos secundarios	\$	10 080 000.00
5	Pruebas de Funcionamiento	\$	1 134 000.00
5.1	Plataformas Producción	\$	-
5.2	Estaciones de Procesamiento	\$	-
5.2.1	Central	\$	-
5.2.2	Sur	\$	-
5.2.3	Norte 1	\$	-
5.2.4	Norte 2	\$	-
5.2.5	198	\$	-
5.3	Gasoductos	\$	-
5.3.1	Gasoductos Principales	\$	-
5.3.2	Gasoductos secundarios	\$	-
5.4	Puesta en Operación	\$	330 000.00
5.4.1	Plataformas Producción	\$	-
5.4.2	Estaciones de Procesamiento	\$	-
5.4.2.1	Central	\$	-
5.4.2.2	Sur	\$	-
5.4.2.3	Norte 1	\$	-
5.4.2.4	Norte 2	\$	-
5.4.2.5	198	\$	-
5.4.3	Gasoductos	\$	-

5.4.3.1	Gasoductos Principales	\$ -
5.4.3.2	Gasoductos secundarios	\$ -
6	Cierre	\$ 1 512 000.00
6.1	Entrenamiento y Transferencia de Tecnología	\$ 264 000.00
6.2	Actas de Entrega Recepción	\$ 408 000.00
6.3	Autorización Actas de Entrega Recepción	\$ 138 000.00

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

Ilustración 20 – Flujo de Caja de las Inversiones del Proyecto – Curva S



Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

Tabla 37 – Presupuesto

EDT	Descripción	Costo	%
1	Estudios de Prefactibilidad	\$ 1 408 000.00	1%
2	Dirección de Proyecto, Factibilidad y Licencias	\$ 4 752 800.00	2%
3	Diseño e Ingenierías de Desarrollo	\$ 15 315 000.00	7%
4	Ejecución (4.1+4.2)		
4.1	Adquisiciones	\$ 116 768 000.00	53%
4.2	Construcciones	\$ 77 990 000.00	36%
5	Pruebas de Funcionamiento	\$ 1 134 000.00	1%

6	Cierre	\$ 1 512 000.00	1%
A	Estimado de Costos Clase 4 (A)	\$ 218 879 800.00	
B	Riesgo de Contingencia (B) (Clase 4 +41%) Según AACE Clase 4 (+50%/-30%)	\$ 89 868 318.00	41%
C	Línea Base Presupuesto (C)=(A+B)	\$ 308 667 118.00	
D	Reserva de la Administración y Fiscalización (D) (+5%)	\$ 15 443 335.00	5%
E	Presupuesto Total del Proyecto (E)=(C+D)	\$ 324 100 473.00	

4.2 Desarrollar la planificación de la gestión de la calidad, de los recursos y de las comunicaciones.

4.2.1 Gestión de la Calidad

A continuación, se estructura el Plan para la Gestión de la Calidad identificando los requisitos y/o estándares de calidad dentro del proyecto de administración de riesgos en los proyectos y sus entregables.

Tabla 38 - Plan para la Gestión de calidad

Plan para la Gestión de Calidad	
Nombre del proyecto	Gerente del proyecto
PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) CAPTACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE GAS CRUDO ASOCIADO DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE 60 DE EP PETROECUADOR	Claudio, Luis; Borja, Daniel
Fecha de inicio del proyecto	Tiempo de duración
28/3/2024	36 meses

Código del Proyecto	Versión
B60-GDP-PRY-001-CAL-0	0
Objetivos	
<p>Elaborar el Plan del proyecto PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) CAPTACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE GAS CRUDO ASOCIADO DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE 60 DE EP PETROECUADOR aplicando las áreas de conocimiento de acuerdo con los estándares del PMBOK® y sus buenas prácticas</p>	
Normas de Calidad	
<p>Se examinará la calidad antes que se complete un paquete de trabajo Las solicitudes de cambio serán realizadas por escrito, conforme se determina en el Plan para la Gestión de Comunicaciones</p> <ul style="list-style-type: none"> • Política Nro. PCA.03 Gestión de Calidad Empresarial con base en la norma ISO9001 • Procedimientos Internos del Departamento de Riesgos y Control de Calidad • Plan de la Inspección y pruebas • Sistema de manejo de cambios • Análisis de riesgos de procesos • Gestión de producto no conforme • Revisiones de seguridad previa al arranque • Normas técnicas aplicables a la industria petrolera (API, ASME, ISA, IEC, ANSI) 	
Aseguramiento de la Calidad	

Para asegurar la calidad de los entregables durante las fases de planificación e ingeniería se realizarán auditorías internas mensuales, las mismas que serán presentadas al director de proyecto con el fin de evitar desviaciones tomando acciones preventivas y correctivas.

Durante la ejecución, el aseguramiento de calidad se realizará en base a los procedimientos internos del departamento de Control de Calidad.

Control de la Calidad

El Control de Calidad del proyecto se realizará en base al procedimiento interno de Control de Calidad, en cada fase se realizarán las pruebas requeridas, se llenarán los respectivos registros de pruebas para seguimiento y control del departamento de Control de Calidad.

Entregables y Procesos sujetos a revisión de Calidad

Código EDT	Nombre del Paquete de Trabajo	Procesos
1	Estudios de Prefactibilidad	<ul style="list-style-type: none">• Evaluación de los entregables previa entrega, contenido acorde a lo solicitado por los entes de control.
2	Dirección de Proyecto, Factibilidad y Licencias	<ul style="list-style-type: none">• Revisión técnica del contenido de los entregables, deberán incluir estudios técnicos, económicos bien respaldados.
3	Diseño e Ingenierías de Desarrollo	<ul style="list-style-type: none">• Evaluación de los entregables previa entrega, contenido de los documentos de ingeniería acorde a las buenas prácticas.

4	Ejecución	<ul style="list-style-type: none"> • Aplicación de los procedimientos de control de calidad durante la ejecución: • Gestión de producto no conforme • Manejo de cambios
5	Pruebas	<ul style="list-style-type: none"> • Plan de la Inspección y pruebas • Revisiones de seguridad previa al arranque • Análisis de riesgos de procesos
6	Cierre	<ul style="list-style-type: none"> • Evaluación de los entregables previa recepción, talleres de lecciones aprendidas, encuestas de satisfacción del cliente

Roles y responsabilidades

Rol No. 1: Patrocinador	Objetivo del Rol: Aceptación de la calidad del proyecto
	Funciones: Revisar, evaluar, aprobar y solicitar acciones preventivas y correctivas
	Nivel de Autoridad: Alto
	Aseguramiento: X Control: X
	Reporta a: Directorio de la empresa
Rol No. 2: Director de Proyecto	Objetivo del Rol: Gestionar el cumplimiento de la calidad
	Funciones: Gestionar entregables, definir roles, aprobar actividades, identificar e implementar acciones correctivas
	Nivel de Autoridad: Medio
	Aseguramiento: X Control: X

	Reporta a: Patrocinador
Rol No. 3: Equipo de trabajo	Objetivo del Rol: Aplicar los estándares de calidad en la ejecución del proyecto
	Funciones: Realizar entregables, identificar desviaciones, reportar hallazgos
	Nivel de Autoridad: Bajo
	Aseguramiento: Control: X
	Reporta a: director de proyecto
Rol No.4: Supervisor de Control de Calidad	Objetivo del Rol: Seguimiento y monitoreo de la calidad del proyecto
	Funciones: Revisar, auditar, identificar desviaciones, solicitar acciones correctivas
	Nivel de Autoridad: Bajo
	Aseguramiento: X Control: X
	Reporta a: director de proyecto
Métricas de Calidad	
<ul style="list-style-type: none"> • 100% de cumplimiento de la normativa gubernamental en la ejecución del proyecto • 95% Cumplimiento criterios de normas ISO • 100% de cumplimiento de procedimientos y estándares internos de la empresa • Margen de error aceptable 2% • Nivel de confianza 98% 	

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

4.2.2 Gestión de los Recursos

A continuación, se establece el Plan para la Gestión de los Recursos del proyecto identificar, adquirir, gestionar los recursos necesarios para la planificación, ejecución y cierre exitoso del proyecto.

Tabla 39 - Plan para la Gestión de Recursos

Plan para la Gestión de Recursos	
Nombre del proyecto	Gerente del proyecto
PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) CAPTACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE GAS CRUDO ASOCIADO DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE 60 DE EP PETROECUADOR	Claudio, Luis; Borja, Daniel
Fecha de inicio del proyecto	Tiempo de duración
28/3/2024	36 meses
Código del Proyecto	Versión
B60-GDP-PRY-001-CAL-0	0
Objetivos	
Elaborar el Plan del proyecto PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) CAPTACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE GAS CRUDO ASOCIADO DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE 60 DE EP PETROECUADOR aplicando las áreas de conocimiento de acuerdo con los estándares del PMBOK® y sus buenas prácticas	
Identificación de los recursos	
Recursos Humanos	
Tipo	Recurso
Interno	Gerente de proyectos, equipo del proyecto, personal administrativo, técnico y de soporte de la empresa
Externo	Personal técnico y administrativo para ejecución, a cargo de las empresas Contratistas
Equipos y herramientas	

Tipo	Recurso
Interno	Equipos de cómputo, herramientas propias de la empresa
Externo	Equipos, maquinarias y herramientas para ejecución del proyecto, a cargo de las empresas Contratistas

Criterios para cuantificación de los recursos

Recursos Humanos:

- Para el personal interno el salario se define en base al manual de proceso GTH.03 Selección y Vinculación del Talento Humano de la empresa.
- Para el personal exterior, contratado como parte de los contratos de ingeniería y construcción los costos se establecen en base a lo determinado por la Cámara de Construcción de Quito, Contraloría General del Estado y estudios de mercado.

Recursos materiales:

- La depreciación de los activos se realizará conforme la ley de Régimen Tributario Interno y su respectivo reglamento.
- Los costos de equipos, maquinaria y herramientas se obtendrán de la Cámara de Construcción del Ecuador y estudios de mercado.

Roles y responsabilidades

Rol No. 1: Patrocinador	Responsabilidad: Financiar y aprobar el proyecto
	Funciones: Aprobar el proyecto en términos de alcance, costo y tiempo

	<p>Competencias: Gestión de proyectos, experiencia en el sector petrolero</p>
	<p>Definición: Recurso Interno primario</p>
	<p>Nivel de Autoridad: Alto</p>
<p>Rol No. 2: Director de Proyecto</p>	<p>Responsabilidad: Gestión del proyecto</p>
	<p>Funciones: Definir el proyecto en términos de alcance, costo y tiempo. Controlar la calidad de los entregables Liderar el equipo de proyecto</p>
	<p>Competencias: Gestión y Control de proyectos, conocimiento de la Guía del PMBOK, manejo de herramientas, manejo de habilidades blandas</p>
	<p>Definición: Recurso Interno primario</p>
	<p>Nivel de Autoridad: Medio</p>
<p>Rol No. 3: Equipo de trabajo</p>	<p>Responsabilidad: Elaborar los entregables y documentos del proyecto, ejecución de los paquetes y tareas de trabajo</p>
	<p>Funciones: Soporte al director de proyecto, desarrollo de entregables, identificación de desviaciones</p>
	<p>Competencias: Conocimiento básico de gestión y control de proyectos, conocimiento técnico en el sector petrolero, manejo de herramientas de software</p>
	<p>Definición: Recurso Interno primario</p>
	<p>Nivel de Autoridad: Bajo</p>
<p>Rol No.4: Especialista de recursos humanos</p>	<p>Responsabilidad: Gestión de los recursos y personal del proyecto.</p>

	<p>Funciones: Selección de personal, gestionar las contrataciones, enviar para autorización del director de proyecto las ternas de especialistas.</p> <p>Competencias: manejo de personal, gestión de recursos humanos, conocimiento de código de trabajo y leyes en materia laboral</p> <p>Definición: Recurso Interno primario</p> <p>Nivel de Autoridad: Bajo</p>
Capacitación de recursos	
<p>Los talleres de capacitación se gestionarán con el departamento de Recursos Humanos, las capacitaciones requeridas serán sobre los siguientes temas:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Gestión y control de proyectos • Herramientas para gestión y control de proyectos • Cultura organizacional • Gestión y mitigación de riesgos de proyectos • Facilidades petróleo y gas 	

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

4.2.2.1 *Matriz de asignación de responsabilidades*

Tabla 40 – Tabla de Asignación de Responsabilidades

Tabla de Asignación de Responsabilidades	
Nombre del proyecto	Gerente del proyecto

PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) CAPTACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE GAS CRUDO ASOCIADO DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE 60 DE EP PETROECUADOR		Claudio, Luis; Borja, Daniel			
Fecha de inicio del proyecto		Tiempo de duración			
28/3/2024		36 meses			
Código del Proyecto		Versión			
B60-GDP-PRY-001-CAL-0		0			
Objetivos					
Elaborar el Plan del proyecto PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) CAPTACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE GAS CRUDO ASOCIADO DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE 60 DE EP PETROECUADOR aplicando las áreas de conocimiento de acuerdo con los estándares del PMBOK® y sus buenas prácticas					
Matriz de responsabilidades RACI					
Asignatura		Rol		Detalle	
R:RE		Responsable		Ejecuta el trabajo para completar la actividad	
A:APR		Aprobador		Responsable de que la actividad se realice	
C:CON		Consultado		Dispone información requerida para que la tarea se ejecute	
I:INF		Informado		Debe recibir información sobre el progreso y el resultado	
Roles y responsabilidades de los recursos del proyecto					
Entregable	Gerente de la empresa / Patrocinador	Director de Proyecto	Desarrollador / Equipo de proyecto	Especialistas técnicos	Especialistas administrativos

Dirección de Proyecto	I, A	R			
Estado de entregables		I, A	R	R	R
Informes técnicos - económicos		I, A	R	R	R
Estudios de mercado		I, A	R	R	R
Especificaciones técnicas		I, A	R	R	R
Documentos contractuales	C	I, A	R	R	R
Supervisión / Fiscalización		I, A		R	R
Seguimiento y control				R	R
Acciones preventivas / correctivas	I, A	R	A		
Retroalimentación / lecciones aprendidas	I	A	R	R	
Cierre	I	R	A	A	A

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

4.2.3 Gestión de Comunicaciones

Tabla 41 - Plan para la Gestión de comunicaciones

Plan para la Gestión de comunicaciones	
Nombre del proyecto	Gerente del proyecto

<p>PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) CAPTACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE GAS CRUDO ASOCIADO DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE 60 DE EP PETROECUADOR</p>	<p>Claudio, Luis; Borja, Daniel</p>
<p>Fecha de inicio del proyecto</p>	<p>Tiempo de duración</p>
<p>28/3/2024</p>	<p>36 meses</p>
<p>Código del Proyecto</p>	<p>Versión</p>
<p>B60-GDP-PRY-001-COM-0</p>	<p>0</p>
<p>Objetivos</p>	
<p>Elaborar el Plan del proyecto PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) CAPTACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE GAS CRUDO ASOCIADO DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE 60 DE EP PETROECUADOR aplicando las áreas de conocimiento de acuerdo con los estándares del</p>	
<p>Proceso para determinar la Gestión de las Comunicaciones</p>	
<p>En este proceso se define la matriz para las comunicaciones del proyecto que incluye lo necesario para garantizar la generación, compilación, socialización, distribución y almacenamiento de la información referente al proyecto.</p> <ul style="list-style-type: none"> • Se toma en consideración la gobernanza organizacional de la empresa y sus procedimientos de flujo de información interna. • Se toma en consideración que EP Petroecuador, al ser una empresa pública, debe mantener los canales de comunicación abiertos a la ciudadanía, para lo cual, se acatará el reglamento interno Nro. GOB.DR.02 Reglamento del Comité de Seguridad y Transparencia de la Información. • Los siguientes formatos de la empresa serán adoptados como herramientas para la gestión de las comunicaciones: <ul style="list-style-type: none"> • PCA.08.04.PR.01.FO.01 Solicitud de cambio • PCA.08.04.PR.01.FO.02 Acta Control de cambios • PCA.08.04.FO.03 Registro para las lecciones aprendidas • PCA.08.02.FO.08 Plan para las comunicaciones 	

Canales de comunicación

En el proyecto se establecerán canales de comunicación formales e informales, el flujo y tratamiento de información dependerá del nivel de autoridad de cada miembro del proyecto.

Información	Tipo	Canales
Interna	Formal	<ul style="list-style-type: none">• Oficios• Memorandos• Presentaciones• Informes• Estudios• Actas de reuniones
Interna	Informal	<ul style="list-style-type: none">• Correo electrónico• Reuniones informales• Mensajería electrónica
Externa	Formal	<ul style="list-style-type: none">• Oficios• Presentaciones• Informes
Externa	Informal	<ul style="list-style-type: none">• Canales electrónicos• Redes sociales• Entrevistas

Gestión de la información

Para la gestión de la información se utilizarán los siguientes manuales de proceso internos:

- PCA.04 Gestión de la Seguridad de la Información
- PCA.04. DR.02 Política de Seguridad de la Información Empresarial
- PCA.04.03. DR.01 Lineamientos para la clasificación y entrega de la información empresarial

La documentación generada durante el proyecto será almacenada en el Sistema de Gestión Documental de la empresa.

Gestión de reuniones

- Las reuniones de seguimiento de proyecto se realizarán cada 15 días durante las fases de Dirección de Proyecto y Pre factibilidad, incluirán dentro de la agenda los puntos a tratar y los asistentes requeridos.
- Las reuniones con el Patrocinador del proyecto se realizarán cada mes y se dará a conocer el avance del proyecto y las principales restricciones.
- Para registrar los acuerdos de cada reunión se utilizará el formato interno Nro. PCA.10.FO.01 Acta de reuniones

Matriz de Comunicaciones


La matriz de comunicaciones del proyecto se realizará utilizando el formato interno Nro. PCA.08.02.FO.08 Plan de las comunicaciones

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

4.2.3.1 Plan para las Comunicaciones

4.2.3.2 Plan de la Comunicaciones

Tabla 42 - Plan de las comunicaciones

			FORMATO: PCA.08.02.FO.08 (v02) Plan de las comunicaciones Acta de autorización No 00407 16/10/2017								
Plan de las comunicaciones											
¿Quién comunica?			¿qué comunica?		¿A quién comunica?			¿cómo y cuándo comunica?			
ID	ID Responsable	Nombre del responsable	Rol del responsable	Información	Objetivo	ID Interesado	Nombre del interesado	Rol del interesado	Método	Frecuencia	Momento
1	STK01	Gerente de EP Petroecuador	Patrocinador	Autorización de inicio del proyecto	Iniciar el proyecto	STK08	Jefatura de ingeniería	Director de proyecto	Interno, formal	Única	Arranque
2	STK08	Luis Claudio	Director de Proyecto	Dirección de Proyecto	Informar sobre el avance del proyecto	STK01	Gerente de EP Petroecuador	Patrocinador	Interno, formal	Mensual	fin de mes
3	STK10	Grupo técnico	Equipo de Trabajo	Estado de entregables	Informar sobre el avance del proyecto	STK08	Jefatura de ingeniería	Director de proyecto	Interno, informal	Diario	inicio del día
4	STK10	Grupo técnico	Equipo de Trabajo	Informes técnicos - económicos	Viabilidad de proyectos	STK08	Jefatura de ingeniería	Director de proyecto	Interno, formal	Periódico	Inicio de semana
5	STK10	Grupo técnico	Equipo de Trabajo	Estudios de mercado	Viabilidad de proyectos	STK08	Jefatura de ingeniería	Director de proyecto	Interno, formal	Periódico	Inicio de semana

6	STK10	Grupo técnico	Equipo de Trabajo	Especificaciones técnicas	Factibilidad de proyectos	STK08	Jefatura de ingeniería	Director de proyecto	Interno, formal	Periódico	Inicio de semana
7	STK10	Grupo técnico	Equipo de Trabajo	Documentos contractuales	Iniciar contrataciones	STK08	Jefatura de ingeniería	Director de proyecto	Interno, formal	Periódico	Inicio de semana
8	STK10	Grupo técnico	Equipo de Trabajo	Supervisión / Fiscalización	Informar avance de ejecución	STK08	Jefatura de ingeniería	Director de proyecto	Interno, formal	Periódico	Inicio de semana
9	STK10	Grupo técnico	Equipo de Trabajo	Seguimiento y control	Informar avance de monitoreo y control	STK08	Jefatura de ingeniería	Director de proyecto	Interno, formal	Periódico	Inicio de semana
10	STK10	Grupo técnico	Equipo de Trabajo	Acciones preventivas / correctivas	Toma de acciones preventivas y correctivas	STK08	Jefatura de ingeniería	Director de proyecto	Interno, formal	Periódico	Inicio de semana
11	STK10	Grupo técnico	Equipo de Trabajo	Retroalimentación / lecciones aprendidas	Mejora continua	STK08	Jefatura de ingeniería	Director de proyecto	Interno, formal	Periódico	Inicio de semana
12	STK08	Luis Claudio	Director de Proyecto	Cierre	Cierre del proyecto	STK01	Gerente de EP Petroecuador	Patrocinador	Interno, formal	Única	Fin de proyecto

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

4.3 Desarrollar la planificación de la gestión de riesgos.

Para el desarrollo del Plan para la Gestión de los riesgos se realizará con la identificación en las actividades en el proyecto, un análisis cualitativo para determinar la relevancia en el proyecto y las partes interesadas para gestionar y mitigarlos

4.3.1 Gestión de Riesgos

Tabla 43 – Plan para la Gestión de los riesgos

Plan para la Gestión de los Riesgos	
Nombre del proyecto	Gerente del proyecto
PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) CAPTACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE GAS CRUDO ASOCIADO DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE 60 DE EP PETROECUADOR	Claudio, Luis; Borja, Daniel
Fecha de inicio del proyecto	Tiempo de duración
28/3/2024	36 meses
Código del Proyecto	Versión
B60-GDP-PRY-001-COS-0	0
Objetivos	
Elaborar el Plan del proyecto PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) CAPTACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE GAS CRUDO ASOCIADO DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE 60 DE EP PETROECUADOR aplicando las áreas de conocimiento de acuerdo con los estándares del PMBOK®.	
Enfoque para la gestión y metodología de riesgos	
Se considera los siguientes procesos, detalle, instrumentos y origen:	

Procesos	Detalle	Instrumentos	Origen
Planear la gestión de riesgos	Desarrollar el plan	<ul style="list-style-type: none"> • Analizar datos • Juicio de expertos • Reuniones 	<ul style="list-style-type: none"> • Gerente del proyecto
Identificar Riesgos	Identificación de riesgos que tienen impacto en el proyecto	<ul style="list-style-type: none"> • Recopilación de datos, • Análisis de datos • Reuniones • Oportunidades 	<ul style="list-style-type: none"> • Gerente del proyecto • Equipo del proyecto • Usuarios
Análisis cuantitativo y cualitativo	Priorización de riesgos evaluar probabilidades e impacto0	<ul style="list-style-type: none"> • Priorización y evaluación de riesgos • Matriz de probabilidades • Matriz de 	<ul style="list-style-type: none"> • Gerente del proyecto • Equipo del proyecto
Planificación de respuestas	Desarrollar opciones y estrategias como respuesta a los riesgos	<ul style="list-style-type: none"> • Toma de decisiones y estrategias. 	<ul style="list-style-type: none"> • Gerente del proyecto
Implementación de repuestas	Implementar planes de respuesta a riesgos	<ul style="list-style-type: none"> • PMIS 	<ul style="list-style-type: none"> • Gerente del proyecto
Seguimiento y control de riesgos	Monitorear la puesta en práctica de respuestas	<ul style="list-style-type: none"> • Auditorías 	<ul style="list-style-type: none"> • Gerente de proyectos

Alcance Gestión de Riesgos

- La responsabilidad de identificar, gestionar y monitorear riesgos identificados es del líder del proyecto.
- Así mismo, el líder del proyecto debe establecer las estrategias de respuesta a los

Estrategia

- Se usará el metalenguaje para la identificación de los riesgos.
- Se realizará el análisis cualitativo y cuantitativo.
- Se dará respuestas adecuadas para dar seguimiento a los riesgos identificados.
- Se hará el monitoreo riesgos residuales.
- Se evaluará la efectividad de mitigación de los riesgos.

Clasificación y categorías de riesgos

- **Gestión:** asociados con la gestión del proyecto.
- **Financieros:** relacionados con el área financiera
- **Técnicos:** relacionados a las actividades técnicas del proyecto
- **Externos:** relacionado con factores externos al proyecto.
- **Organizacional:** relacionado con el área recursos humanos

Enfoque para medir el apetito del riesgo

- Las políticas referentes a riesgos serán definidas y evaluadas en una reunión entre los fundadores y el líder del proyecto.
- Los umbrales de riesgo serán:

Probabilidad e Impacto

- Los niveles a considerar son: AA-Muy-Alto, A-Alto, M-Moderado, B-Bajo y BB-Muy Bajo

Escala	Tipo de Riesgo	Probabilidad	Impacto	Estrategias (Amenazas/Oportunidades)
0	Indiferente	$< \text{ó} = 0.05$	Impacto	Ignorar o aceptar
1	Muy bajo	$> 0.05 \text{ ó } \leq 0.10$	Impacto	Ignorar o aceptar
2	Bajo	$> 0.10 \text{ ó } \leq 0.15$	Afectación	Aceptar
3	Moderado	$> 0.15 \text{ ó } \leq 0.20$	Afectación	Transferir-Mitigar/Compartir-
4	Alto	$> 0.20 \text{ ó } \leq 0.30$	Afectación severa	Evitar/Explotar
5	Muy alto	> 0.30	Catastrófico	Eliminar/Escalar

Umbrales y estrategias

- Los parámetros considerados serán: probabilidad de suceso, impacto en tiempo, en costo y en calidad.

		Valoración de la Tolerancia (Impacto en el Proyecto)				
Objetivos		1	2	3	4	5
Alcance	No se permite modificación					
Costo	Insignificante	2%	3% - 5%	5% - 6%	10%	
Tiempo	Insignificante	4%	5% - 8%	9% - 12%	13%	
Calidad	Ajustar al Plan para la Gestión de Calidad					

Matriz de Gravedad

La escala va a variar de la siguiente manera y se va a clasificar según su nivel de criticidad como se muestra a continuación:

Análisis de datos

Probabilidad de impacto

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

IMPACTO

IMPACTO

Probabilidad	Impacto (-)	Impacto (+)
5 (Muy alta probabilidad de ocurrencia)	5 (Catastrófico)	5 (Muy favorable)
4 (Alta probabilidad de ocurrencia)	4 (Afectación severa)	4 (Beneficio importante)
3 (Moderada probabilidad de ocurrencia)	3 (Afectación moderada)	3 (Beneficio moderado)
2 (Baja probabilidad de ocurrencia)	2 (Afectación tolerable)	2 (Beneficio menor)
1 (Muy baja probabilidad de ocurrencia)	1 (Impacto insignificante)	1 (Impacto insignificante)

Respuesta a los riesgos e indicadores de rendimiento claves

- Este plan es realizado en base a la priorización de riesgos obtenida del análisis cualitativo.
- Número de indicadores no identificados que ocurrieron en un periodo.
- Número de veces que propietarios de los riesgos no pudieron manejar un riesgo.
- El impacto al proyecto de riesgos no identificados.
- La cantidad de reserva extra solicitada.

Enfoque para el control de riesgos

- El director del proyecto será responsable de dar seguimiento y gestionar las objeciones a los riesgos más significativos, con la finalidad y mitigar su probabilidad e impacto. Las políticas y procedimientos de la gestión del riesgo son seguidas.
- Se realizarán reuniones dos veces al mes para el seguimiento de riesgos y revisión de líneas base.
- Cada miembro del equipo es responsable de informar cualquier novedad con respecto a los riesgos para poder poner en marcha las respuestas a tiempo.

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

4.3.2 Identificación de riesgos

Tabla 44 - Identificación de riesgos

Identificación de riesgos	
Nombre del proyecto	Gerente del proyecto

PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) CAPTACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE GAS CRUDO ASOCIADO DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE 60 DE EP PETROECUADOR		Claudio, Luis; Borja, Daniel		
Fecha de inicio del proyecto		Tiempo de duración		
28/3/2024		36 meses		
Código del Proyecto		Versión		
B60-GDP-PRY-001-COS-0		0		
Objetivos				
Elaborar el Plan del proyecto PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) CAPTACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE GAS CRUDO ASOCIADO DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE 60 DE EP PETROECUADOR aplicando las áreas de conocimiento de acuerdo con los estándares del PMBOK®.				
EDT	Id	Descripción del riesgo	Disparador	Categoría
1	R01	Retraso en la preparación del Acta de Constitución del Proyecto Interna	Cambios en los requisitos del cliente	Gestión
1.1	R02	Falta de recursos para la redacción del Acta de Constitución del Proyecto Interna	Asignación inadecuada de personal	Organizacional
1.2	R03	Desacuerdo en los términos del contrato para el análisis de prefactibilidad	Negociaciones contractuales complicadas	Externos

1.3	R04	Retraso en la certificación de reservas	Procesos de certificación más prolongados de lo previsto	Técnicos
1.4	R05	Cambios en el Plan de la producción de Oil y gas	Cambios en los precios del petróleo	Externos
1.5	R06	Problemas financieros durante la preparación del Informe Técnico Económico	Fluctuaciones en el mercado financiero	Financieros
1.6	R07	Desviaciones significativas en el Informe de Prefactibilidad	Errores en los cálculos económicos	Técnicos
1.7	R08	Falta de autorización para iniciar el proyecto	Cambios en la legislación ambiental	Externos
2	R09	Dificultades en la contratación de estudios de factibilidad y planificación	Complejidades en la selección de proveedores	Externos
2.1	R10	Demora en la preparación del Plan del Proyecto	Cambios en el alcance del proyecto	Gestión
2.2	R11	Retraso en la revisión del Plan de la Proyecto	Requisitos adicionales del cliente	Gestión
2.3	R12	Problemas para obtener licencias ambientales	Requisitos regulatorios más estrictos	Externos
2.4	R13	Cambios en la ubicación geográfica del proyecto	Restricciones territoriales	Externos

2.5	R14	Incompatibilidad entre estudios de factibilidad y planificación	Falta de alineación entre departamentos	Organizacional
2.6	R15	Problemas con el suministro de recursos para la preparación del Plan del Proyecto	Limitaciones presupuestarias	Financieros
2.7	R16	Demora en la obtención de licencias comunitarias	Resistencia de la comunidad local	Externos
2.8	R17	Dificultades en la autorización final del Plan del Proyecto	Desacuerdos entre partes interesadas	Externos
3	R18	Problemas durante el proceso de ingeniería conceptual	Cambios en los requisitos del cliente	Técnicos
3.1	R19	Retraso en la construcción de las plataformas de producción	Problemas de suministro de materiales	Técnicos
3.1.1	R20	Falta de personal capacitado para la construcción de plataformas	Escasez de mano de obra especializada	Organizacional
3.1.2	R21	Problemas en la instalación de equipos en las plataformas	Errores en el diseño de la ingeniería	Técnicos
3.2	R22	Dificultades en la adquisición de terrenos para la construcción de estaciones de procesamiento	Disputas legales sobre la propiedad	Externos
3.3	R23	Retraso en la ingeniería de detalle de los gasoductos	Problemas en la planificación de proyectos	Gestión

3.4	R24	Cambios en los requisitos de ingeniería básica	Requisitos regulatorios actualizados	Externos
3.5	R25	Problemas durante la ingeniería de detalle de las estaciones de procesamiento	Cambios en los estándares de seguridad	Técnicos
3.5.1	R26	Demora en la instalación de equipos en las estaciones de procesamiento	Problemas de logística	Organizacional
3.5.2	R27	Defectos en las instalaciones de control de las estaciones de procesamiento	Errores en el diseño de ingeniería	Técnicos
4	R28	Retraso en la adquisición de terrenos	Problemas con la documentación legal	Externos
4.1	R29	Aumento en los costos de adquisición de terrenos	Cambios en el valor de la tierra	Externos
4.1.1	R30	Problemas financieros durante la adquisición de terrenos	Fluctuaciones en el mercado financiero	Financieros
4.1.2	R31	Retraso en la entrega de equipos y materiales	Problemas con los proveedores	Externos
4.1.2.1	R32	Defectos en los equipos adquiridos	Problemas de calidad del proveedor	Técnicos
4.1.2.2	R33	Escasez de mano de obra cualificada	Falta de trabajadores capacitados	Organizacional

4.2	R34	Problemas con la calidad de la construcción	Errores en la ejecución de la obra	Técnicos
4.2.1	R35	Retraso en la adecuación de áreas y terrenos	Problemas de permisos de construcción	Externos
4.2.2	R36	Demora en el montaje de equipos	Problemas de logística	Organizacional
4.2.3	R37	Defectos en las interconexiones electromecánicas	Problemas de compatibilidad de instalaciones	Técnicos
5	R38	Retraso en las pruebas de funcionamiento de las plataformas de producción	Problemas con los equipos de prueba	Técnicos
5.1	R39	Falta de personal para las pruebas de funcionamiento	Escasez de recursos humanos	Organizacional
5.2	R40	Problemas durante las pruebas de funcionamiento de las estaciones de procesamiento	Fallos en las instalaciones de control	Técnicos
5.2.1	R41	Retraso en la puesta en operación de Sacha Central	Problemas en la instalación de equipos	Técnicos
5.2.2	R42	Problemas durante la puesta en operación de Sacha Sur	Errores en la configuración de instalaciones	Técnicos
5.2.3	R43	Defectos en la puesta en operación de Sacha Norte 1	Problemas de compatibilidad	Técnicos

			de instalaciones	
5.2.4	R44	Retraso en la puesta en operación de Sacha Norte 2	Problemas en la instalación de equipos	Técnicos
5.2.5	R45	Problemas durante la puesta en operación de Sacha 198	Errores en la configuración de instalaciones	Técnicos
5.3	R46	Retraso en la puesta en operación de los gasoductos	Problemas en la instalación de tuberías	Técnicos
5.3.1	R47	Problemas durante la puesta en operación de los gasoductos principales	Problemas en la instalación de tuberías	Técnicos
5.3.2	R48	Defectos en la puesta en operación de los gasoductos secundarios	Errores en la configuración de instalaciones	Técnicos
6	R49	Demora en el entrenamiento del personal	Problemas de disponibilidad de instructores	Organizacional
6.1	R50	Retraso en la preparación de Actas de Entrega Recepción	Cambios en la documentación requerida	Gestión
6.2	R51	Problemas en la autorización de Actas de Entrega Recepción	Desacuerdos entre partes interesadas	Externos
6.3	R52	Falta de autorización de Actas de Entrega Recepción	Cambios en los requisitos regulatorios	Externos

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

4.3.3 Análisis Cualitativo de Riesgos

Para determinar la priorización de los riesgos se utiliza el proceso de análisis de la matriz de gravedad entre la probabilidad de ocurrencia y su impacto para determinar si es una amenaza o una oportunidad. En resultado de este análisis se obtiene la Tabla 46 con la priorización de cada categoría, en donde de los 53 riesgos identificados, 4 riesgos son críticos por obtención de licencias y permisos, 10 riesgos con categoría de riesgos altos entre categorías técnicas, organizacional, y financiero, los 33 riesgos mayores se deben a temas técnicos, financieros, externos, organizacional por lo que es la categoría a la que se va a prestar mayor énfasis ya que influye en la mayor parte de los entregables, seguido de la categoría de riesgos externos y finalmente los riesgos de y de gestión, resumido en la Tabla 45

Tabla 45 – Cantidad de Riesgos Cuantitativos

4	Riesgos Críticos	7.55%
10	Riesgos Altos	18.87%
33	Riesgos Mayores	62.26%
6	Riesgos Menores	11.32%
53		100.00%

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

Tabla 46 - Análisis Cualitativo de Riesgos

Análisis Cualitativo de Riesgos								
Nombre del proyecto				Gerente del proyecto				
PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) CAPTACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE GAS CRUDO ASOCIADO DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE 60 DE EP PETROECUADOR				Claudio, Luis; Borja, Daniel				
Fecha de inicio del proyecto				Tiempo de duración				
28/3/2024				36 meses				
Código del Proyecto				Versión				
B60-GDP-PRY-001-COS-0				0				
Objetivos								
Elaborar el Plan del proyecto PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) CAPTACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE GAS CRUDO ASOCIADO DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE 60 DE EP PETROECUADOR aplicando las áreas de conocimiento de acuerdo con los estándares del PMBOK®.								
EDT Id	Risk Id	Descripción de los Riesgos	DISPARADOR	CATEGORÍA	Prob (P)	Imp (I)	E = P·I	Responsable

1.0	R01	Retraso en la preparación del Acta de Constitución del Proyecto Interna	Cambios en los requisitos del cliente	Gestión	3	-3	9	Gerente de proyectos
1.1	R02	Falta de recursos para la redacción del Acta de Constitución del Proyecto Interna	Asignación inadecuada de personal	Organizacional	2	-2	4	Jefatura de Planificación
1.2	R03	Desacuerdo en los términos del contrato para el análisis de prefactibilidad	Negociaciones contractuales complicadas	Externos	3	-3	9	Gerente de proyectos
1.3	R04	Retraso en la certificación de reservas	Procesos de certificación más prolongados de lo previsto	Técnicos	3	-3	9	Consultora de Ingeniería 1
1.4	R05	Cambios en el Plan de la producción de Oil y gas	Cambios en los precios del petróleo	Externos	4	-3	12	Director de Exploración y Producción

1.5	R06	Problemas financieros durante la preparación del Informe Técnico Económico	Fluctuaciones en el mercado financiero	Financieros	4	-4	16	Gerente de Finanzas
1.6	R07	Desviaciones significativas en el Informe de Prefactibilidad	Errores en los cálculos económicos	Técnicos	2	-3	6	Consultora de Ingeniería 1
1.7	R08	Falta de autorización para iniciar el proyecto	Cambios en la legislación ambiental	Externos	5	-4	20	Ministerio del Ambiente
2.0	R09	Dificultades en la contratación de estudios de factibilidad y planificación	Complejidades en la selección de proveedores	Externos	3	-3	9	Jefatura de Adquisiciones
2.1	R10	Demora en la preparación del Plan del Proyecto	Cambios en el alcance del proyecto	Gestión	3	-3	9	Gerente de proyectos
2.2	R11	Retraso en la revisión del Plan de la Proyecto	Requisitos adicionales del cliente	Gestión	3	-2	6	Jefatura de Planificación

2.3	R12	Problemas para obtener licencias ambientales	Requisitos regulatorios más estrictos	Externos	5	-3	15	Ministerio del Ambiente
2.4	R13	Cambios en la ubicación geográfica del proyecto	Restricciones territoriales	Externos	3	-2	6	Director General
2.5	R14	Incompatibilidad entre estudios de factibilidad y planificación	Falta de alineación entre departamentos	Organizacional	2	-3	6	Jefatura de Ingeniería
2.6	R15	Problemas con el suministro de recursos para la preparación del Plan del Proyecto	Limitaciones presupuestarias	Financieros	3	-3	9	Gerente de Finanzas
2.7	R16	Demora en la obtención de licencias comunitarias	Resistencia de la comunidad local	Externos	5	-4	20	Subdirector de Responsabilidad Social y Relaciones Comunitarias
2.8	R17	Dificultades en la autorización final del Plan del Proyecto	Desacuerdos entre partes interesadas	Externos	3	-3	9	Gerente de proyectos

3.0	R18	Problemas durante el proceso de ingeniería conceptual	Cambios en los requisitos del cliente	Técnicos	3	-3	9	Jefatura de Ingeniería
3.1	R19	Retraso en la construcción de las plataformas de producción	Problemas de suministro de materiales	Técnicos	3	-3	9	Jefatura de Adquisiciones
3.1.1	R20	Falta de personal capacitado para la construcción de plataformas	Escasez de mano de obra especializada	Organizacional	3	-4	12	Jefatura de Construcciones
3.1.2	R21	Problemas en la instalación de equipos en las plataformas	Errores en el diseño de la ingeniería	Técnicos	3	-3	9	Jefatura de Construcciones
3.2	R22	Dificultades en la adquisición de áreas para la construcción	Disputas legales sobre la propiedad	Externos	5	-4	20	Subdirector de Responsabilidad Social y Relaciones Comunitarias

3.3	R23	Retraso en la ingeniería de detalle de los gasoductos	Problemas en la planificación de proyectos	Gestión	3	-3	9	Consultora de Ingeniería 2
3.4	R24	Cambios en los requisitos de ingeniería básica	Requisitos regulatorios actualizados	Externos	3	-3	9	Director de Operaciones
3.5	R25	Problemas durante la ingeniería de detalle de las estaciones de procesamiento	Cambios en los estándares de seguridad	Técnicos	3	-3	9	Consultora de Ingeniería 2
3.5.1	R26	Demora en la instalación de equipos en las estaciones de procesamiento	Problemas de logística	Organizacional	3	-3	9	Jefatura de Construcciones
3.5.2	R27	Defectos en las instalaciones de control de las estaciones de procesamiento	Errores en el diseño de ingeniería	Técnicos	3	-3	9	Consultora de Ingeniería 2

4	R28	Retraso en la adquisición de terrenos	Problemas con la documentación legal	Externos	4	-3	12	Subdirector de Responsabilidad Social
4.1	R29	Aumento en los costos de adquisición de terrenos	Cambios en el valor de la tierra	Externos	3	-4	12	Jefatura de Adquisiciones
4.1.1	R30	Problemas financieros durante la adquisición de terrenos	Fluctuaciones en el mercado financiero	Financieros	3	-4	12	Gerente de Finanzas
4.1.2	R31	Retraso en la entrega de equipos y materiales	Problemas con los proveedores	Externos	4	-3	12	Jefatura de Adquisiciones
4.1.2.1	R32	Defectos en los equipos adquiridos	Problemas de calidad del proveedor	Técnicos	3	-3	9	Jefatura de Adquisiciones
4.1.2.2	R33	Escasez de mano de obra cualificada	Falta de trabajadores capacitados	Organizacional	3	-4	12	Gerente de Recursos Humanos
4.2	R34	Problemas con la calidad de la construcción	Errores en la ejecución de la obra	Técnicos	4	-3	12	Jefatura de Construcciones

4.2.1	R35	Retraso en la adecuación de áreas y terrenos	Problemas de permisos de construcción	Externos	5	-4	20	Subdirector de Responsabilidad Social
4.2.2	R36	Demora en el montaje de equipos	Problemas de logística	Organizacional	3	-3	9	Constructora 01
4.2.3	R37	Defectos en las interconexiones electromecánicas	Problemas de compatibilidad de instalaciones	Técnicos	3	-3	9	Consultora de Ingeniería 2
5	R38	Retraso en las pruebas de funcionamiento de las plataformas de producción	Problemas con los equipos de prueba	Técnicos	3	-3	9	Jefatura de Adquisiciones
5.1	R39	Falta de personal para las pruebas de funcionamiento	Escasez de recursos humanos	Organizacional	3	-3	9	Gerente de Recursos Humanos
5.2	R40	Problemas durante las pruebas de funcionamiento de las	Fallos en las instalaciones de control	Técnicos	3	-3	9	Jefatura de Construcciones

		estaciones de procesamiento						
5.2.1	R41	Retraso en la puesta en operación de Sacha Central	Problemas en la instalación de equipos	Técnicos	3	-3	9	Constructora 02
5.2.2	R42	Problemas durante la puesta en operación de Sacha Sur	Errores en la configuración de instalaciones	Técnicos	3	-3	9	Constructora 03
5.2.3	R43	Defectos en la puesta en operación de Sacha Norte 1	Problemas de compatibilidad de instalaciones	Técnicos	3	-3	9	Constructora 04
5.2.4	R44	Retraso en la puesta en operación de Sacha Norte 2	Problemas en la instalación de equipos	Técnicos	3	-3	9	Constructora 05
5.2.5	R45	Problemas durante la puesta en operación de Sacha 198	Errores en la configuración de instalaciones	Técnicos	3	-3	9	Constructora 06

5.3	R46	Retraso en la puesta en operación de los gasoductos	Problemas en la instalación de tuberías	Técnicos	3	-3	9	Jefatura de Construcciones
5.3.1	R47	Problemas durante la puesta en operación de los gasoductos principales	Problemas en la instalación de tuberías	Técnicos	3	-3	9	Jefatura de Construcciones
5.3.2	R48	Defectos en la puesta en operación de los gasoductos secundarios	Errores en la configuración de instalaciones	Técnicos	3	-3	9	Jefatura de Construcciones
6	R49	Demora en el entrenamiento del personal	Problemas de disponibilidad de instructores	Organizacional	3	-3	9	Gerente de Recursos Humanos
6.1	R50	Retraso en la preparación de Actas de Entrega Recepción	Cambios en la documentación requerida	Gestión	3	-3	9	Gerente de proyectos
6.2	R51	Problemas en la autorización de Actas de Entrega Recepción	Desacuerdos entre partes interesadas	Externos	3	-3	9	Gerente de proyectos

6.3	R52	Falta de autorización de Actas de Entrega Recepción	Cambios en los requisitos regulatorios	Externos	3	-3	9	Director de Operaciones
------------	-----	---	--	----------	---	----	----------	-------------------------

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

4.3.4 Análisis Cualitativo de Riesgos

Posterior al análisis cualitativo se determina que los riesgos más relevantes se presentan en la Tabla 47 y es sobre los cuales se va a realizar el análisis cuantitativo para poder establecer la reserva de contingencia tanto en costo como en tiempo. También se indica la clase de riesgo y la probabilidad de ocurrencia. Adicional, se trabaja con la distribución PERT para representar la incertidumbre, se consideró que es la mejor opción debido a que permite optimizar la evaluación de los tiempos de ejecución.

Tabla 47 - Análisis Cualitativo de Riesgos

Análisis Cualitativo de Riesgos	
Nombre del proyecto	Gerente del proyecto
PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) CAPTACIÓN E	Claudio, Luis; Borja, Daniel
Fecha de inicio del proyecto	Tiempo de duración
28/3/2024	36 meses

Código del Proyecto	Versión
B60-GDP-PRY-001-COS-0	0

Objetivos

Elaborar el Plan del proyecto PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) CAPTACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE GAS CRUDO ASOCIADO DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE 60 DE EP PETROECUADOR aplicando las áreas de conocimiento de acuerdo con los estándares del PMBOK®.

EDT	ID Riesgo	Riesgo	Tipo	% Prob	¿Ocurre?	Valor de Impacto de Costo (\$)	EMV Costo (\$)	Valor de Impacto de Tiempo (días)	EMV de Tiempo (días)	Estrategias
1	1	Errores y omisiones	Simple	25%	3	\$ 1 408 000	\$ 1 056 000	0	0	Transferir- Mitigar/Co mpartir- Explotar
1.1	2	Términos de contrato	Simple	15%	0	\$ 10 000	\$ -	90	13.5	Ignorar o aceptar

1.2	3	Retrasos en la entrega de informes	Simple	20%	5	\$ 1 408 000	\$ 1 408 000	30	18	Evitar/Explo- lotar
1.3	4	Cambios en los requisitos del cliente	Simple	10%	3	\$ 1 408 000	\$ 422 400	30	3	Aceptar
1.4	5	Problemas de financiamiento	Simple	5%	0	\$ 1 408 000	\$ -	0	0	Ignorar o aceptar
2	6	Riesgos regulatorios	Simple	20%	5	\$ 4 752 800	\$ 4 752 800	60	12	Eliminar/E scalar
2.1	7	Problemas de permisos	Simple	10%	3	\$ 4 752 800	\$ 1 425 840	90	27	Transferir- Mitigar/Co mpartir- Explotar
2.2	8	Problemas con subcontratistas	Simple	1%	1	\$ 4 752 800	\$ 47 528	90	0.9	Ignorar o aceptar
3	9	Problemas moradores	Múltiple	3%	3	\$ 15 315 000	\$ 1 378 350	90	13.5	Transferir- Mitigar/Co mpartir- Explotar

3.1	10	Disponibilidad de mano de obra calificada	Múltiple	2%	0	\$ 15 315 000	\$ -	90	5.4	Ignorar o aceptar
3.2	11	Capacidades y experiencia de subcontratistas	Simple	1%	0	\$ 15 315 000	\$ -	0	0	Ignorar o aceptar
4	12	Problemas de licencias	Simple	10%	2	\$ 194 758 000	\$ 38 951 600	90	27	Transferir-Mitigar/Compartir-Explotar
4.1	13	Riesgos de adecuación	Simple	5%	0	\$ 194 758 000	\$ -	90	9	Ignorar o aceptar
4.2	14	Problemas de permisos	Simple	10%	2	\$ 194 758 000	\$ 38 951 600	90	9	Transferir-Mitigar/Compartir-Explotar
5	15	Riesgos regulatorios	Simple	20%	3	\$ 1 134 000	\$ 680 400	0	0	Transferir-Mitigar/Compartir-Explotar

5.1	16	Problemas de permisos	Simple	10%	3	\$ 1 134 000	\$ 340 200	0	0	Transferir-Mitigar/Compartir-Explotar
5.2	17	Problemas con subcontratistas	Simple	1%	0	\$ 1 134 000	\$ -	0	0	Ignorar o aceptar
6	18	Problemas de permisos	Simple	10%	3	\$ 1 512 000	\$ 453 600	30	9	Transferir-Mitigar/Compartir-Explotar
6.1	19	Problemas con subcontratistas	Simple	1%	0	\$ 1 512 000	\$ -	30	0.3	Ignorar o aceptar
						Total	\$ 89 868 318		147.00	

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

Después de efectuar el análisis se obtiene los siguientes valores de impacto en costos y tiempo tal como se muestra en la Tabla 48, que se incluirá como reserva de contingencia.

Tabla 48 - Impacto en costo y tiempo

Descripción	Costo USD	Tiempo días
Estimado de Costos Clase 4 (A)	\$ 218 879 800.00	1596
Riesgo de Contingencia (B) (Clase 4 +41%) Según AACE Clase 4 (+50%/-30%)	\$ 89 868 318	147
Total	\$ 308 667 118.00	1771

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

4.4 Desarrollar la planificación de la gestión de las adquisiciones

4.4.1 Gestión de Adquisiciones

Tabla 49 – Plan para la Gestión de Adquisiciones

Plan para la Gestión de adquisiciones	
Nombre del proyecto	Gerente del proyecto
PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) CAPTACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE GAS CRUDO ASOCIADO DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE 60 DE EP PETROECUADOR	Claudio, Luis; Borja, Daniel
Fecha de inicio del proyecto	Tiempo de duración
28/3/2024	36 meses
Código del Proyecto	Versión
B60-GDP-PRY-001-COS-0	0
Objetivos	

Elaborar el Plan del proyecto PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) CAPTACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE GAS CRUDO ASOCIADO DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE 60 DE EP PETROECUADOR aplicando las áreas de conocimiento de acuerdo con los estándares del PMBOK®.

Proceso para determinar la Gestión de las Adquisiciones

- En este proceso se define la matriz de adquisiciones de los equipos y materiales LLI de larga entrega considerados para el desarrollo del proyecto
- Se determinan los procedimientos internos a utilizar para realizar el seguimiento y control de calidad de las adquisiciones

Proceso de Planificación de Adquisiciones

- El director del proyecto realizará la petición para la preparación de la matriz de adquisiciones de los equipos y materiales de larga entrega.
- El equipo técnico elaborará las requisiciones de materiales de los equipos.
- El coordinador de materiales gestionará el proceso de licitación de los equipos con el departamento de Logística y Abastecimientos de la empresa en base a los procedimientos internos.
- El especialista técnico designado, realizará la evaluación técnica-económica de las ofertas recibidas por parte de los proveedores calificados en el Catálogo de Bienes y Servicios de EP Petroecuador.
- El coordinador de materiales gestionará la orden de compra de cada equipo a ser adquirido, el documento será firmado por el ordenador de gasto y el representante del proveedor adjudicado.
- El gerente de proyectos designará al administrador de la orden de compra y éste, a su vez, designará al equipo de fiscalización.
- El administrador de la orden de compra y el grupo fiscalizador realizan el control y seguimiento de cada proceso de compra hasta su entrega en las bodegas de la empresa.

Documentos de las Adquisiciones

Para el proceso de adquisiciones de equipos se utilizarán los siguientes manuales de proceso internos:

- *“PAM-EP-ECU-LGL-00-RGL-002-17 “Reglamento para contrataciones de actividades de exploración y explotación.*
- ABS.01 Planificación del Abastecimiento
- ABS.02 Gestión de Proveedores
- ABS.04 Importación de Bienes
- H03.02 Adquisición de Bienes

Criterio Selección Proveedores

- La selección de marcas y proveedores para los equipos y materiales del proyecto se realizará en base al documento Nro.: EXP.03.RC.FO.125.01 Especificación técnica de bienes homologados
- Durante el proceso de procura, las requisiciones de materiales serán enviadas a todas las empresas calificadas en la base de EP Petroecuador para las distintas categorías y sólo de entre las que se encuentren homologadas se realizará la evaluación técnico-económica y selección del proveedor adjudicado.
- En casos excepcionales, donde los equipos no se encuentren homologados, será responsabilidad del grupo técnico gestionar la homologación extraordinaria con la coordinación de Aseguramiento y Control de Calidad

Proceso de Ejecución de Adquisiciones

- Todos los equipos y materiales serán adquiridos mediante la emisión de órdenes de compra en favor de los proveedores adjudicados.
- La orden de compra será firmada por el ordenador de gasto y el representante legal de la empresa adjudicada, este documento incluye todos los términos y condiciones comerciales y legales acordados entre las partes.
- La administración de la orden de compra será realizada por el administrador designado por el ordenador de gasto, desde su adjudicación hasta el cierre administrativo en base al procedimiento Nro. ABS.10 Administración, fiscalización de Obras y Supervisión de bienes y servicios incluidos consultorías contratadas.

Proceso de Control de Adquisiciones

- El grupo fiscalizador integrado por un representante del departamento de ingeniería y un representante de la coordinación de Aseguramiento y Control de Calidad se encargarán de realizar el seguimiento, monitoreo y control de cumplimiento de las especificaciones técnicas y comerciales de cada orden de compra.
- Cada proveedor deberá realizar las pruebas de calidad en base al Plan de la Inspecciones y Pruebas (ITP) de la empresa.
- Para cada equipo, la contratista deberá elaborar el dossier de calidad y el manual del vendedor en base al procedimiento Nro. EXP.03.RC. DR.03.01 Instructivo para la preparación, entrega y publicación del manual del Vendedor

Matriz de Adquisiciones

- La matriz de adquisiciones es un instrumento que permite gestionar las adquisiciones de los equipos, materiales y servicios requeridos para la ejecución del proyecto.
- La matriz de adquisiciones será elaborada por el grupo técnico y el coordinador de materiales y será sometida a revisión y autorización del gerente del proyecto.

- El seguimiento y control de cumplimiento de la matriz de adquisiciones será ejecutado por el Coordinador de control de proyectos del director de Proyectos

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

4.4.2 Matriz de gestión y control de adquisiciones

Tabla 50 - Matriz para gestión y control de Adquisiciones

Matriz de Adquisiciones										
Nombre del proyecto						Gerente del proyecto				
PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) CAPTACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE GAS						Claudio, Luis; Borja, Daniel				
Fecha de inicio del proyecto						Tiempo de duración				
28/3/2024						36 meses				
Código del Proyecto						Versión				
Código Oracle	Descripción	Requisición de Compra				Orden de Compra				
		MR#	Fecha Inicio	Fecha Entrega	Responsable	OC#	Proveedor	Fecha Inicio	Fecha de entrega	Administrador

Fuente: Claudio, Luis; Borja, Daniel

5 CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 Conclusiones

- Del análisis del perfil de producción de hidrocarburos a 10 años en el Campo Sacha – Bloque 60 se concluye que el desarrollo del proyecto es sostenible y viable técnicamente mediante un proceso de captación, transferencia del

gas asociado desde las plataformas productoras hasta las estaciones centrales de procesamiento para su aprovechamiento como fuente de energía o industrialización.

- El proyecto ofrece una solución integral al utilizar el gas combustible para la generación de energía eléctrica, la cual será distribuida a través de las subestaciones eléctricas.
- LA PLANIFICACIÓN DE UN PROYECTO BASADO EN EL ESTÁNDAR DE LA GUÍA PMBOK® DEL PROJECT MANAGEMENT INSTITUTE (PMI®) CAPTACIÓN E INDUSTRIALIZACIÓN DE GAS CRUDO ASOCIADO DE PETRÓLEO EN EL BLOQUE 60 DE EP PETROECUADOR, basándose en las buenas prácticas del PMI® y los estándares de dirección de proyectos PMBOK® V6, maximiza el éxito del proyecto al tener un análisis integral del alcance, tiempo y costo. En el plan se han considerado 49 procesos de desarrollo, incluyendo la gestión del i)alcance, ii)costos, iii)cronograma, iv)calidad, v)recursos, vi)comunicaciones, vii)riesgos, viii)adquisiciones e ix)interesados, esto permitirá una gestión organizada y estructurada del proyecto, aumentando las oportunidades y reduciendo las amenazas.
- El proyecto es viable técnico, económico, debido a los beneficios del proyecto mediante la disminución de la importación por consumo de diésel para generación eléctrica. También se logra una disminución de gastos para el Estado Ecuatoriano debido al aumento en la producción de GLP y Naftas. Esto como resultado de los análisis económicos e indicadores económicos positivos de un valor actual neto: VAN positivo de 105,64 MMUSD, un TIR de 21%, mayor a la tasa de descuento y un pay back de 5,82 años de acuerdo a las premisas y supuestos indicados en el proyecto.
- El proyecto es sostenible porque considera los aspectos técnicos, sociales, ambientales y legales se ha determinado que el proyecto es viable porque va acorde a los establecido en la regulaciones legales, ambientales, sociales y de acuerdo a los objetivos estratégicos de EP PETROECUADOR.
- Se recomienda la inclusión de una reserva de contingencia en el proyecto para mitigar riesgos potenciales. Se estima un aumento en el tiempo de 147

días y un costo de contingencia del 41%, conforme a los límites establecidos por la AACE para estimados de costos Clase 4 (+50%, -30%).

5.2 Recomendaciones

- Se recomienda la preparación de normativas y reglamentos para la monetización del gas asociado a la producción, en línea con los estándares internacionales. Se propone establecer un costo en dólares por MMBTU/hora como método de valoración. Esto garantizará una estructura coherente y transparente para la comercialización del gas, facilitando su integración en los mercados internacionales y maximizando su valor económico.
- Los resultados obtenidos determinan que es factible y rentable el proyecto por lo que se recomienda continuar con la siguiente fase de dirección del proyecto, gestión de licencias, permisos y posterior implementación y operación.
- Se recomienda una estructura organizacional específica para el proyecto para las fases de contratación de bienes, servicios, supervisión de los diseños e ingenierías de desarrollo y en la fase ejecución con la administración y fiscalización en la fase de construcción para garantizar un adecuado control técnico, de costos, calidad y dirección del proyecto.
- En la planificación y ejecución del proyecto, se recomienda la socialización con los interesados considerando que está relacionado a un tema multidimensional político, legal, técnico, económico, social por el interés de apagar los mecheros y aprovechar el gas asociado como un recurso no renovable de alto valor transformándolo en energías térmicas, generación eléctrica o de empuje y presurización en reservorio.
- Durante el desarrollo del proyecto, se recomienda hacer uso del Índice de Valor Ganado (EV) y los Índices de Desempeño del Cronograma y de Costos (SPI) y (CPI) respectivamente como herramientas esenciales para supervisar y controlar el progreso del proyecto. Estas métricas permitirán revisar el avance del proyecto e identificar puntos de atención para tomar decisiones informadas y definir acciones correctivas oportunas para

asegurar que el proyecto se desarrolle según lo planeado y logre sus objetivos de manera eficiente.

- Se recomienda una gestión de interesados basada en las comunicaciones efectivas que permita una dirección, ejecución y cierre exitosos para el proyecto, esto tomando en cuenta que existen interesados en la sociedad, comunidades locales y el estado que requieren estrategias específicas y diferentes.

6 REFERENCIAS (NORMAS APA)

BANCO CENTRAL DEL ECUADOR. (2023). *BOLETÍN ANALÍTICO DEL SECTOR PETROLERO*. Quito Ecuador.

Energía, M. d. (2022). *Reglamento para reducir progresivamente la quema rutinaria de gas asociado en teas*. Quito.

EP PETROECUADOR. (08 de Enero de 2022). *EP PETROECUADOR*. Obtenido de <https://www.eppetroecuador.ec/?p=12042>

EP PETROECUADOR. (Marzo de 2022). *EP PETROECUADOR*. Obtenido de <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/07/Plan-Estrategico-Empresarial-2021-2025-APROBADO.pdf>

EP Petroecuador. (26 de julio de 2023). *Noticias*. Obtenido de www.eppetroecuador.ec

EP Petroecuador. (Enero de 2023). *Política Energética y de Descarbonización Empresarial. PCA.01.DR.14*. Quito.

EPA United States Environmental Protection Agency. (31 de enero de 2024). Obtenido de https://www.epa.gov.translate.google.com/energy/greenhouse-gases-equivalencies-calculator-calculations-and-references?_x_tr_sl=en&_x_tr_tl=es&_x_tr_hl=es&_x_tr_pto=rq

Función judicial de la república del Ecuador. (03 de Junio de 2020). *UNIDAD JUDICIAL FAMILIA, MUJER, NIÑEZ Y ADOLESCENCIA*. Obtenido de <https://www.derechosdelanaturaleza.org.ec/wp->

content/uploads/2021/05/3.-CASO-MECHEROS-SENTENCIA-PRIMERA-INSTANCIA-1.pdf

Instituto Nacional de Estadística e Informática . (2017). *Perú: Características Económicas y Financieras de las empresas de servicios. Encuesta económica anual 2015*. Lima: INEI.

Instituto Nacional de Estadística e Informática. (2017). *Perú: Características Económicas y Financieras de las empresas de Servicios. Resultados de la encuesta económica anual 2016*. Lima: INEI 2017.

Minas, M. d. (2023). *Mapa de Bloques e Infraestructura Petrolera*.

Ministerio del Ambiente. (23 de Enero de 2019). *Ministerio del Ambiente y Transición Ecológica*. Obtenido de <https://www.ambiente.gob.ec/ecuador-se-adhiere-a-la-iniciativa-mundial-cero-quema-regular-de-gas-para-2030/>

Orellana, L. (06 de Abril de 2012). *Blogspot*. Obtenido de <http://lizzi2012.blogspot.com/2012/04/tecnicas-para-identificar-problemas-y.html>

PETROECUADOR, E. (2022). *Plan Estratégico Empresarial*. Quito.

PETROECUADOR, E. (2023). *TARIFA NACIONAL DE COMBUSTIBLES*.

(2030). *Zero Routine Flaring*.

7 ANEXOS

7.1 Anexo 1: Cronograma Total del Proyecto

7.2 Anexo 2 Inversiones del proyecto

ANEXO 1

ANEXO 2

		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
PRODUCCIÓN OIL	BOPD	81 729.74	82 791.22	79 180.00	75 628.05	69 115.77	59 058.07	49 782.36	42 531.18	37 149.74	32 542.12	28 239.95	24 430.71	21 256.08	18 454.23	16 402.44	14 263.16	13 941.27	13 400.46	14 725.40	14 260.70	13 146.10
PRODUCCIÓN GAS	MMSCFD	24.52	24.84	23.75	22.69	20.73	17.72	14.93	12.76	11.14	9.76	8.47	7.33	6.38	5.54	4.92	4.28	4.18	4.02	4.42	4.28	3.94
% VENTAS	%	0%	50%	75%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	100%	200%
GAS DISPONIBLE COMPLEJO INDUSTRIAL	MMSCFD	13.01	12.78	11.04	9.94	8.53	6.36	4.30	2.76	1.94	1.57	0.99	0.66	0.37	0.15	-	-	0.01	0.36	1.07	1.21	2.21
REDUCCIÓN IMPORTACIÓN GLP	MMSCFD	3.90	3.84	3.31	2.98	2.56	1.91	1.29	0.83	0.58	0.47	0.30	0.20	0.11	0.05	-	-	0.00	0.11	0.32	0.36	0.66
REDUCCIÓN IMPORTACIÓN DIESEL	GAL /DIA	13 227.19	14 551.20	16 177.44	16 501.82	15 587.03	14 065.25	12 861.77	11 879.82	10 579.05	8 840.23	7 777.76	6 519.74	5 590.67	4 754.01	4 249.12	3 293.50	3 139.53	2 524.11	2 325.56	2 204.34	2 205.34

FLUJO DE CAJA		2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031	2032	2033	2034	2035	2036	2037	2038	2039	2040	2041	2042	2043	2044
		0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20
TOTAL VENTAS	MMUSD	\$ -	\$ 17.45	\$ 25.04	\$ 31.88	\$ 29.14	\$ 24.90	\$ 20.99	\$ 17.93	\$ 15.66	\$ 13.72	\$ 11.91	\$ 10.30	\$ 8.96	\$ 7.78	\$ 6.91	\$ 6.01	\$ 5.88	\$ 5.65	\$ 6.21	\$ 6.01	\$ 11.08
DEPRECIACIÓN	MMUSD	\$ -	\$ -	\$ -	\$ 8.64	\$ 8.64	\$ 8.64	\$ 8.64	\$ 8.64	\$ 8.64	\$ 8.64	\$ 8.64	\$ 8.64	\$ 8.64	\$ 8.64	\$ 8.64	\$ 8.64	\$ 8.64	\$ 8.64	\$ 8.64	\$ 8.64	\$ 8.64
REDUCCIÓN IMPORTACIÓN DIESEL	MMUSD	\$ -	\$ 7.78	\$ 12.98	\$ 17.65	\$ 16.67	\$ 15.04	\$ 13.76	\$ 12.70	\$ 11.31	\$ 9.45	\$ 8.32	\$ 6.97	\$ 5.98	\$ 5.08	\$ 4.54	\$ 3.52	\$ 3.36	\$ 2.70	\$ 2.49	\$ 2.36	\$ 4.72
REDUCCIÓN IMPORTACIÓN GLP	MMUSD	\$ -	\$ 5.17	\$ 6.70	\$ 8.04	\$ 6.90	\$ 5.15	\$ 3.48	\$ 2.23	\$ 1.57	\$ 1.27	\$ 0.80	\$ 0.53	\$ 0.30	\$ 0.12	\$ -	\$ -	\$ 0.01	\$ 0.29	\$ 0.87	\$ 0.98	\$ 3.57
CERTIFICADOS DE BONOS CARBONO GAS (M)	MMUSD	\$ -	\$ 3.82	\$ 5.48	\$ 6.98	\$ 6.38	\$ 5.45	\$ 4.59	\$ 3.92	\$ 3.43	\$ 3.00	\$ 2.61	\$ 2.25	\$ 1.96	\$ 1.70	\$ 1.51	\$ 1.32	\$ 1.29	\$ 1.24	\$ 1.36	\$ 1.32	\$ 2.43
CERTIFICADOS DE BONOS CARBONO DIESEL (MDL)	MMUSD	\$ -	\$ 0.28	\$ 0.47	\$ 0.63	\$ 0.60	\$ 0.54	\$ 0.49	\$ 0.46	\$ 0.41	\$ 0.34	\$ 0.30	\$ 0.25	\$ 0.21	\$ 0.18	\$ 0.16	\$ 0.13	\$ 0.12	\$ 0.10	\$ 0.09	\$ 0.08	\$ 0.17
TOTAL INGRESOS		\$ -	\$ 34.50	\$ 50.66	\$ 73.82	\$ 68.32	\$ 59.71	\$ 51.94	\$ 45.88	\$ 41.02	\$ 36.42	\$ 32.57	\$ 28.94	\$ 26.05	\$ 23.51	\$ 21.77	\$ 19.61	\$ 19.29	\$ 18.61	\$ 19.65	\$ 19.38	\$ 30.61
INVERSIÓN CAPITAL	MMUSD	\$ (196.69)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
COSTO OPERATIVO Y MANTENIMIENTO	MMUSD	\$ -	\$ (4.53)	\$ (6.50)	\$ (8.28)	\$ (7.57)	\$ (6.47)	\$ (5.45)	\$ (4.66)	\$ (4.07)	\$ (3.56)	\$ (3.09)	\$ (2.68)	\$ (2.33)	\$ (2.02)	\$ (1.80)	\$ (1.56)	\$ (1.53)	\$ (1.47)	\$ (1.61)	\$ (1.56)	\$ (2.88)
TOTAL GASTOS	MMUSD	\$ (196.69)	\$ (4.53)	\$ (6.50)	\$ (8.28)	\$ (7.57)	\$ (6.47)	\$ (5.45)	\$ (4.66)	\$ (4.07)	\$ (3.56)	\$ (3.09)	\$ (2.68)	\$ (2.33)	\$ (2.02)	\$ (1.80)	\$ (1.56)	\$ (1.53)	\$ (1.47)	\$ (1.61)	\$ (1.56)	\$ (2.88)
TOTAL INGRESOS Y GASTOS		\$ (196.69)	\$ 29.97	\$ 44.16	\$ 65.54	\$ 60.76	\$ 53.24	\$ 46.49	\$ 41.23	\$ 36.95	\$ 32.86	\$ 29.47	\$ 26.27	\$ 23.72	\$ 21.49	\$ 19.98	\$ 18.05	\$ 17.76	\$ 17.14	\$ 18.04	\$ 17.82	\$ 27.73

VNA INGRESOS	\$ 342.07	\$ -	\$ 34.23	\$ 50.19	\$ 73.19	\$ 67.73	\$ 59.17	\$ 51.45	\$ 45.43	\$ 40.61	\$ 36.08	\$ 32.27	\$ 28.89	\$ 25.84	\$ 23.32	\$ 21.61	\$ 19.49	\$ 19.17	\$ 18.51	\$ 19.56	\$ 19.30	\$ 30.44
VNA EGRESOS	\$ (36.03)	\$ -	\$ (4.53)	\$ (6.50)	\$ (8.28)	\$ (7.57)	\$ (6.47)	\$ (5.45)	\$ (4.66)	\$ (4.07)	\$ (3.56)	\$ (3.09)	\$ (2.68)	\$ (2.33)	\$ (2.02)	\$ (1.80)	\$ (1.56)	\$ (1.53)	\$ (1.47)	\$ (1.61)	\$ (1.56)	\$ (2.88)
INVERSIÓN	\$ (196.69)	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -	\$ -
VNA EGRESOS+INVERSIÓN	\$ (232.72)	\$ -	\$ (4.53)	\$ (6.50)	\$ (8.28)	\$ (7.57)	\$ (6.47)	\$ (5.45)	\$ (4.66)	\$ (4.07)	\$ (3.56)	\$ (3.09)	\$ (2.68)	\$ (2.33)	\$ (2.02)	\$ (1.80)	\$ (1.56)	\$ (1.53)	\$ (1.47)	\$ (1.61)	\$ (1.56)	\$ (2.88)
VNA	\$ 0.00	\$ 26.76	\$ 35.20	\$ 46.65	\$ 38.61	\$ 30.21	\$ 23.55	\$ 18.65	\$ 14.92	\$ 11.85	\$ 9.49	\$ 7.55	\$ 6.09	\$ 4.92	\$ 4.09	\$ 3.30	\$ 2.90	\$ 2.50	\$ 2.35	\$ 2.07	\$ 2.87	
VNA Acumulado	\$ 0.00	\$ 26.76	\$ 61.96	\$ 108.61	\$ 147.22	\$ 177.44	\$ 200.99	\$ 219.64	\$ 234.56	\$ 246.41	\$ 255.90	\$ 263.45	\$ 269.54	\$ 274.47	\$ 278.55	\$ 281.85	\$ 284.75	\$ 287.25	\$ 289.59	\$ 291.66	\$ 294.54	

PROCESO	RUBRO	CANTIDAD	UNIDAD	UNITARIO	TOTAL	1	1	1	1	1
PLANIFICACIÓN	Estudios de Factibilidad	3	u	\$ 275 000.00	\$ 825 000.00	\$ 825 000.00				
	Plan de proyecto	1	u	\$ 125 000.00	\$ 125 000.00	\$ 125 000.00				
INGENIERÍA	Ingeniería Conceptual plataformas	15	u	\$ 72 000.00	\$ 1 080 000.00	\$ 1 080 000.00				
	Ingeniería Conceptual estaciones centrales	5	u	\$ 145 000.00	\$ 725 000.00	\$ 725 000.00				
	Ingeniería Conceptual gasoductos	6	u	\$ 56 000.00	\$ 336 000.00	\$ 336 000.00				
	Ingeniería básica plataformas	15	u	\$ 135 000.00	\$ 2 025 000.00	\$ 1 012 500.00	\$ 1 012 500.00			
	Ingeniería básica estaciones centrales	5	u	\$ 175 000.00	\$ 875 000.00	\$ 437 500.00	\$ 437 500.00			
	Ingeniería básica gasoductos	6	u	\$ 65 000.00	\$ 390 000.00	\$ 195 000.00	\$ 195 000.00			
	Ingeniería detalle plataformas	15	u	\$ 265 000.00	\$ 3 975 000.00		\$ 1 987 500.00	\$ 1 987 500.00		
	Ingeniería detalle estaciones centrales	5	u	\$ 345 000.00	\$ 1 725 000.00		\$ 862 500.00	\$ 862 500.00		
	Ingeniería detalle gasoductos	6	u	\$ 278 000.00	\$ 1 668 000.00		\$ 834 000.00	\$ 834 000.00		
GESTIÓN DE PROCURA	Procura de equipos plataforma	1	glb	\$ 15 000 000.00	\$ 15 000 000.00		\$ 3 750 000.00	\$ 11 250 000.00		
	Procura de equipos estación	1	glb	\$ 85 000 000.00	\$ 85 000 000.00		\$ 21 250 000.00	\$ 63 750 000.00		
	Procura de tubería gasoductos	10000	jt	\$ 45.00	\$ 450 000.00		\$ 112 500.00	\$ 337 500.00		
	Procura equipos gasoductos	1	glb	\$ 4 500 000.00	\$ 4 500 000.00		\$ 1 125 000.00	\$ 3 375 000.00		
CONSTRUCCIÓN	Construcción sistema Sacha Central	1	ea	\$ 4 270 000.00	\$ 4 270 000.00			\$ 427 000.00	\$ 3 416 000.00	\$ 427 000.00
	Construcción sistema Sacha Sur	1	ea	\$ 3 840 000.00	\$ 3 840 000.00			\$ 384 000.00	\$ 3 072 000.00	\$ 384 000.00
	Construcción sistema Sacha Norte 1	1	ea	\$ 2 450 000.00	\$ 2 450 000.00			\$ 245 000.00	\$ 1 960 000.00	\$ 245 000.00
	Construcción sistema Sacha Norte 2	1	ea	\$ 3 740 000.00	\$ 3 740 000.00			\$ 374 000.00	\$ 2 992 000.00	\$ 374 000.00
	Construcción sistema Sacha 198	1	ea	\$ 2 360 000.00	\$ 2 360 000.00			\$ 236 000.00	\$ 1 888 000.00	\$ 236 000.00
	Construcción sistemas de plataformas	15	ea	\$ 2 430 000.00	\$ 36 450 000.00				\$ 18 225 000.00	\$ 18 225 000.00
	Construcción gasoductos principales	4	ea	\$ 3 700 000.00	\$ 14 800 000.00				\$ 7 400 000.00	\$ 7 400 000.00
	Construcción ramales	12	ea	\$ 840 000.00	\$ 10 080 000.00				\$ 5 040 000.00	\$ 5 040 000.00
FLUJO DE CAJA					\$ 196 689 000.00	\$ 4 736 000.00	\$ 31 566 500.00	\$ 84 062 500.00	\$ 43 993 000.00	\$ 32 331 000.00
SALDO DE CAPITAL						\$ 191 953 000.00	\$ 160 386 500.00	\$ 76 324 000.00	\$ 32 331 000.00	\$ -