



**TECNOLOGÍA SUPERIOR EN PETRÓLEOS**

Proyecto Previo a la Obtención del Título de:

**TECNÓLOGO SUPERIOR EN PETRÓLEOS**

**APROVECHAR EL GAS ASOCIADO PRODUCIDO DEL CAMPO  
AUCA - BLOQUE 61, PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA Y  
PROCESAMIENTO DE GLP EN EL AÑO 2024**

**AUTORAS:**

CONDE GARCIA KERLY NATHALIA

GANCHOZO SÁNCHEZ JENNIFER KATHERINE

**DIRECTOR:**

ING. ÁLVAREZ LAZO LUIS ALFREDO

ORELLANA, AGOSTO, 2024

**CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE  
TITULACIÓN**

**CT-ANX-2024-ISTER-6-6.2**

Sangolquí, 30 de octubre del 2024

**MSc. Elizabeth Ordoñez  
DIRECTORA DE DOCENCIA**

**MSc. Mónica Loachamín  
COORDINADORA DE TITULACIÓN**

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

**Presente**

Por medio de la presente, yo, Kerly Nathalia Conde Garcia declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado APROVECHAR EL GAS ASOCIADO PRODUCIDO DEL CAMPO AUCA - BLOQUE 61, PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA Y PROCESAMIENTO DE GLP EN EL AÑO 2024, de la Tecnología Superior en Petróleos; y a su vez manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui con condición de Universitario los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

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

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,



Firmado electrónicamente por:  
**KERLY NATHALIA  
CONDE GARCIA**

**KERLY NATHALIA CONDE GARCIA**  
C.I.: 2250298003

## CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2024-ISTER-6-6.2

Sangolquí, 30 de Octubre del 2024

**MSc. Elizabeth Ordoñez**  
**DIRECTORA DE DOCENCIA**

**MSc. Mónica Loachamín**  
**COORDINADORA DE TITULACIÓN**

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

**Presente**

Por medio de la presente, yo, JENNIFER KATHERINE GANCHOZO SANCHEZ declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado APROVECHAR EL GAS ASOCIADO PRODUCIDO DEL CAMPO AUCA - BLOQUE 61, PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA Y PROCESAMIENTO DE GLP EN EL AÑO 2024 de la Tecnología Superior en Petróleo; y a su vez manifiesto mi voluntad de ceder al Instituto Superior Tecnológico Rumiñahui con condición de Universitario los derechos de reproducción, distribución y publicación de dicho trabajo de titulación, en cualquier formato y medio, con fines académicos y de investigación.

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

En fe de lo cual, firmo la presente.

Atentamente,



Firmado electrónicamente por:  
JENNIFER KATHERINE  
GANCHOZO SANCHEZ

JENNIFER KATHERINE GANCHOZO SANCHEZ

C.I.: 2200267835

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

CT-ANX-2024-ISTER-1

**CARRERA:**

TECNOLOGÍA SUPERIOR EN PETRÓLEOS

**AUTOR /ES:**

CONDE GARCIA KERLY NATHALIA  
GANCHOZO SÁNCHEZ JENNIFER KATHERINE

**TUTOR:**

ING. LUIS ALFREDO ÁLVAREZ LAZO

**CONTACTO ESTUDIANTE:**

0959036234

0969259143

**CORREO ELECTRÓNICO:**

[kerlynconde@gmail.com](mailto:kerlynconde@gmail.com)

[kathegan04@gmail.com](mailto:kathegan04@gmail.com)

**TEMA:**

APROVECHAR EL GAS ASOCIADO PRODUCIDO DEL CAMPO AUCA - BLOQUE 61,  
PARA LA GENERACIÓN ELÉCTRICA Y PROCESAMIENTO DE GLP EN EL AÑO 2024

**OPCIÓN DE TITULACIÓN:**

UNIDAD INTEGRACIÓN CURRICULAR

**MATRIZ SANGOLQUÍ:** Av. Atahualpa 1701 y 8 de Febrero

Tel: 0960052734 / 023524576 / 022331628

 [www.ister.edu.ec](http://www.ister.edu.ec) / [info@ister.edu.ec](mailto:info@ister.edu.ec)

## RESUMEN EN ESPAÑOL:

Este proyecto se enfoca en la optimización del manejo del gas asociado en el Campo Auca - Bloque 61, con el objetivo de maximizar su valor y minimizar el impacto ambiental derivado de su quema o venteo en mecheros tradicionales. Para ello, se plantea el desarrollo de sistemas integrados de aprovechamiento del gas, abordando tanto los aspectos técnicos como económicos del mismo. El proyecto está dividido en cinco capítulos.

El primer capítulo describe el contexto del problema relacionado con la combustión del gas asociado, enfatizando los efectos perjudiciales en el medio ambiente y el desperdicio de recursos energéticos. Se justifica la necesidad de este estudio mediante el análisis de datos específicos del campo y las tendencias globales de la industria petrolera, con el objetivo de proponer procedimientos eficientes para el aprovechamiento del gas.

El segundo capítulo describe en detalle al Campo Auca, incluyendo su historia de desarrollo, ubicación geográfica y características geológicas. Se examinan las estructuras del campo, la columna estratigráfica y los tipos de reservorios presentes. Además, se caracteriza el crudo y el gas producidos, se explican los sistemas de extracción artificial utilizados, y se evalúan tanto el consumo energético del campo como la normativa ambiental aplicable.

En el tercer capítulo, se evalúan dos propuestas para el manejo del gas asociado: una planta de generación eléctrica y una planta de procesamiento de GLP. Se analiza la factibilidad técnica de cada alternativa, incluyendo el diseño conceptual, la ingeniería básica y los aspectos logísticos para su implementación.

El cuarto capítulo presenta los resultados del análisis, destacando las especificaciones técnicas, las ventajas y limitaciones de cada opción. Se realiza un análisis económico y comparativo, que permite identificar la alternativa más adecuada para su implementación en el Campo Auca - Bloque 61

Finalmente, el quinto capítulo presenta las conclusiones y recomendaciones.

## PALABRAS CLAVE:

Producción, combustión rutinaria de gas, generación eléctrica, procesamiento de GLP, optimización.

## ABSTRACT:

This project focuses on the optimization of associated gas management in the Auca Field - Block 61, with the objective of maximizing its value and minimizing the environmental impact derived from its burning or venting in traditional flares. To this end, the development of integrated gas utilization systems is proposed, addressing both the technical and economic aspects of the gas. The project is divided into five chapters.

The first chapter describes the context of the problem related to the combustion of associated gas, emphasizing the harmful effects on the environment and the waste of energy resources. The need for this study is justified by analyzing specific data from the field and global trends in the oil industry, with the objective of proposing efficient procedures for gas utilization.

The second chapter describes the Auca Field in detail, including its development history, geographic location and geological characteristics. The field structures, stratigraphic column and types of reservoirs present are examined. In addition, the crude oil and gas produced are characterized, the artificial extraction systems used are explained, and both the energy consumption of the field and the applicable environmental regulations are evaluated.

In the third chapter, two proposals for the management of associated gas are evaluated: an electric generation plant and an LPG processing plant. The technical feasibility of each alternative is analyzed, including the conceptual design, basic engineering and logistical aspects for its implementation.

The fourth chapter presents the results of the analysis, highlighting the technical specifications, advantages and limitations of each option. An economic and comparative analysis is carried out, which allows identifying the most suitable alternative for its implementation in the Auca Field - Block 61.

Finally, the fifth chapter presents the conclusions and recommendations.

#### **PALABRAS CLAVE:**

Production, routine gas combustion, electric generation, LPG processing, optimization.

## SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

**CT-ANX-2024-ISTER-2**  
Sangolquí, 30 de octubre del 2024

Sres.-  
**INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE  
UNIVERSITARIO**

**Presente**

A través del presente me permito aceptar la publicación del trabajo de titulación de la Unidad de Integración Curricular en el repositorio digital “DsPace” del estudiante: CONDE GARCIA KERLY NATHALIA con C.I.: 2250298003, GANCHOZO SÁNCHEZ JENNIFER KATHERINE con C.I.: 2200267835, alumnas de la Carrera TECNOLOGÍA SUPERIOR EN PETRÓLEOS.

Atentamente,



Firma del Estudiante  
C.I.: 2250298003



Firma del Estudiante  
C.I.: 2200267835

### **SÓLO PARA USO DEL ISTER**

Han sido revisadas las similitudes del trabajo en el software “TURNITING” y cuenta con un porcentaje de .....; motivo por el cual, el Proyecto Técnico de Titulación es publicable. (EL PORCENTAJE DE SIMILITUD DEBE SER MÁXIMO DE 15%)

\_\_\_\_\_  
**MSc. Elizabeth Ordoñez**  
**DIRECTORA DE DOCENCIA**

\_\_\_\_\_  
**MSc. Mónica Loachamín**  
**COORDINADORA DE TITULACIÓN**

Fecha del Informe \_\_\_\_ / \_\_\_\_ / \_\_\_\_

**MATRIZ SANGOLQUÍ:** Av. Atahualpa 1701 y 8 de Febrero

**Telf:** 0960052734 / 023524576 / 022331628

 [www.ister.edu.ec](http://www.ister.edu.ec) / [info@ister.edu.ec](mailto:info@ister.edu.ec)

## CONTENIDO

<b>RESUMEN .....</b>	<b>7</b>
<b>CAPÍTULO I.....</b>	<b>8</b>
<b>INTRODUCCIÓN .....</b>	<b>8</b>
1.1. Planteamiento del problema .....	8
1.2. Justificación .....	9
1.3. Alcance .....	12
1.4. Objetivos.....	12
1.4.1. Objetivo general .....	12
1.4.2. Objetivos específicos .....	12
<b>CAPÍTULO II .....</b>	<b>13</b>
<b>DESCRIPCIÓN DEL CAMPO.....</b>	<b>13</b>
2.1. Reseña histórica .....	13
2.2. Ubicación del campo .....	14
2.3. Geología del campo .....	15
2.3.1. Estructura.....	15
2.3.2. Columna estratigráfica.....	17
2.3.3. Tipologías de reservorio .....	18
2.4. Caracterización del crudo y gas.....	20
2.4.1. Crudo .....	20
2.4.2. Gas .....	21
2.5. Sistemas de Levantamiento Artificial (SLA) .....	23
2.6. Licencias y regulaciones ambientales.....	24
2.7. Demanda energética .....	25
<b>CAPÍTULO III .....</b>	<b>27</b>
<b>DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN.....</b>	<b>27</b>
3.1. Proceso actual.....	27

3.1.1. Estado actual de equipos.....	28
3.1.2. Problemática técnica.....	29
3.1.3. Necesidades identificadas .....	30
3.2. Propuestas.....	30
3.2.1. Planta de Generación Eléctrica.....	31
3.2.1.1. Análisis .....	31
3.2.1.2. Diseño .....	32
3.2.1.3. Implementación .....	37
3.2.2. Planta de Procesamiento de GLP.....	39
3.2.2.1. Análisis .....	39
3.2.2.2. Diseño .....	40
3.2.2.3. Implementación .....	44
<b>CAPÍTULO IV.....</b>	<b>47</b>
<b>PRUEBAS, RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....</b>	<b>47</b>
4.1. Planta de Generación Eléctrica.....	47
4.1.1. Especificaciones técnicas .....	47
4.1.2. Ventajas y desventajas .....	49
4.2. Planta de Procesamiento de GLP.....	50
4.2.1. Especificaciones técnicas .....	50
4.2.2. Ventajas y desventajas .....	51
4.3. Análisis de las propuestas .....	52
4.3.1. Análisis económico.....	52
4.3.2. Análisis comparativo .....	58
4.4. Discusión .....	59
<b>CAPÍTULO V .....</b>	<b>60</b>
<b>CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES .....</b>	<b>60</b>
5.1. Conclusiones.....	60
5.2. Recomendaciones .....	61
<b>BIBLIOGRAFÍA .....</b>	<b>64</b>

## LISTA DE TABLA

<b>Tabla 1.</b> Propiedades del crudo.....	20
<b>Tabla 2.</b> Composición del gas natural.....	22
<b>Tabla 3.</b> Potencial de producción de gas - Bloque 61.....	22
<b>Tabla 4.</b> Cromatografía del campo .....	23
<b>Tabla 5.</b> Análisis cualitativo de equipos .....	28
<b>Tabla 6.</b> Principales componentes del gas para la generación eléctrica .....	31
<b>Tabla 7.</b> Principales componentes del gas para el procesamiento de GLP.....	40
<b>Tabla 8.</b> Especificaciones de la planta de generación eléctrica .....	48
<b>Tabla 9.</b> Ventajas y desventajas de la planta de generación eléctrica.....	49
<b>Tabla 10.</b> Especificaciones de la planta de procesamiento de GLP.....	51
<b>Tabla 11.</b> Ventajas y desventajas de la planta de procesamiento de GLP.....	52
<b>Tabla 12.</b> Capacidad de generación eléctrica según escenarios de producción de gas..	53
<b>Tabla 13.</b> Ahorro potencial: Escenario pesimista (Generación Eléctrica).....	53
<b>Tabla 14.</b> Ahorro potencial: Escenario más probable (Generación Eléctrica) .....	54
<b>Tabla 15.</b> Ahorro potencial: Escenario optimista (Generación Eléctrica).....	54
<b>Tabla 16.</b> Proyecciones de producción y rentabilidad del GLP según escenarios de gas .....	55
<b>Tabla 17.</b> Ingresos potenciales: Escenario pesimista (Procesamiento de GLP).....	55
<b>Tabla 18.</b> Ingresos potenciales: Escenario más probable (Procesamiento de GLP).....	55
<b>Tabla 19.</b> Ingresos potenciales: Escenario optimista (Procesamiento de GLP) .....	56
<b>Tabla 20.</b> Comparativa de propuestas de aprovechamiento de gas .....	58

## LISTA DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Diagrama de causas y consecuencias del mal aprovechamiento de gas asociado .....	9
<b>Figura 2.</b> Aspectos fundamentales a considerar para las propuestas de aprovechamiento de gas .....	10
<b>Figura 3.</b> Análisis PESTLA – Factores contextuales para el aprovechamiento del gas asociado .....	11
<b>Figura 4.</b> Mapa de bloques petroleros: Ubicación del bloque 61 .....	14
<b>Figura 5.</b> Campo Auca: Mapa estructural.....	15
<b>Figura 6.</b> Campo Auca: Sección sísmica CP-83-314 .....	16
<b>Figura 7.</b> Columna estratigráfica .....	17
<b>Figura 8.</b> Sección Estratigráfica: Tena Inferior - Napo - Hollín.....	19
<b>Figura 9.</b> Sistemas de levantamiento artificial del Campo Auca.....	24
<b>Figura 10.</b> Proceso actual del Bloque 61 .....	27
<b>Figura 11.</b> Proceso actual del manejo del gas.....	29
<b>Figura 12.</b> Gestión actual del gas asociado en el Campo Auca .....	29
<b>Figura 13.</b> Aspectos necesarios para la gestión eficiente del gas asociado en el B61 ...	30
<b>Figura 14.</b> Subsistemas del proceso de generación eléctrica a partir de gas asociado ..	32
<b>Figura 15.</b> Subsistemas del proceso de obtención de GLP.....	41
<b>Figura 16.</b> Sistema de generación eléctrica de ciclo combinado .....	48
<b>Figura 17.</b> Esquema de forma general del procesamiento del gas para GLP .....	50
<b>Figura 18.</b> Proyección de ahorros en la generación eléctrica según escenarios de producción de gas en el Bloque 61 .....	54

<b>Figura 19.</b> Proyección de ingresos por producción de GLP según escenarios de producción de gas en el Bloque 61 .....	56
<b>Figura 20.</b> Comparativa de proyecciones económicas entre la generación eléctrica y el procesamiento de GLP según escenarios de producción de gas.....	57

## RESUMEN

Este proyecto se enfoca en la optimización del manejo del gas asociado en el Campo Auca - Bloque 61, con el objetivo de maximizar su valor y minimizar el impacto ambiental derivado de su quema o venteo en mecheros tradicionales. Para ello, se plantea el desarrollo de sistemas integrados de aprovechamiento del gas, abordando tanto los aspectos técnicos como económicos del mismo.

El proyecto está dividido en cinco capítulos. El primer capítulo describe el contexto del problema relacionado con la combustión del gas asociado, enfatizando los efectos perjudiciales en el medio ambiente y el desperdicio de recursos energéticos. Se justifica la necesidad de este estudio mediante el análisis de datos específicos del campo y las tendencias globales de la industria petrolera, con el objetivo de proponer procedimientos eficientes para el aprovechamiento del gas.

El segundo capítulo describe en detalle al Campo Auca, incluyendo su historia de desarrollo, ubicación geográfica y características geológicas. Se examinan las estructuras del campo, la columna estratigráfica y los tipos de reservorios presentes. Además, se caracteriza el crudo y el gas producidos, se explican los sistemas de extracción artificial utilizados, y se evalúan tanto el consumo energético del campo como la normativa ambiental aplicable.

En el tercer capítulo, se evalúan dos propuestas para el manejo del gas asociado: una planta de generación eléctrica y una planta de procesamiento de GLP. Se analiza la factibilidad técnica de cada alternativa, incluyendo el diseño conceptual, la ingeniería básica y los aspectos logísticos para su implementación.

El cuarto capítulo presenta los resultados del análisis, destacando las especificaciones técnicas, las ventajas y limitaciones de cada opción. Se realiza un análisis económico y comparativo, que permite identificar la alternativa más adecuada para su implementación en el Campo Auca - Bloque 61.

Finalmente, el quinto capítulo presenta las conclusiones y recomendaciones.

# CAPÍTULO I

## INTRODUCCIÓN

### 1.1. Planteamiento del problema

En los campos maduros de la Cuenca Oriente Ecuatoriana, en el Campo Auca – Bloque 61, la extracción de crudo enfrenta un desafío significativo relacionado con el manejo del gas asociado. Este desafío presenta implicaciones ambientales y sociales complejas debido a la práctica habitual de quema de gas en mecheros tradicionales.

Esta práctica, aunque es común en la industria petrolera, genera una serie de externalidades negativas que se han vuelto cada vez más ineludibles dentro del panorama actual de mayor conciencia ambiental y de compromiso empresarial. Dado que esta práctica genera emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) como el dióxido de carbono y el metano, así como otros contaminantes peligrosos, deteriorando la calidad del aire dentro de las comunidades aledañas. Como señala (Santillán Lima et al., 2024) “estudios recientes han revelado que las concentraciones de material particulado de diámetro 2.5 micrómetros (PM2.5) en las comunidades cercanas a los mecheros exceden en un 20% lo señalado por la Organización Mundial de la Salud (OMS)”.

Desde un punto de vista técnico, la magnitud del problema se evidencia ya que el Campo Auca produce y quema diariamente 9 325,82 miles de pies cúbicos estándar por día (MSCFD) de gas asociado, lo cual genera aproximadamente 190 000 toneladas métricas de CO<sub>2</sub> equivalente por año, contribuyendo significativamente al cambio climático y desaprovechando un valioso recurso energético. Esta cantidad sustancial de emisiones no solo contribuye al calentamiento global, sino que también, la quema de gas asociado representa un desperdicio de un recurso energético natural y aprovechable, pues este podría ser canalizado, potenciando su aprovechamiento.

En consecuencia, se buscan soluciones que compensen los diversos requerimientos sin afectar la capacidad productiva del campo. Al poner en marcha los sistemas para el aprovechamiento del gas en el Campo Auca abordaría los desafíos locales y contribuiría a los esfuerzos para la reducción de emisiones y optimización de recursos energéticos.

Esto, a su vez, reforzaría la competitividad y sostenibilidad de las operaciones petroleras en el país.

<b>MAL APROVECHAMIENTO DEL GAS ASOCIADO</b>			
<b>CAUSAS</b>	<b>Facilidades de producción</b>	<b>Operacionales tradicionales</b>	<b>Limitaciones en tecnologías de proceso</b>
	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Diseños adaptados más al manejo de crudo y agua</li> <li>▪ Inhabilidad y ausencia de sistemas integrales de aprovechamiento de gas</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Histórico operativo en producción y manejo de agua y crudo</li> <li>▪ Falta de soluciones técnicas e identificación del gas asociado como recurso de valor.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Prácticas inadecuadas que conducen a liberación y quema de gas.</li> <li>▪ Carencia de procedimientos y soluciones adecuadas para la separación multifásica (crudo, agua y gas).</li> </ul>
<b>CONSECUENCIAS</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Potencial formación de hidratos y asfáltenos debido a cambios en la presión y temperatura.</li> <li>▪ Inestabilidad en los regímenes de producción causada por la variabilidad en el manejo del gas.</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Agotamiento de recursos no renovables al quemar el gas, en lugar de aprovecharlo como fuente de energía.</li> <li>▪ Emisión de GEI a la atmósfera, principalmente (CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>).</li> <li>▪ Sentencia que prohíbe la quema de gas por mecheros</li> </ul>	<ul style="list-style-type: none"> <li>▪ Limitaciones técnicas para la recuperación mejorada con gas</li> <li>▪ Imposibilidad de reinyección de gas para mantener el/los yacimientos con presiones estables.</li> <li>▪ Desaprovechamiento del gas como un recurso energético.</li> </ul>
	<b>Implicaciones operacionales</b>	<b>Impacto ambiental</b>	<b>Barreras para optimización de recobro</b>

**Figura 1.** Diagrama de causas y consecuencias del mal aprovechamiento de gas asociado

Fuente: Elaboración propia

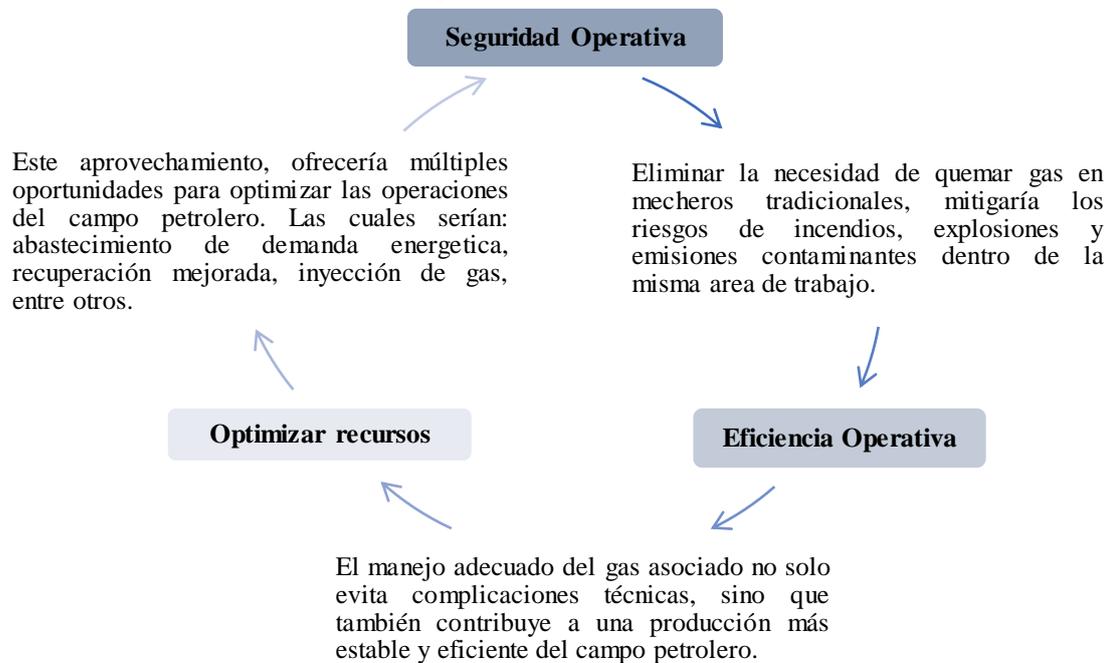
## 1.2. Justificación

La iniciativa se evidencia por la necesidad apremiante de abordar de manera integral los múltiples desafíos técnicos, operacionales, ambientales y socioeconómicos asociados al manejo inadecuado del gas asociado producido durante las operaciones de extracción de petróleo en el Bloque 61, Campo Auca. En esta zona, la extracción de crudo se ve inexorablemente acompañada por la producción de volúmenes considerables de gas asociado, cuyo manejo inadecuado a través de la práctica convencional de venteo y quema descontrolada en mecheros representa un desafío multidimensional que demanda una respuesta integral y urgente.

Dado que este entorno no es ajeno al contexto global de la industria petrolera, a nivel mundial, se está experimentando un cambio paradigmático hacia prácticas más

sostenibles en el manejo del gas asociado. Según (Ipieca, 2022), “la combustión de gas se ha disminuido en un 5% a nivel global entre 2019 y 2023, evidenciando una tendencia positiva hacia su aprovechamiento. Países líderes en la industria como Noruega y Canadá han implementado políticas estrictas que prohíben la quema rutinaria de gas, logrando tasas de utilización superiores al 99%. En el contexto latinoamericano, naciones como Colombia y Brasil están a la vanguardia, liderando iniciativas ambiciosas para reducir la quema de gas en un 30% para 2026”. Estas tendencias globales no solo subrayan la importancia de implementar soluciones de manejo eficiente de gas asociado en el Campo Auca, sino que también demuestran su viabilidad técnica y operacional.

Desde una perspectiva técnica y operacional, el desperdicio de este valioso recurso energético a través de su liberación incontrolada conlleva implicaciones significativas que impactan negativamente en los indicadores de producción y eficiencia, al desaprovechar las oportunidades de optimización energética, diversificación de la matriz productiva y generación de valor agregado a través del aprovechamiento del gas asociado en procesos industriales o como materia prima. Esto constituye una pérdida de oportunidades para maximizar el valor agregado de la cadena productiva e incrementar la rentabilidad de las operaciones extractivas. Dada esta situación, se busca soluciones que compensen los diversos requerimientos sin afectar la capacidad productiva del campo. Esta solución debe fundamentarse y permitir:



**Figura 2.** Aspectos fundamentales a considerar para las propuestas de aprovechamiento de gas

**Fuente:** Elaboración propia

Para comprender de mejor manera el contexto en el que se enmarca esta iniciativa, es crucial realizar un análisis PESTLA:

<b>P</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Regulaciones gubernamentales sobre la producción de gas asociado y su integración en la cadena de valor dentro de la industria.</li> </ul>		Factores Políticos
<b>E</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Inversiones y financiamiento para proyectos que aprovechan el gas asociado en el sector.</li> <li>Impacto económico frente a la implementación de tecnologías para el aprovechamiento del gas.</li> <li>Sanciones por incumplimiento.</li> </ul>		Factores Económicos
<b>S</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Programas de capacitación técnica para trabajadores de la industria en el manejo seguro y eficiente del gas.</li> <li>Desarrollo de políticas de responsabilidad social orientadas a mejorar las condiciones laborales y el bienestar empresa - comunidad.</li> </ul>		Factores Sociales
<b>T</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sistemas de captura y tratamiento de gas.</li> <li>Tecnologías de monitoreo de emisiones fugitivas y control remoto.</li> <li>Adopción de tecnologías de bombeo multifásico.</li> <li>Implementación de sistemas termólisis.</li> <li>Capacitar a los trabajadores en el manejo y cuidado de tecnologías recientes.</li> </ul>		Factores Tecnológicos
<b>L</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Sentencia que establece que los mecheros (emiten y liberan gas), infringen los derechos ambientales y de salud a las poblaciones.</li> <li>Orden que exige la eliminación de mecheros en sitios aledaños, a menos de 5000 km a los centros poblados en un plazo de 18 meses (se han desmantelado 145).</li> <li>Eliminación progresiva de mecheros hasta diciembre de 2030.</li> </ul>		Factores Legales
<b>A</b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Contaminación por CO2.</li> <li>Plan de descarbonización integral.</li> <li>Aprovechamiento del gas.</li> </ul>		Factores Ambientales

**Figura 3.** Análisis PESTLA – Factores contextuales para el aprovechamiento del gas asociado

**Fuente:** Elaboración propia

### **1.3.Alcance**

Este proyecto se enfoca en desarrollar soluciones integrales para la gestión eficiente del gas asociado en el Campo Auca – Bloque 61, con el fin de optimizar el aprovechamiento de este recurso valioso y subutilizado, sin comprometer la capacidad productiva del campo. El estudio abordará de manera exhaustiva los desafíos técnicos, económicos y ambientales inherentes a la gestión del gas asociado.

Se evaluarán dos propuestas, cada uno representando una estrategia distinta para el aprovechamiento del gas, los cuales serán analizados bajo criterios de viabilidad técnica, rentabilidad económica, impacto ambiental y beneficios sociales.

Asimismo, se explorarán sinergias potenciales entre las propuestas de solución, y se considerarán opciones complementarias que permitan un enfoque integral y holístico en la gestión y aprovechamiento del gas asociado. El enfoque del proyecto no solo es proponer soluciones técnicas viables, sino también establecer un precedente en la gestión sostenible de recursos dentro de la industria petrolera ecuatoriana, aprovechamiento del gas disponible.

### **1.4.Objetivos**

#### **1.4.1. Objetivo general**

Establecer procedimientos eficientes para el aprovechamiento del gas asociado, optimizando su uso y maximizar el valor de este recurso en el Campo Auca – Bloque 61.

#### **1.4.2. Objetivos específicos**

- Efectuar sistemas integrales que combinen procedimientos técnicos y operacionales con los procesos de producción actuales, maximizando el aprovechamiento del gas asociado.
- Mejorar las facilidades de superficie existentes para permitir la incorporación de sistemas integrales y eliminar las restricciones operativas que limitan el adecuado aprovechamiento del gas asociado, considerando sus características.
- Evaluar la disminución de emisiones de GEI asociada a la implementación de sistemas de aprovechamiento de gas.

# CAPÍTULO II

## DESCRIPCIÓN DEL CAMPO

### 2.1. Reseña histórica

El descubrimiento del Campo Auca se remonta al 16 de febrero de 1970, cuando el consorcio Texaco-Gulf perforó el pozo exploratorio Auca 1. Este pozo alcanzó una profundidad de 10,578 pies y fue consumado el 30 de marzo del mismo año.

La primera producción del campo provino de las arenas Hollín, con una gravedad API de 31° y temperatura de 27°, alcanzando 3,072 barriles de petróleo por día (BPPD).

La producción inicial del Auca 1 fue de 3.072 BPPD, provenientes de Hollín (31° API) y “T” (27° API). Como señala (Armijos Medina, 2018), “la decisión de perforar el pozo se basó en tamaño de la estructura, su ubicación en la zona productiva de Sacha y la necesidad de valorar el potencial en la zona sur de la concesión Coca”.

“Aunque descubierto en 1970, la explotación del Campo Auca no comenzó inmediatamente. Los registros de EP Petroecuador indican que la producción formal se inició en abril de 1975, con un volumen de 6.752 BPPD. A partir de entonces, el campo experimentó un crecimiento significativo en su producción” (Salazar, 2017).

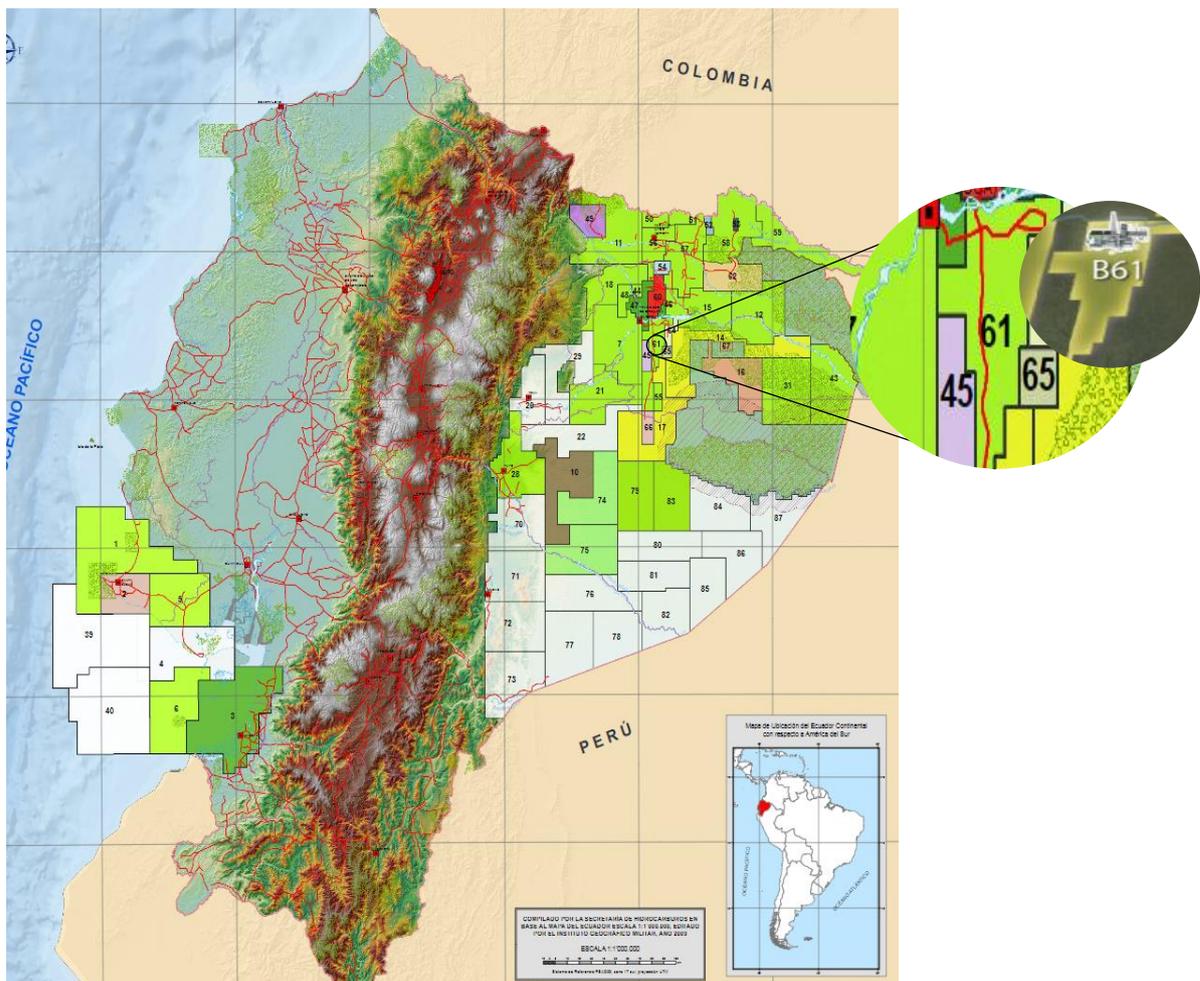
El campo alcanzó su pico histórico en julio de 1994, con un promedio de producción de 24.367 BPPD. Para 2013, la producción había aumentado aún más, llegando a 36.240 BPPD, demostrando la importancia continua de este campo en la industria petrolera ecuatoriana. Reflejándose no solo en el potencial del campo, sino también los avances tecnológicos y estrategias de optimización implementadas a lo largo de más de cuatro décadas de operación.

## 2.2.Ubicación del campo

El Bloque 61 está situado en la provincia de Orellana, Coca – Dayuma, operado actualmente por EP Petroecuador, en la Cuenca Oriente de la región amazónica ecuatoriana, en las siguientes coordenadas geográficas:

Latitud  $0^{\circ}15'00''$  S –  $0^{\circ}45'00''$  S

Longitud  $76^{\circ}30'00''$  O –  $77^{\circ}15'00''$  O



**Figura 4.** Mapa de bloques petroleros: Ubicación del bloque 61

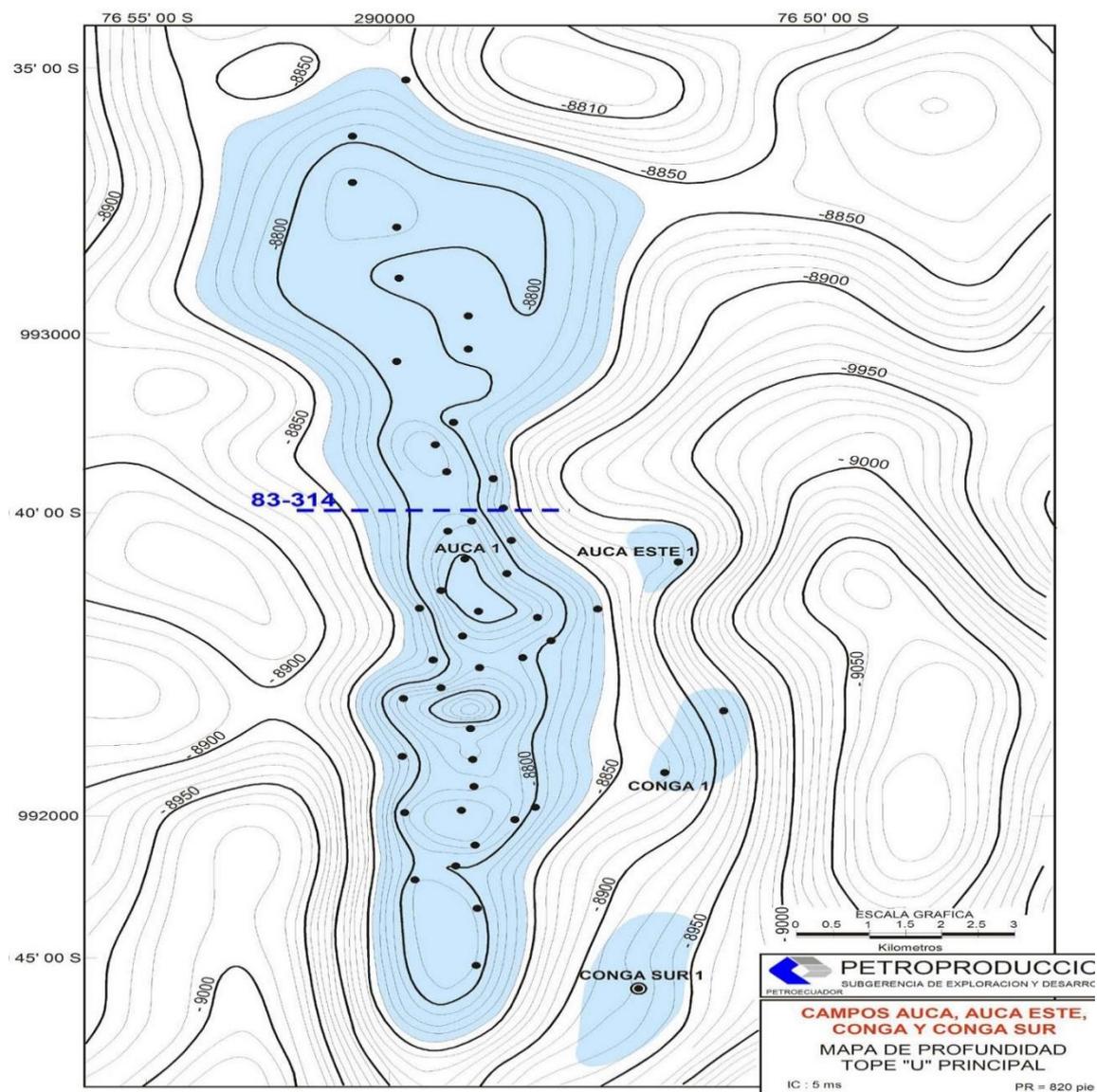
**Fuente:** Ministerio de Energía, 2020

## 2.3. Geología del campo

### 2.3.1. Estructura

Este bloque se caracteriza por una estructura anticlinal bastante simétrica, elongada en dirección NNO-SSE, con una longitud aproximada de 23 km *Figura 5*. Esta formación geológica presenta un ensanchamiento notable hacia el norte, atribuido a la influencia de un lineamiento colateral en dirección NE-SO.

Este lineamiento marca la transición a la parte regional transversal del Río Napo, donde se encuentra el complejo Culebra-Yulebra-Anaconda.

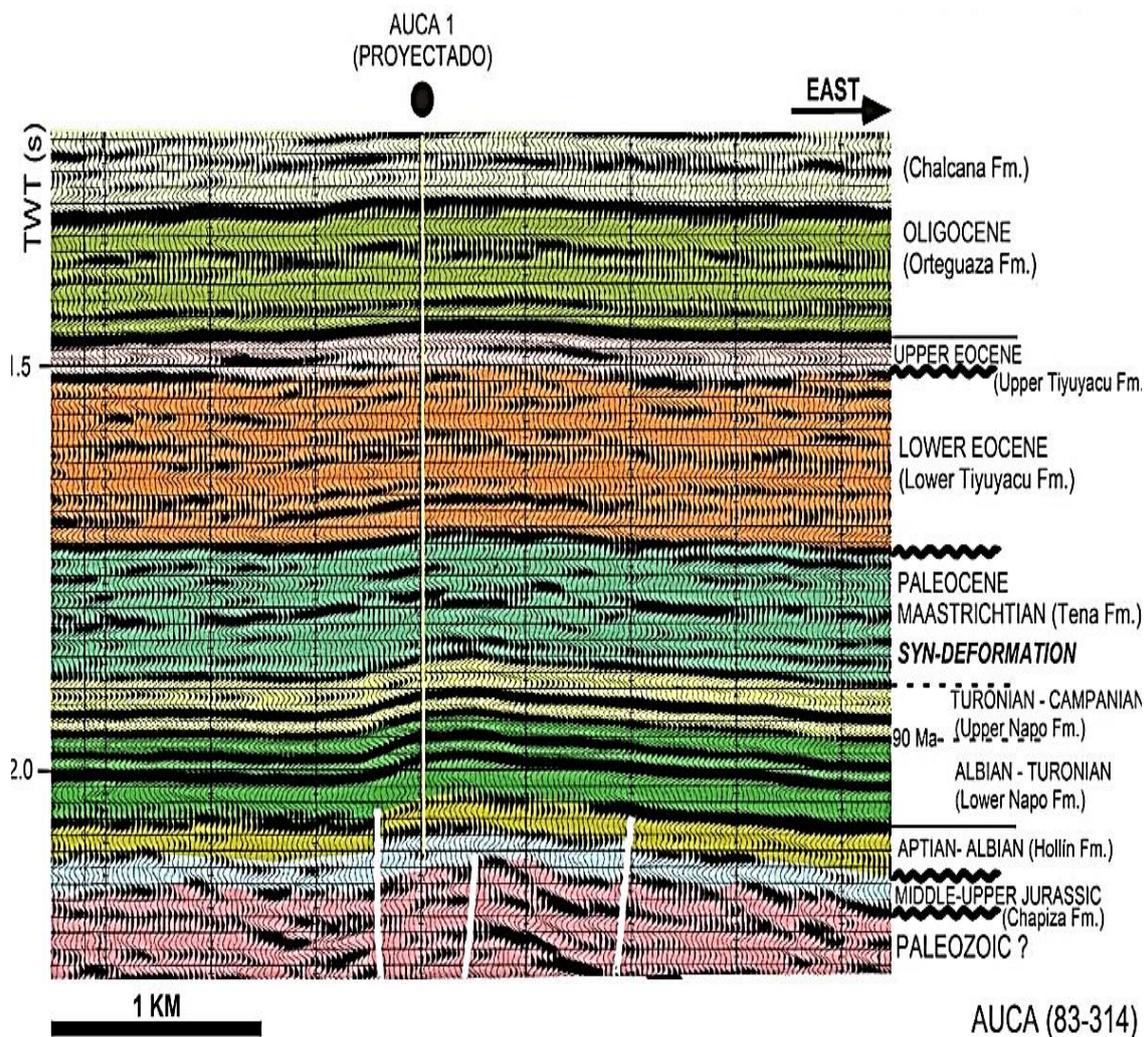


**Figura 5.** Campo Auca: Mapa estructural

**Fuente:** EP Petroecuador, 2018

La estructura Auca muestra una mínima alteración tectónica en la parte superior de la arenisca U principal, con fallas en secciones sísmicas que obtienen directamente las formaciones Hollín y Napo Basal *Figura 6*. Según (Salazar, 2017), "la formación de la estructura Auca ocurrió durante el Maastrichtiano-Paleoceno, evidenciada por la desproporción sin-tectónica de los depósitos de la formación Tena visible en la sección sísmica CP-83-314".

Las areniscas productivas del Auca, incluyendo Hollín Principal, Hollín Superior, "T", "U" y Tena Basal, se depositaron en ambientes sedimentarios diversos, abarcando desde fluviales hasta estuarinos, con influencia de mareas y regresiones marinas. Esta variedad de ambientes deposicionales ha contribuido a la complejidad y riqueza de los reservorios del campo.



**Figura 6.** Campo Auca: Sección sísmica CP-83-314

Fuente: EP Petroecuador, 2018

### 2.3.2. Columna estratigráfica

La cuenca Oriental Ecuatoriana representa una de las cuencas submarinas más complejas. La columna estratigráfica de la *Figura 7*, resume los principales aspectos geológicos y los acontecimientos geodinámicos relevantes que influyeron en la formación de la Cuenca Oriental y sus sistemas de producción de petróleo.

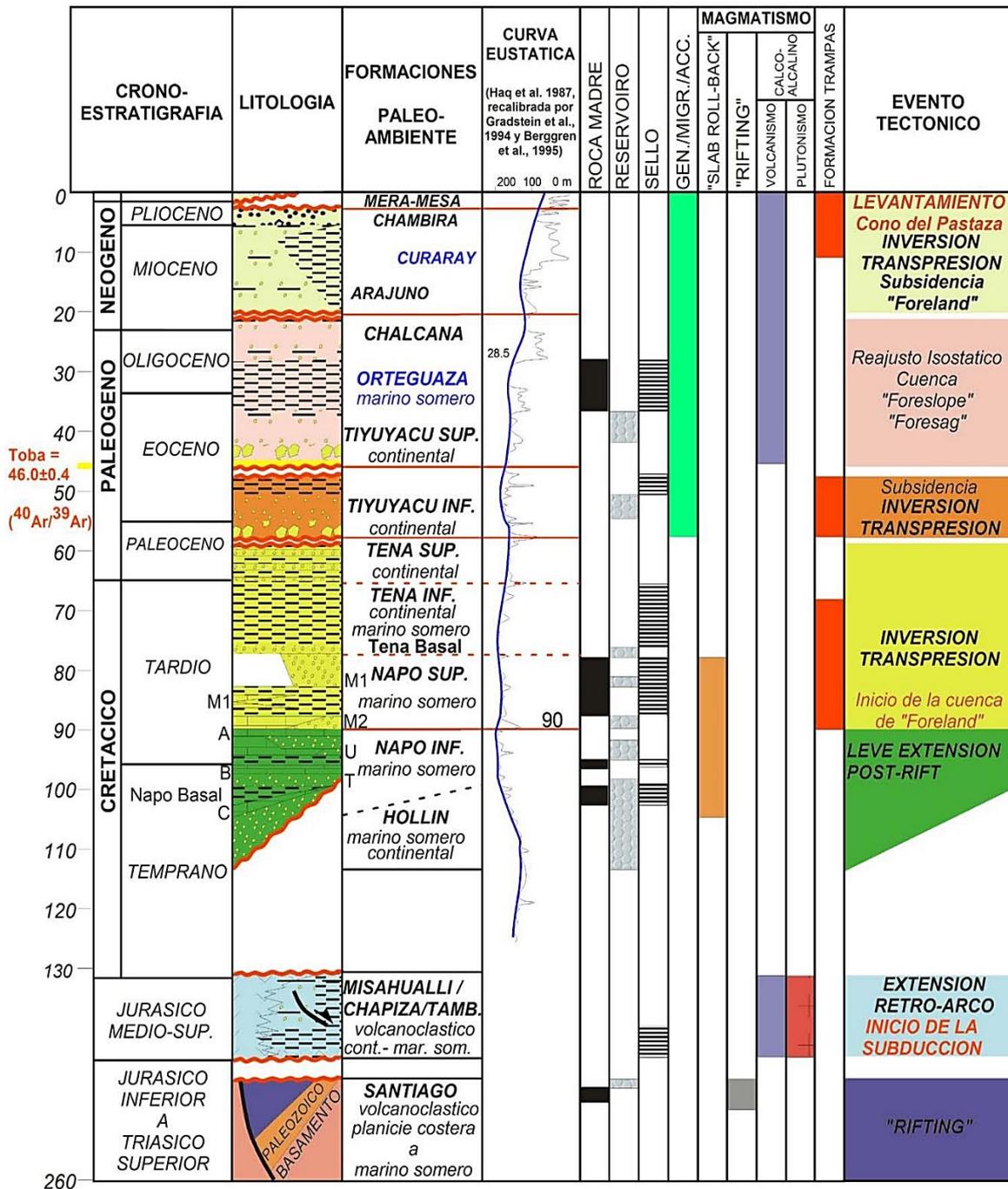


Figura 7. Columna estratigráfica

Fuente: Departamento de yacimientos, EP Petroecuador

Esta columna estratigráfica proporciona una visión integral de la geología del Campo Auca. Se observa que los principales reservorios productivos se encuentran en las formaciones Hollín, Napo (incluyendo las areniscas "T" y "U") y Tena Basal. La presencia de lutitas intercaladas entre las areniscas productoras sugiere un sistema de múltiples reservorios con sellos efectivos, lo que ha permitido la acumulación de hidrocarburos en diferentes niveles estratigráficos. Esta configuración geológica influye directamente en la distribución y características del gas asociado.

### **2.3.3. Tipologías de reservorio**

En el Campo Auca, los depósitos hidrocarburíferos tienen las siguientes características:

#### **Hollín Inferior:**

- Esta sección está compuesta por arenisca blanca, con granos que van de gruesos a finos, y bajo contenido de arcilla. Tiene un volumen neto de 26', con una permeabilidad promedio de 551 mD.

#### **Hollín Superior:**

- Esta sección presenta una arenisca cuarzosa y cuarzosa-glaucionita, de grano fino a medio, con presencia de material carbonáceo e interpuesta con lutitas negras calizas. Muestra un espesor promedio de 17 ft, porosidad del 14% y permeabilidad entre 150 – 200 mD.

#### **Arenisca T:**

- Se caracteriza por ser cuarzosa, limpia y de grano fino, con capas esporádicas de arcilla. Los poros pueden contener relictos de illita y caolinita. Se fragmenta en Arenisca T Inferior de grano medio a grueso, con espesor de 45', porosidad del 2 al 13% y permeabilidad de 10 a 450 mD; y Arenisca T Superior de grano fino, bioturbada, con espesor de 5', porosidad del 5% y permeabilidad de 5 a 100 mD.

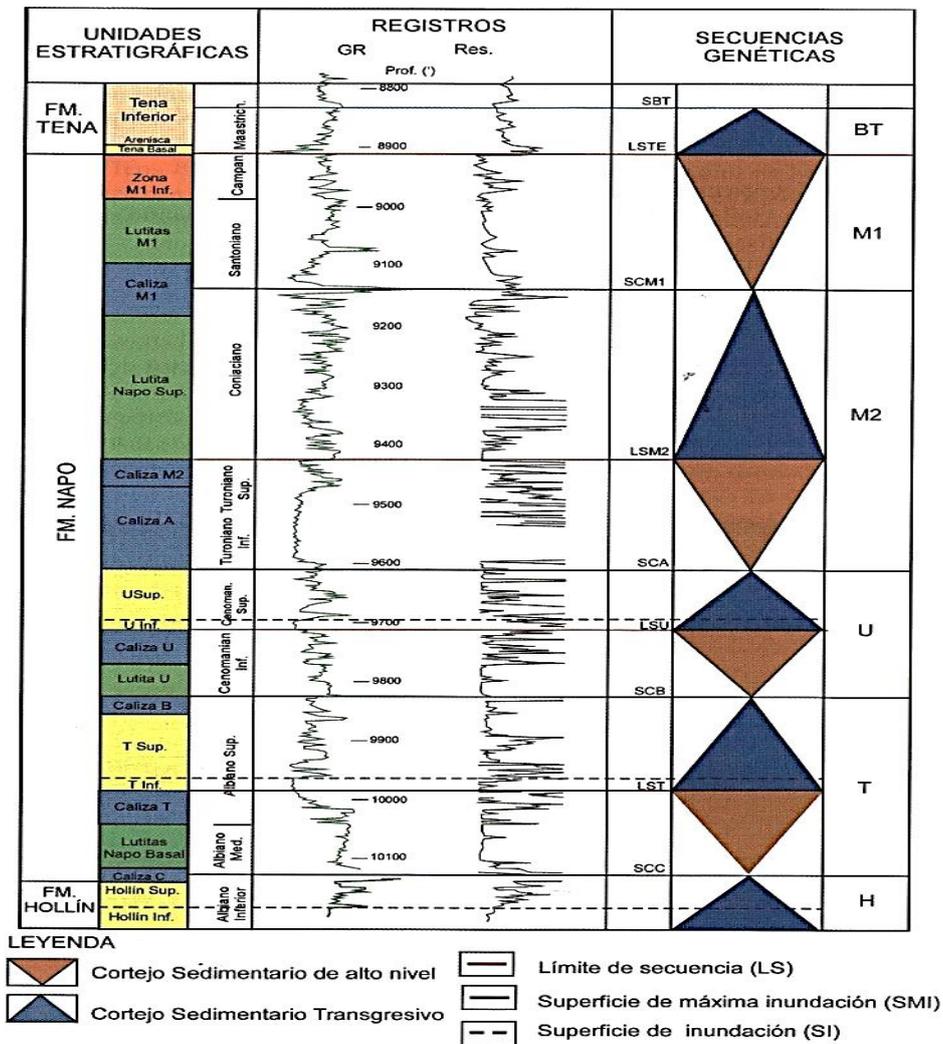
**Arenisca U:**

- La Arenisca U se subdivide en U Inferior, cuarzosa de grano fino a medio, masiva, limpia, con estratificación plana, laminada de bajo ángulo y detritos carbonáceos, con porosidad de 15-20% y permeabilidad de 50 a 1500 mD; y U Superior, cuarzosa glauconita de grano muy fino, en capas delgadas con bioturbación, con porosidad de 10-18% y permeabilidad de 30 a 850 mD.

**Arenisca Basal Tena:**

- Esta arenisca es cuarzosa retrogradada de grano grueso a medio, de poco espesor en toda la cuenca, con porosidad del 19% y permeabilidad entre 2 a 200 mD.

Los reservorios detallados se presentan en la *Figura 8*.



**Figura 8.** Sección Estratigráfica: Tena Inferior - Napo - Hollín

Fuente: Departamento de Yacimientos, EP Petroecuador

## 2.4. Caracterización del crudo y gas

### 2.4.1. Crudo

El Bloque 61 posee una producción de 77.841,00 BPPD, afirma (Paucar, 2022), este crudo presenta gravedades API que oscilan entre 20° y 32°, de acuerdo con la arena productora, lo cual, se especifica en la *Tabla 1*, con contenidos de azufre que varían del 1,07% al 2,16%. Las relaciones pristano/fitano indican orígenes marino-marginales para los crudos de Hollín y Napo, a diferencia del crudo Tena Basal indica un mayor aporte de material terrígeno. El elevado contenido de azufre en el crudo "U" podría atribuirse a una roca madre con componentes calcáreos. En cuanto a los reservorios principales, se tienen las siguientes capacidades y presiones:

#### Reservorio Hollín Principal

- Capacidad estimada: 250 millones de barriles de petróleo
- Presión inicial: 4.800 psi
- Profundidad promedio: 10.200 pies

#### Reservorio "T"

- Capacidad estimada: 150 millones de barriles de petróleo
- Presión inicial: 5.200 psi
- Profundidad promedio: 10.400 pies

La siguiente tabla presenta las características del crudo en los diferentes reservorios del Campo Auca. Estas propiedades son fundamentales para entender el comportamiento del fluido y diseñar estrategias de producción adecuadas.

**Tabla 1.** Propiedades del crudo

RESERVORIO	°API
Hollín Inferior	27 – 30
Hollín Superior	28 – 32
Arenisca T	25 – 29
Arenisca U	24 – 29
Tena Basal	20 – 22

**Fuente.** Departamento de yacimientos, EP Petroecuador

Como se observa, la gravedad API varía significativamente entre los diferentes reservorios, desde 20° en Tena Basal hasta 32° en Hollín Superior. Esta variación implica desafíos en el manejo y procesamiento del crudo, requiriendo estrategias de producción y tratamiento diferenciadas para cada reservorio. Los crudos más pesados, como los de Tena Basal, pueden requerir métodos de recuperación mejorada, mientras que los más ligeros de Hollín Superior podrían beneficiarse de técnicas de producción convencionales. Esta diversidad en las características del crudo también influye en el comportamiento del gas asociado y debe considerarse en el diseño de las soluciones de aprovechamiento de gas.

En síntesis, el Campo Auca es uno de los activos con mayor producción alcanzando hasta 79.047 BPPD, tiene una **producción de agua** del 20% a 30% del volumen total producido, y una relación gas-petróleo (RGP) de 400 a 600 pies cúbicos estándar por barril (pcn/bn).

#### **2.4.2. Gas**

El gas es una composición gaseosa, siendo el metano ( $\text{CH}_4$ ) su principal componente. Como menciona (Antonio & Fernández, 2002), “es el combustible fósil más limpio y con mayor utilidad energética dentro de las fuentes disponibles en la actualidad. Su estructura molecular simple permite una combustión eficiente y limpia, además contiene pequeñas cantidades de otros gases no hidrocarburos como dióxido de carbono, sulfuro de hidrógeno, nitrógeno, helio y vapor de agua”.

De acuerdo con (Aguas, 2023), “el gas natural se puede extraer tanto de yacimientos de gas libre como de yacimientos de petróleo donde se encuentra asociado. La composición del gas natural puede variar ligeramente dependiendo del reservorio del que se extraiga, lo que implica que su estructura no es firme. Los componentes típicos del gas natural se clasifican en categorías basadas en valores caloríficos promedio de todos sus elementos, considerados como una mezcla”.

**Tabla 2.** Composición del gas natural

Componente	Formula	Análisis (mol%)	Rango Mol (%)
<b>Metano</b>	CH <sub>4</sub>	95,0	87-97
<b>Etano</b>	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	3,20	1,5-7
<b>Propano</b>	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	0,20	0,1-1,5
<b>Isobutano</b>	C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	0,03	0,01-0,3
<b>Isopentano</b>	C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0,01	trazas hasta 0,04
<b>Hexano +</b>	C <sub>6</sub> +	0,01	trazas hasta 0,06
<b>Nitrógeno</b>	N <sub>2</sub>	1,00	0,2-5,5
<b>Dióxido de carbono</b>	CO <sub>2</sub>	0,50	0,1-1,0
<b>Oxígeno</b>	O <sub>2</sub>	0,02	0,01-0,1
<b>Hidrógeno</b>	H <sub>2</sub>	trazas	trazas hasta 0,02
<b>Gravedad específica</b>	-	0,58	0,57-0,62
<b>Poder Calorífico (MJ/m<sup>3</sup>)</b>	-	38,0	36-40,2

Fuente: Dirección general de Industria, Energía y Minas

En el Activo Auca, se produce un total de 9325,82 miles de pies cúbicos estándar por día (MSCFD) de gas asociado, afirma (Ministerio de Energía y Minas, 2021). La *Tabla 3* proporciona un desglose más detallado de esta producción, incluyendo los volúmenes utilizados y quemados.

**Tabla 3.** Potencial de producción de gas - Bloque 61

CAMPOS	PROD.	UTILIZ.	QUEMADO
Anaconda	76,78	0.00	76,78
Auca Central	2246,35	0.00	2246,35
Auca Sur	2394,38	0.00	2394,38
Auca Sur 1	476,12	0.00	476,12
Boa	0.00	0.00	0.00
Chonta Este	22,15	0.00	22,15
Cononaco	208,05	0.00	208,05
Culebra	2522,76	0.00	2 522,76
Pitalala	128,10	0.00	128,10
Rumiyacu	113,52	0.00	113,52
Tortuga Sur	27,08	0.00	27,08
Yuca	352,72	0.00	352,72
Yulebra	757,78	0.00	757,78
<b>TOTAL</b>	<b>9325,82</b>	<b>0.00</b>	<b>9325,82</b>

Fuente. ARC- Dirección Técnica de Control y Fiscalización de Comercialización de Hidrocarburos y sus Derivados, Biocombustibles y sus Mezclas.

Los datos presentados revelan que el Bloque 61 produce un total de 9325,82 MSCFD de gas asociado, de los cuales el 100% es actualmente quemado en mecheros.

Los campos Culebra, Auca Sur y Auca Central son los mayores productores de gas, representando más del 75% del total. Notablemente, no se está utilizando ninguna porción del gas producido. Esta situación no solo representa una pérdida significativa de recursos energéticos, sino que también contribuye sustancialmente a las emisiones de GEI.

El gas presente en este campo, exhibe características particulares que es importante conocer:

**Tabla 4.** Cromatografía del campo

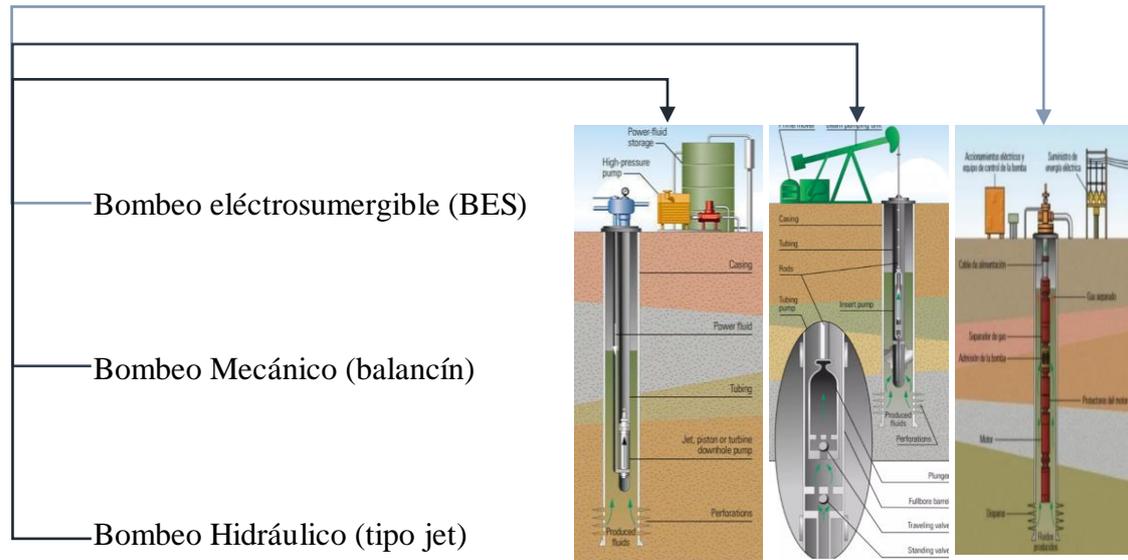
<b>Componente</b>	<b>Unidad</b>	<b>Salida Separador</b>
<b>Metano</b>	% Molar	82,5
<b>Etano</b>	% Molar	7,8
<b>Propano</b>	% Molar	12,28
<b>i-Butano</b>	% Molar	0,80
<b>n-Butano</b>	% Molar	1,25
<b>neo-Pentano</b>	% Molar	0,05
<b>i-Pentano</b>	% Molar	0,3
<b>n-Pentano</b>	% Molar	0,2
<b>n-Hexano</b>	% Molar	0,2
<b>n-Heptano</b>	% Molar	0,08
<b>n-Octano</b>	% Molar	0,05
<b>n-Nonano</b>	% Molar	0,03
<b>n-Decano</b>	% Molar	0,01
<b>n-Undecano</b>	% Molar	0,00
<b>n-Dodecano (+)</b>	% Molar	0,00
<b>CO2</b>	% Molar	1,4
<b>Nitrógeno</b>	% Molar	1,5
<b>Oxígeno</b>	% Molar	4,5
<b>H2S</b>	ppm	< 4

**Nota:** Datos asumidos para fines ilustrativos

## **2.5.Sistemas de Levantamiento Artificial (SLA)**

El Bloque 61, cuenta con un total de 436 pozos, donde más de 223 pozos se encuentran activos y produciendo, alrededor de 53 pozos cerrados y más de 28 pozos abandonados. Mencionado esto, dentro del 99% de pozos se encuentra produciendo mediante sistemas

de levantamiento artificial. Entre los diversos métodos de extracción artificial, solamente tres de ellos se aplican en este bloque, los cuales son:



**Figura 9.** Sistemas de levantamiento artificial del Campo Auca

Fuente: Elaboración propia

Siendo predominante el manejo y uso del bombeo BES con un 90% de los pozos activos, y responsable del 95% de la producción diaria de petróleo del campo.

## 2.6.Licencias y regulaciones ambientales

Las operaciones en el Campo Auca están sujetas a un marco regulatorio riguroso en materia ambiental y de seguridad, establecido y supervisado por entidades gubernamentales clave. “El Ministerio del Ambiente, Agua y Transición Ecológica (MAATE) y la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR) son los principales organismos que definen y hacen cumplir estas normativas” afirma (Álvarez, 2022).

Para llevar a cabo las diligencias de exploración y producción de hidrocarburos, se han obtenido las licencias ambientales pertinentes, las cuales exigen el cumplimiento de estrictos estándares de protección ambiental y responsabilidad social. Estas licencias no solo autorizan las operaciones, sino que además establecen los términos y condiciones bajo los cuales deben llevarse a cabo dichas actividades, incluyendo medidas

encaminadas a mitigar los impactos ambientales, protocolos de seguridad y programas de relacionamiento con la comunidad.

El cumplimiento de estas regulaciones implica la implementación de sistemas de gestión ambiental integrales, que abarcan desde el monitoreo continuo de emisiones y efluentes hasta la gestión responsable de residuos y la rehabilitación de áreas intervenidas. Además, se requiere la realización periódica de auditorías ambientales y la presentación de informes de cumplimiento a las autoridades competentes.

La adherencia a este marco normativo es primordial para certificar la sostenibilidad ambiental de las operaciones, minimizar los impactos sobre los ecosistemas locales y asegurar el respeto a los derechos y el bienestar de las comunidades aledañas. También contribuye a mantener la licencia social para operar, un aspecto crítico en la industria petrolera contemporánea.

Estas regulaciones no son estáticas; evolucionan constantemente para reflejar los avances en tecnología y las crecientes expectativas sociales en cuanto a la responsabilidad ambiental corporativa. Por lo tanto, las operaciones en el Campo Auca deben adaptarse continuamente para mantenerse a la vanguardia de las mejores prácticas internacionales en materia de gestión ambiental y social en la industria petrolera.

## **2.7.Demanda energética**

La demanda energética en el Campo Auca, Bloque 61, ha experimentado un aumento significativo en los últimos años debido a la intensificación de las operaciones petroleras. Este aumento se atribuye a los componentes que influyen en el incremento de la demanda energética:

### Intensificación de la producción

- Aumento de pozos activos: de 180 (2020) a 223 (2024)
- Mayor consumo energético en equipos de perforación, producción y procesamiento

### Sistemas de levantamiento artificial

- 90% de pozos utilizan Bombeo Electro Sumergible (BES)
- Alto consumo de energía eléctrica por BES

#### Procesamiento de fluidos

- Manejo de 20-30% de agua asociada
- Relación gas-petróleo (RGP) de 400-600 pcn/bn

#### Expansión de infraestructura de superficie

- Aumento en facilidades de producción y procesamiento
- Operaciones continuas (24/7)

#### Madurez del campo

- Implementación de técnicas avanzadas de recuperación
- Cumplimiento de normativas de eficiencia y control ambiental

Como señala (EP Petroecuador & Ecuambiente Consulting Group Cía. Ltda., 2021), “el Sistema Eléctrico Interconectado de Petroecuador (SEIP) contribuye con 15,000 kW. La generación total del SEIP, que incluye los generadores en cada estación junto con su aporte, suma una potencia nominal de 41,600 kW. Para cubrir toda la demanda energética, se requiere una generación aislada con una potencia nominal de 26,400 kW”.

La demanda energética del Bloque 61, proyectada hasta febrero de 2020, según (EP Petroecuador & Ecuambiente Consulting Group Cía. Ltda., 2021), “muestra que la capacidad instalada total del bloque es de 68,000 kW de potencia nominal. Actualmente, el sistema interconectado del Bloque 61 cubre solo el 73% de la demanda energética, lo que indica la necesidad de un 23% adicional de energía para satisfacer la demanda completa”.

Esta situación subraya la necesidad de soluciones energéticas adicionales y más eficientes para el campo, por lo cual se busca explorar alternativas de generación y eficiencia energética, incluyendo el potencial aprovechamiento del gas asociado, para satisfacer la creciente demanda y mejorar la sostenibilidad de las operaciones.

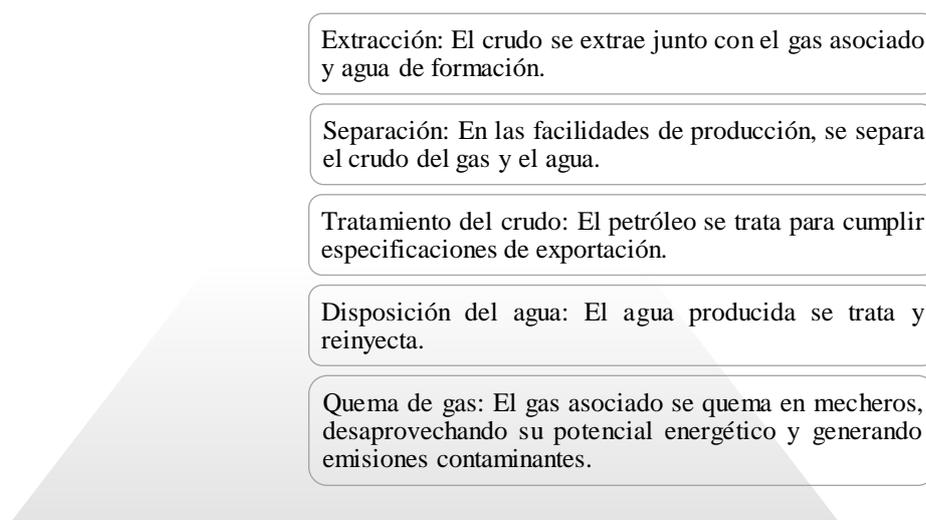
# CAPÍTULO III

## DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN

### 3.1. Proceso actual

El Campo Auca - Bloque 61 actualmente maneja su producción de fluidos a través de un sistema integrado que incluye pozos productores, líneas de flujo, separadores de producción, y sistemas de tratamiento de crudo y agua. Los fluidos extraídos de los pozos son transportados a través de líneas de flujo hasta los separadores trifásicos, donde se realiza la separación inicial de crudo, agua y gas.

El crudo separado pasa por un proceso de tratamiento que incluye deshidratación y desalado para cumplir con especificaciones de calidad requeridas. El agua producida es tratada y posteriormente reinyectada en formaciones geológicas adecuadas. Sin embargo, el manejo del gas asociado representa un desafío significativo. Actualmente, el Campo maneja de gas asociado, de los cuales el 100% es quemado en mecheros. Este proceso no solo representa una pérdida significativa de recursos energéticos, sino que también genera emisiones de GEI, contribuyendo al impacto ambiental de las operaciones. El proceso actual se evidencia en la *Figura 10*.



**Figura 10.** Proceso actual del Bloque 61

**Fuente:** Elaboración propia

### 3.1.1. Estado actual de equipos

La *Tabla 5* presenta un análisis cualitativo del estado actual de los equipos principales en el Campo Auca, crucial para entender las limitaciones y oportunidades en el manejo del gas asociado.

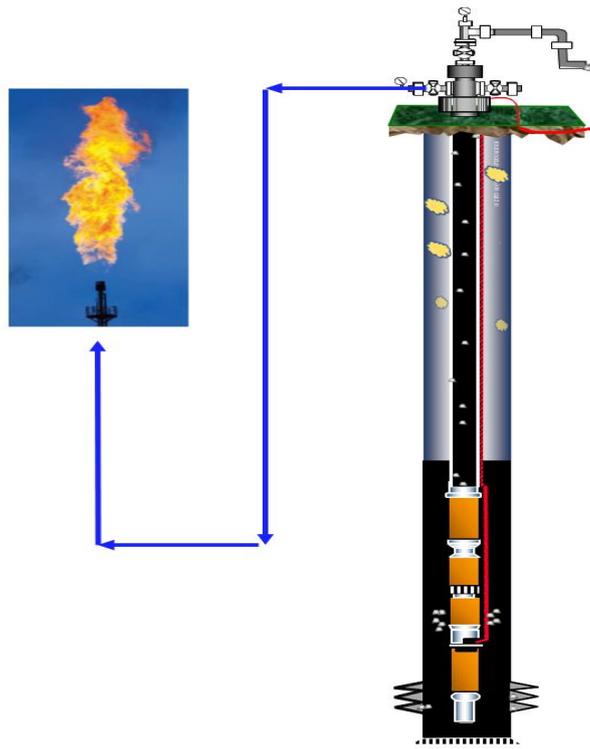
**Tabla 5.** Análisis cualitativo de equipos

<b>Equipo</b>	<b>Estado</b>	<b>Observaciones</b>
<i>Pozos productores</i>	Operativo	Requieren optimización de producción
<i>Líneas de flujo</i>	Regular	Algunas presentan corrosión y requieren reemplazo
<i>Separadores trifásicos</i>	Regular	Capacidad insuficiente para picos de producción
<i>Tratamiento de crudo</i>	Operativo	Cumple especificaciones actuales.
<i>Sistema de reinyección</i>	Operativo	Capacidad suficiente para volúmenes actuales
<i>Mecheros</i>	Crítico	No cumplen con normativas ambientales actuales

**Nota:** Datos asumidos para fines ilustrativos

Este análisis revela varios puntos críticos en la infraestructura actual del campo. Los pozos productores, aunque operativos, requieren optimización, lo que podría afectar los volúmenes y características del gas asociado producido. Las líneas de flujo en estado regular y los separadores con capacidad insuficiente representan cuellos de botella potenciales en el manejo eficiente del gas. Particularmente preocupante es el estado crítico de los mecheros, que no cumplen con las normativas ambientales actuales. Esta evaluación subraya la necesidad urgente de inversiones en infraestructura, no solo para mejorar la eficiencia operativa, sino también para cumplir con estándares ambientales y de seguridad. Cualquier solución propuesta para el aprovechamiento del gas debe considerar estas limitaciones y planificar las mejoras necesarias en la infraestructura existente.

La *Figura 11* ilustra el proceso actual de quema de gas en mecheros, destacando el desaprovechamiento del recurso energético y el impacto ambiental asociado con esta práctica.

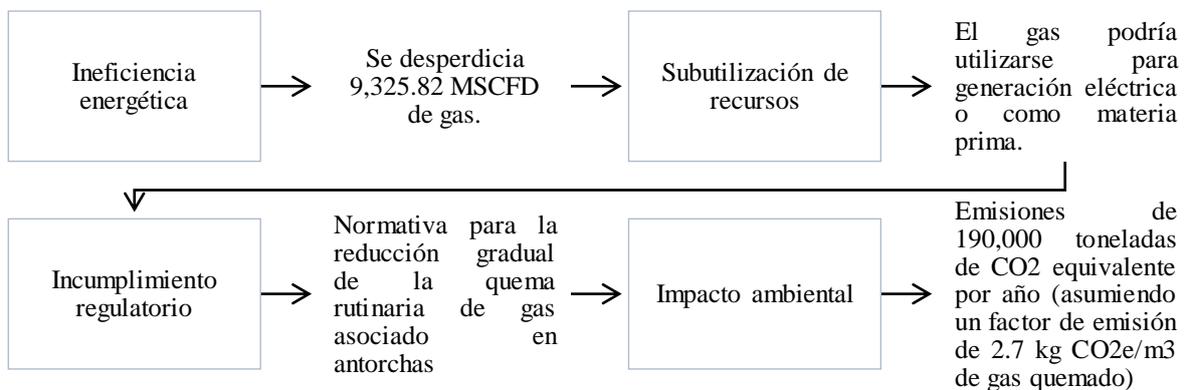


**Figura 11.** Proceso actual del manejo del gas

**Fuente:** Protek Group Company

### 3.1.2. Problemática técnica

La problemática técnica principal radica en la ineficiente utilización del gas asociado y el incumplimiento de normativas ambientales. Los desafíos específicos incluyen:

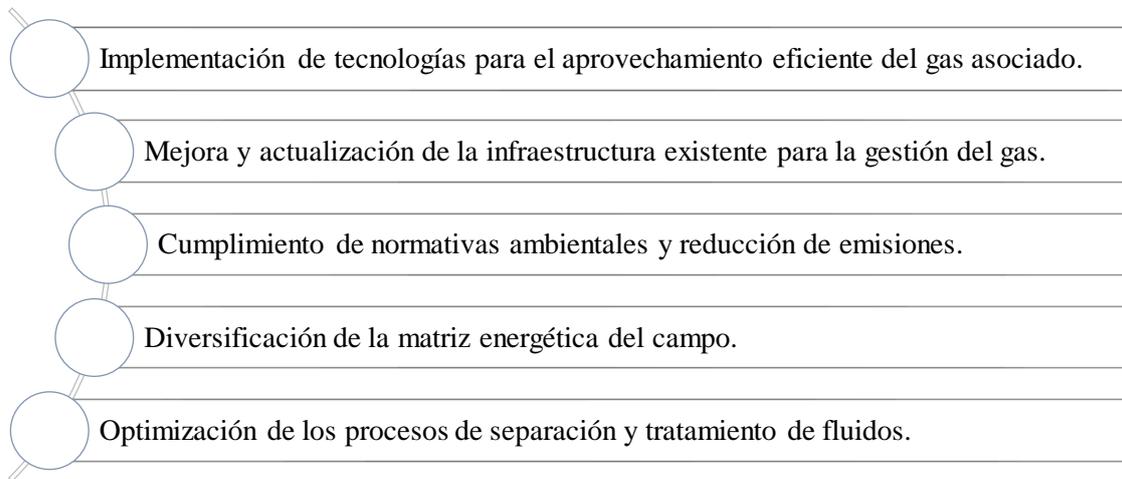


**Figura 12.** Gestión actual del gas asociado en el Campo Auca

**Fuente:** Elaboración propia

### 3.1.3. Necesidades identificadas

Basado en la problemática técnica, se identifican las siguientes necesidades:



**Figura 13.** Aspectos necesarios para la gestión eficiente del gas asociado en el B61

Fuente: Elaboración propia

### 3.2.Propuestas

Basándonos en las necesidades identificadas y las características específicas del campo, se han desarrollado dos propuestas para el manejo del gas asociado. Estas propuestas buscan no solo resolver la problemática técnica actual, sino también aportar valor agregado a las operaciones y reducir el impacto ambiental. Las opciones propuestas son:

- Planta de Generación Eléctrica
- Planta de Procesamiento de GLP

Cada propuesta ofrece ventajas únicas y aborda diferentes aspectos de la problemática identificada. A continuación, se detalla cada escenario.

### 3.2.1. Planta de Generación Eléctrica

#### 3.2.1.1. Análisis

El interés creciente en el uso de gas para generar electricidad se debe a varios factores. Según (Aguas, 2023), “esto incluye el desarrollo de Ciclos Combinados de Gas con Turbina (CCGT), el menor impacto ambiental en comparación con otros combustibles, la disponibilidad de grandes y crecientes reservas de gas a largo plazo, y la capacidad de construir centrales CCGT rápidamente. Además, la versatilidad del gas permite ubicar las centrales térmicas en lugares con infraestructura de transporte de gas y mayor demanda energética”.

La decisión de utilizar este gas en la generación de electricidad dependerá de variables y condiciones específicas, para que las tecnologías puedan aprovecharlo:

**Tabla 6.** Principales componentes del gas para la generación eléctrica

<b>Componentes</b>	<b>Unidad</b>	<b>Valor</b>
<b>Metano</b>	% Molar	82,5
<b>Etano</b>	% Molar	7,8
<b>Propano</b>	% Molar	4,2
<b>CO<sub>2</sub></b>	% Molar	1,4
<b>Nitrógeno</b>	% Molar	1,5
<b>Oxígeno</b>	% Molar	4,5
<b>Poder Calorífico</b>	BTU/scf	1200

Para dimensionar adecuadamente la planta, se realizan los siguientes cálculos basados en el volumen de gas disponible:

$$\begin{aligned} \text{Energía disponible} &= 9325,82 \text{MSCFD} \times 1200 \text{ BTU/scf} \\ &= \frac{11191068 \text{ BTU/día}}{3412,14 \text{ BTU/kWh}} \\ &= 3279,779845 \text{ kWh/día} \end{aligned}$$

$$\begin{aligned} \text{Potencia promedio} &= 3279,779845 \text{ kWh/día} / 24 \text{ horas} \\ &= 136,6574935 \text{ kW} \end{aligned}$$

Asumiendo la eficiencia del 50% en ciclo combinado:

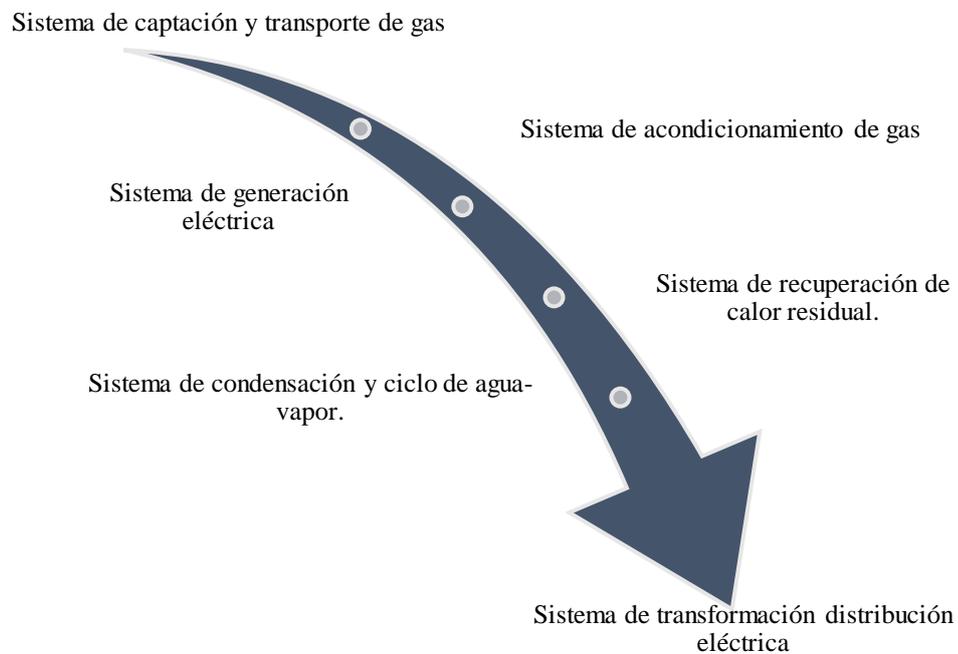
$$\begin{aligned} \text{Potencia generada} &= 136,6574935 \text{ kW} \times 50\% \\ &= 68,32874677 \approx 68 \text{ MW} \end{aligned}$$

La capacidad a instalar sería de: 70 MW

**Nota:** Los cálculos de potencia generada asumen una eficiencia del 50% en ciclo combinado, lo cual es un poco optimista y dependerá de las condiciones específicas de operación y el diseño final del sistema.

### 3.2.1.2. Diseño

Este escenario contempla la construcción de una central eléctrica que usa el gas asociado como combustible principal. Esta solución permite convertir un subproducto de la extracción petrolera en una fuente valiosa de energía. El diseño de la planta de generación eléctrica se conceptualiza como un sistema integrado que abarca desde la captación del gas asociado hasta la generación y distribución de energía eléctrica. El sistema se compone de los siguientes subsistemas principales:



**Figura 14.** Subsistemas del proceso de generación eléctrica a partir de gas asociado

Fuente: Elaboración propia

## **1. Sistema de captación y transporte de gas.**

Este subsistema es crucial para la recolección eficiente del gas asociado desde las diversas locaciones. Diseñado para manejar las variaciones en el flujo y composición del gas, este sistema asegura un suministro constante y confiable a la planta, optimizando la utilización del recurso y minimizando las pérdidas. Se compondría de:

- Red de recolección:

Captura y transporta el gas hacia las plantas de tratamiento y procesamiento.

- Estaciones de compresión:

Mantienen la presión adecuada para transportar el gas a lo largo de la red de tuberías.

- Sistema de medición y control de flujo:

Monitorea y regula el flujo del gas captado, asegurando un suministro continuo hacia las instalaciones de procesamiento.

## **2. Sistema de acondicionamiento de gas.**

Prepara el gas asociado para su procesamiento posterior. Este subsistema se encarga de eliminar impurezas, reducir el contenido de agua y ajustar las propiedades del gas para cumplir con las especificaciones requeridas para las turbinas. Su eficiente operación es esencial para proteger los equipos downstream y maximizar la eficiencia del proceso:

- Separación:

Se utilizan separadores más eficientes para remover líquidos residuales y cualquier impureza que no fue eliminada en la etapa de captación.

- Compresión inicial:

Para que el gas alcance las presiones necesarias para su posterior tratamiento y uso, se emplean compresores que elevan su presión inicial.

- **Deshidratación:**

El gas pasa por unidades de deshidratación, como torres de absorción con glicol o tamices moleculares, que eliminan la humedad residual, para evitar la formación de hidratos y corrosión en los equipos.

- **Endulzamiento:**

Si el gas presenta H<sub>2</sub>S y CO<sub>2</sub> en concentraciones no deseadas, se procede al endulzamiento del gas, utilizando procesos como la absorción con aminas u otros solventes, donde estos compuestos ácidos son removidos para cumplir con las especificaciones.

- **Unidad de filtración y regulación:**

Antes que el gas asociado pueda ser utilizado en la turbina de gas, esta unidad se encarga de eliminar las impurezas restantes y ajustar la presión del gas, garantizando que cumpla con las especificaciones requeridas para la combustión eficiente y segura en la turbina de gas.

- ✓ **Filtración final:** antes de la entrada a la turbina de gas, el gas pasa por un sistema de filtración que elimina partículas finas de hasta 0,3 micrones y otras impurezas restantes, asegurando la protección de la turbina.
- ✓ **Regulación de presión:** mediante válvulas reguladoras, se ajusta la presión del gas a los niveles óptimos requeridos por la turbina de gas para maximizar la eficiencia del proceso de combustión.

### **3. Sistema de generación eléctrica.**

En este sistema, el gas comprimido y el aire se mezclan y se queman en la cámara de combustión. Mediante la compresión de aire, la mezcla y combustión con el gas, y la expansión de los gases resultantes en una turbina, se genera electricidad de manera eficiente.

Este ciclo es la primera etapa del proceso en el CCGT. La energía térmica del gas es convertida directamente en energía eléctrica, pero los gases de escape aún contienen una cantidad significativa de calor que sería desperdiciada en un sistema de ciclo simple.

- Compresor de aire:

Comprime el aire atmosférico para la presión necesaria para una combustión eficiente.

- Cámara de combustión:

El gas se mezcla con el aire comprimido y se quema.

- Turbina:

Los gases de combustión se expanden a alta presión en la turbina de gas, impulsando el rotor de la turbina, que a su vez está acoplado a un generador eléctrico, creando electricidad.

#### **4. Sistema de recuperación de calor residual.**

Posteriormente de la generación eléctrica en la turbina de gas, aún queda energía térmica en los gases de escape. Este sistema captura esa energía residual y la utiliza para generar vapor, el cual induce a una turbina de vapor adicional, maximizando la producción eléctrica.

- Caldera de Recuperación de Calor (HRSG):

Los gases de escape de la turbina de gas, aun siendo ricos en energía térmica, pasan por la HRSG, donde el calor excedente se utiliza para generar vapor de alta presión en diferentes niveles.

- Turbina de vapor:

El vapor creado en la HRSG se dirige a la turbina de vapor, donde se propaga y genera energía adicional, este vapor impulsa otro generador eléctrico, incrementando la capacidad de producción de energía del sistema.

#### **5. Sistema de condensación y ciclo de agua-vapor.**

Una vez que el vapor ha generado energía en la turbina de vapor, este debe ser convertido nuevamente en agua para recircularlo en el sistema. Este se encarga de condensar el vapor y enfriar el agua para su reutilización en la caldera de recobro de calor.

- Condensador:

El vapor que sale de la turbina de vapor se apila en un condensador, transformándose nuevamente en agua líquida.

- Aerocondensadores:

En lugar de torres de enfriamiento, se utilizan aerocondensadores para enfriar el agua caliente del condensador, estos utilizan aire para absorber el calor del agua mediante intercambiadores de calor. Esta opción es especialmente eficaz en condiciones de escasez de agua o en climas cálidos.

- Bombas de alimentación:

El agua condensada se recircula al HRSG mediante bombas de alta presión, cerrando el ciclo de generación de vapor y asegurando la continuidad del proceso.

## **6. Sistema de transformación y distribución eléctrica.**

Responsable de transportar y distribuir la energía generada de manera eficiente y segura a los diversos puntos de consumo dentro del bloque, asegurando un suministro confiable.

- Transformadores elevadores:

La electricidad generada por las turbinas de gas y vapor se eleva a un voltaje adecuado para su distribución mediante transformadores elevadores.

- Subestación eléctrica:

La subestación gestiona la distribución de la energía eléctrica hacia las distintas instalaciones del bloque petrolero, asegurando que la electricidad llegue de manera confiable y segura a donde se necesita.

- Líneas de transmisión:

La electricidad es distribuida a través de líneas de transmisión hacia las instalaciones del campo petrolero, asegurando la autosuficiencia energética del bloque.

## **7. Sistema de control y monitoreo integrado.**

Es cerebro de la planta, coordina y optimiza todas las operaciones. Utilizando tecnología de vanguardia en sistemas de control distribuido y sistemas de seguridad instrumentados, este sistema entraría en todos los sistemas anteriores, permitiendo una operación eficiente, segura y confiable de la planta, facilitando la toma de decisiones en tiempo real y maximizando el rendimiento de la instalación que se integra a todos los subsistemas:

- Controladores redundantes
- Interfaces hombre-máquina (HMI)
- Sistema de gestión de activos
- Sistema de Seguridad Instrumentado (SIS)

### **3.2.1.3.Implementación**

**Fase 1:** Ingeniería conceptual y básica: esta fase inicial sienta las bases para todo el proyecto, definiendo los parámetros fundamentales y estableciendo la viabilidad técnica y económica. Durante esta etapa, se desarrolla una visión integral de la planta, se determinan los requisitos clave y se establecen los criterios de diseño que guiarán las fases subsiguientes del proyecto.

- Desarrollo del concepto de la planta de generación eléctrica
- Definición de la capacidad y especificaciones principales
- Estudios de viabilidad técnica y económica
- Elaboración de diagramas de flujo de proceso (PFD)

**Fase 2:** Ingeniería de detalle y FEED (Front End Engineering Design): se profundiza los aspectos técnicos del proyecto, convirtiendo los conceptos iniciales en diseños detallados y especificaciones precisas. Esta etapa es crucial para minimizar riesgos, optimizar costos y asegurar que todos los aspectos del proyecto estén completamente definidos antes de proceder con la implementación.

- Desarrollo de diagramas de tubería e instrumentación (P&ID)
- Diseño detallado de equipos y sistemas eléctricos

- Elaboración de especificaciones técnicas para equipos críticos
- Desarrollo del plan de ejecución del proyecto

**Fase 3:** Gestión de equipos y materiales: se centra en la adquisición de todos los equipos, materiales y servicios necesarios para la construcción y operación de la planta. Esta etapa requiere una gestión eficiente de la cadena de suministro, negociaciones estratégicas con proveedores y un control riguroso de la calidad para asegurar que todos los componentes desempeñen con las especificaciones requeridas y se entreguen en los plazos establecidos.

- Adquisición de turbinas de gas y generadores
- Compra de equipos auxiliares y sistemas de control
- Obtención de materiales para la construcción

**Fase 4:** Construcción de infraestructura y montaje de equipos: esta fase marca el inicio de la materialización física del proyecto. Durante esta etapa, se llevan a cabo todas las actividades de construcción civil, montaje de equipos, instalación de sistemas eléctricos e instrumentación, y pruebas preliminares. Esta fase requiere una coordinación precisa entre múltiples disciplinas y un estricto control de calidad y seguridad.

- Preparación del sitio y obras civiles
- Instalación de turbinas y generadores
- Montaje de sistemas eléctricos y de control
- Construcción de subestación eléctrica

**Fase 5:** Puesta en marcha: esta fase es crítica para asegurar que todos los sistemas y equipos funcionen correctamente y de manera integrada. Durante esta etapa, se realizan pruebas exhaustivas, se ajustan parámetros operativos y se comprueba el cumplimiento de todas las especificaciones de diseño. Es un período de intensa actividad que culmina con la operación estable y confiable de la planta.

- Pruebas de sistemas individuales
- Integración y pruebas de todo el sistema
- Capacitación del personal operativo
- Puesta en marcha y operación inicial

**Fase 6: Operación y optimización:** este representa el ciclo de vida operativo de la planta. Durante esta etapa continua, se busca conservar y mejorar el rendimiento de las instalaciones, implementando estrategias de optimización, realizando mantenimientos preventivos y adaptativos, y respondiendo a cambios en las condiciones operativas o regulatorias a lo largo de su vida útil.

- Monitoreo y control de la operación diaria
- Programas de mantenimiento preventivo y predictivo
- Análisis de rendimiento y eficiencia
- Identificación e implementación de mejoras operativas
- Adaptación a cambios en la disponibilidad de gas y demanda eléctrica

Para el perfeccionamiento de una planta de generación eléctrica a partir de gas asociado, se requiere un equipo multidisciplinario de ingenieros especializados en diversas áreas, incluyendo generación eléctrica, procesamiento de gas, sistemas de control y automatización, ingeniería eléctrica, y gestión de proyectos. Este equipo será responsable de diseñar, implementar y operar la planta, asegurando la eficiencia, confiabilidad, seguridad y cumplimiento de las normativas eléctricas, ambientales y de seguridad vigentes.

### **3.2.2. Planta de Procesamiento de GLP**

#### **3.2.2.1. Análisis**

El Gas Licuado del Petróleo (GLP) se destaca como uno de los combustibles fósiles más limpios y eficientes disponibles en la actualidad. Sus características únicas lo convierten en una opción ideal para diversos usos, desde aplicaciones residenciales hasta industriales (EP Petroecuador, 2015).

La Osinergmin (2012) sostiene que el procesamiento de gas asociado para la obtención de GLP representa una solución eficiente para el manejo del gas. Esta opción no solo permite aprovechar un recurso que se desperdicia, sino que también genera un producto de alto valor comercial. El gas disponible de 9325,82 MSCFD ofrece una oportunidad significativa para la producción de GLP, contribuyendo a la diversificación de ingresos y a la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero.

**Tabla 7.** Principales componentes del gas para el procesamiento de GLP

<b>Componentes</b>	<b>Unidad</b>	<b>Valor</b>
<b>Propano</b>	% Molar	12,28
<b>i-Butano</b>	% Molar	0.80
<b>n-Butano</b>	% Molar	1.25

**Nota:** Datos asumidos para fines ilustrativos

Para verificar su producción final, se procede a realizar los siguientes cálculos:

$$\text{Producción de GLP} = 9325,82 \text{ MSCFD} \times 0,1433 = 1336,390006 \text{ MSCFD de GLP}$$

Conversión a toneladas/año:

$$1 \text{ MSCF de GLP} \approx 0.0956 \text{ toneladas}$$

$$\begin{aligned} \text{Producción anual} &= 1336,39 \text{ MSCFD} \times 0,0956 \frac{\text{ton}}{\text{MSCF}} \times 365 \text{ días} \\ &= 46631,99287 \text{ toneladas/año} \end{aligned}$$

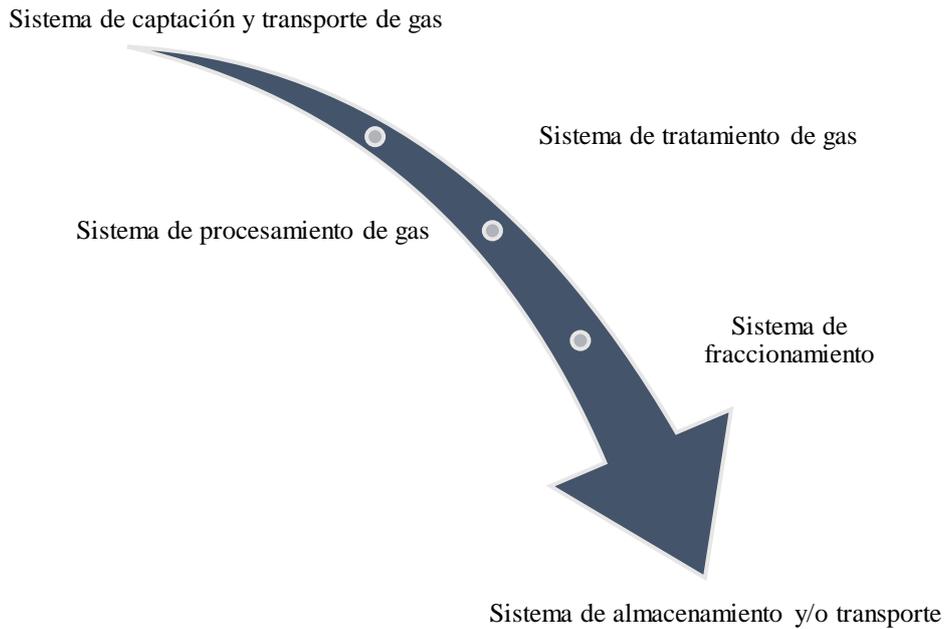
Ahora, si se aplica una eficiencia de recuperación del 75%:

$$\text{Producción real estimada de GLP} = 46,665 \times 0.75 \approx 34973,99465 \frac{\text{toneladas}}{\text{año}}$$

Lo que redondeando seria 35 000 toneladas de GLP al año

### **3.2.2.2.Diseño**

El diseño de la planta de procesamiento de GLP se conceptualiza como un sistema integrado que abarca desde la captación del gas asociado hasta la obtención, almacenamiento y distribución de GLP. El sistema se compone de los siguientes subsistemas principales:



**Figura 15.** Subsistemas del proceso de obtención de GLP

**Fuente:** Elaboración propia

## 1. Sistema de captación de gas y transporte de gas

Este subsistema se encarga de la recolección y transporte del gas asociado desde los pozos hasta la planta de procesamiento. Manejaría las variaciones en el flujo y composición del gas, este sistema asegura un suministro constante y confiable a la planta, optimizando la utilización del recurso y minimizando las pérdidas.

- Red de recolección:

Captura y transporta el gas hacia las plantas de tratamiento y procesamiento.

- Estaciones de compresión:

Mantienen la presión adecuada para transportar el gas a lo largo de la red de tuberías.

- Sistema de medición y control de flujo:

Monitorea y regula el flujo del gas captado, asegurando un suministro continuo hacia las instalaciones de procesamiento.

## **2. Sistema de tratamiento de gas**

Prepara el gas asociado para su procesamiento posterior. Este subsistema se encarga de eliminar impurezas, reducir el contenido de agua y ajustar las propiedades del gas para cumplir con las especificaciones requeridas por los procesos de separación de GLP. Su eficiente operación es esencial para proteger los equipos downstream, maximizar la eficiencia de recuperación de GLP y asegurar la calidad del producto final.

- **Deshidratación:**

Se encarga de eliminar el agua presente en el gas para prevenir corrosión y formación de hidratos.

- **Unidad de endulzamiento:**

Elimina compuestos ácidos como  $H_2S$  y  $CO_2$  mediante procesos de absorción con aminas, de ser necesario.

- **Separación de hidrocarburos pesados:**

Este gas tratado se dirige a una planta de recuperación de líquidos (NGL) donde se separan los hidrocarburos más pesados.

## **3. Sistema de procesamiento de gas**

Este subsistema utiliza una combinación de técnicas de refrigeración y expansión para separar los componentes más pesados del gas natural (propano, butano y otros hidrocarburos más pesados) del metano y etano. La unidad de refrigeración, el turboexpansor y el separador trabajan en conjunto para maximizar la recuperación de GLP, operando a temperaturas criogénicas para una separación de componentes del gas.

- **Unidad de refrigeración:**

Enfría el gas para facilitar la separación de los componentes pesados.

- **Turboexpansor y separador de baja temperatura:**

Extraen los componentes como propano, butano y otros hidrocarburos pesados.

#### **4. Sistema de fraccionamiento**

Refina los líquidos obtenidos en la etapa anterior mediante destilación fraccionada para separar los diferentes componentes del GLP. A través de una serie de columnas de destilación (deetanizadora, despropanizadora y debutanizadora), este subsistema separa los diferentes componentes del GLP y la gasolina natural. Cada columna se diseñada para operar a condiciones específicas de temperatura y presión, permitiendo una separación precisa de los productos. Este proceso es crucial para obtener productos de alta pureza que cumplan con las especificaciones del mercado.

- Columna deetanizadora:

Separa el etano del propano y otros componentes.

- Columna despropanizadora:

Separa el propano del butano y otros componentes.

- Columna debutanizadora:

Separa el butano del propano y otros hidrocarburos más ligeros.

#### **5. Sistema de almacenamiento y/o transporte**

Maneja los productos finales de la planta, asegurando su almacenamiento seguro, distribución eficiente y utilización óptima.

- Almacenamiento:

Se almacena en tanques presurizados para mantener su estado.

- Transporte:

Se transporta mediante camiones cisterna, trenes, barcos o gasoductos especializados hacia los mercados de consumo.

## 6. Control y monitoreo integrado

Al igual que en la planta de generación eléctrica, actúa como el cerebro de la planta de GLP, coordinando y optimizando todas las operaciones. Utilizando tecnología de vanguardia en sistemas de control distribuido y sistemas de seguridad instrumentados, este permite una operación eficiente, segura y confiable. Facilita la toma de decisiones en tiempo real, optimiza los procesos de separación y fraccionamiento, y asegura el cumplimiento de los parámetros de calidad del producto y las normas de seguridad.

- Controladores redundantes.
- Interfaces hombre-máquina (HMI).
- Sistema de gestión de activos.
- Sistema de Seguridad Instrumentado (SIS).

### 3.2.2.3. Implementación

**Fase 1:** Ingeniería conceptual y básica: esta fase inicial sienta las bases para todo el proyecto de la planta de GLP, definiendo los parámetros fundamentales y estableciendo la viabilidad técnica y económica. Durante esta etapa, se desarrolla una visión integral de la planta, se determinan los requisitos clave de procesamiento basados en la composición del gas asociado, y se establecen los criterios de diseño que guiarán las fases subsiguientes del proyecto. Se realizan estudios preliminares de mercado para el GLP y se evalúan las opciones tecnológicas disponibles.

- Desarrollo del concepto de la planta.
- Definición de la capacidad y especificaciones principales.
- Estudios de viabilidad técnica y económica.
- Elaboración de diagramas de flujo de proceso (PFD).

**Fase 2:** Ingeniería de detalle y FEED: profundiza en los aspectos técnicos del proyecto de la planta de GLP, transformando los conceptos iniciales en diseños detallados y especificaciones precisas. Se desarrollan los diagramas de proceso, se dimensionan los equipos principales, y se definen las especificaciones de materiales y sistemas de control. Esta etapa es crucial para minimizar riesgos, optimizar costos y asegurar los aspectos del

proyecto, desde la captación del gas hasta el almacenamiento del GLP, estén completamente definidos antes de proceder con la implementación.

- Desarrollo de diagramas de tubería e instrumentación (P&ID).
- Diseño detallado de equipos y sistemas.
- Elaboración de especificaciones técnicas para equipos críticos.
- Desarrollo del plan de ejecución del proyecto.

**Fase 3:** Procura de equipos y materiales: se centra en la adquisición de todos los equipos, materiales y servicios necesarios para la construcción y operación de la planta de GLP. Esta etapa requiere una gestión eficiente de la cadena de suministro, negociaciones estratégicas con proveedores especializados en equipos criogénicos y de procesamiento de gas, y un control riguroso de la calidad. Se gestionan las órdenes de compra para equipos críticos como compresores, intercambiadores de calor criogénicos, columnas de destilación y almacenamiento de GLP, asegurando que cumplan con las especificaciones requeridas y se entreguen en los plazos establecidos.

- Licitación y selección de proveedores.
- Fabricación y pruebas de equipos críticos.
- Gestión de logística y transporte.

**Fase 4:** Construcción y montaje: marca el inicio de la materialización física de la planta de GLP. Durante esta etapa, se llevan a cabo todas las diligencias de construcción civil, montaje de equipos criogénicos, instalación de sistemas de tuberías, eléctricos e instrumentación, y pruebas preliminares. Esta fase requiere una coordinación precisa entre múltiples disciplinas, con especial atención a los requisitos de seguridad asociados con el manejo de hidrocarburos y equipos de alta presión. Se implementan rigurosos protocolos de control de calidad para asegurar que la construcción cumpla con los estándares de la industria y las especificaciones del proyecto.

- Preparación del sitio y obras civiles.
- Montaje de equipos y estructuras.
- Instalación de tuberías, sistemas eléctricos e instrumentación.
- Pruebas de presión y estanqueidad.

**Fase 5:** Puesta en marcha: asegura que todos los sistemas y equipos de la planta de GLP funcionen correctamente y de manera integrada. Durante esta etapa, se realizan pruebas exhaustivas de cada subsistema, desde la captación de gas hasta el almacenamiento de GLP. Se ajustan los parámetros operativos de las unidades de separación y fraccionamiento, se verifican los sistemas de seguridad, y se realizan pruebas de rendimiento para asegurar que la planta cumpla con las especificaciones de diseño en términos de eficiencia de recuperación y calidad del producto. Esta fase culmina con la producción estable de GLP que cumple con las especificaciones de mercado.

- Pruebas pre-operacionales de sistemas y equipos.
- Carga inicial de productos químicos y refrigerantes.
- Puesta en marcha secuencial de sistemas.
- Pruebas de desempeño y ajustes finales.

**Fase 6:** Operación y optimización: representa el ciclo de vida operativo de la planta de GLP. Durante esta etapa continua, se busca mantener y mejorar el rendimiento de la instalación, implementando estrategias de optimización para maximizar la recuperación de GLP. Se realizan mantenimientos preventivos y predictivos, se monitorea constantemente la calidad del producto, y se adaptan las operaciones a las fluctuaciones en el suministro de gas asociado y las demandas del mercado. El objetivo es maximizar la producción de GLP, minimizar los costos operativos, y asegurar una operación segura y ambientalmente responsable a lo largo de la vida útil de la planta.

- Inicio de operaciones comerciales.
- Monitoreo continuo de desempeño.
- Implementación de programas de mejora continua.
- Formación continua del personal operativo.

Para el desarrollo de una planta de procesamiento de gas natural a GLP, se requerirá un equipo multidisciplinario de ingenieros especializados en diversas áreas, incluyendo generación eléctrica, procesamiento de gas, automatización y control, y gestión de proyectos. Este equipo será responsable de diseñar, implementar y operar la planta, asegurando la eficiencia, seguridad y cumplimiento de normativas ambientales y de seguridad vigentes.

# CAPÍTULO IV

## PRUEBAS, RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Este capítulo exhibe un análisis detallado de los resultados alcanzados a partir de las propuestas de optimización del manejo de gas asociado en el Campo Auca - Bloque 61. Se examinan dos escenarios: la implementación de una planta de generación eléctrica y una planta de procesamiento de GLP. Para cada escenario, se presentan las especificaciones técnicas, se analizan las ventajas y desventajas, y se discuten los impactos operativos, económicos y ambientales. El objetivo es proporcionar una base concreta para la toma de decisiones informadas sobre la mejor estrategia para el aprovechamiento del gas asociado en el campo.

### 4.1. Planta de Generación Eléctrica

#### 4.1.1. Especificaciones técnicas

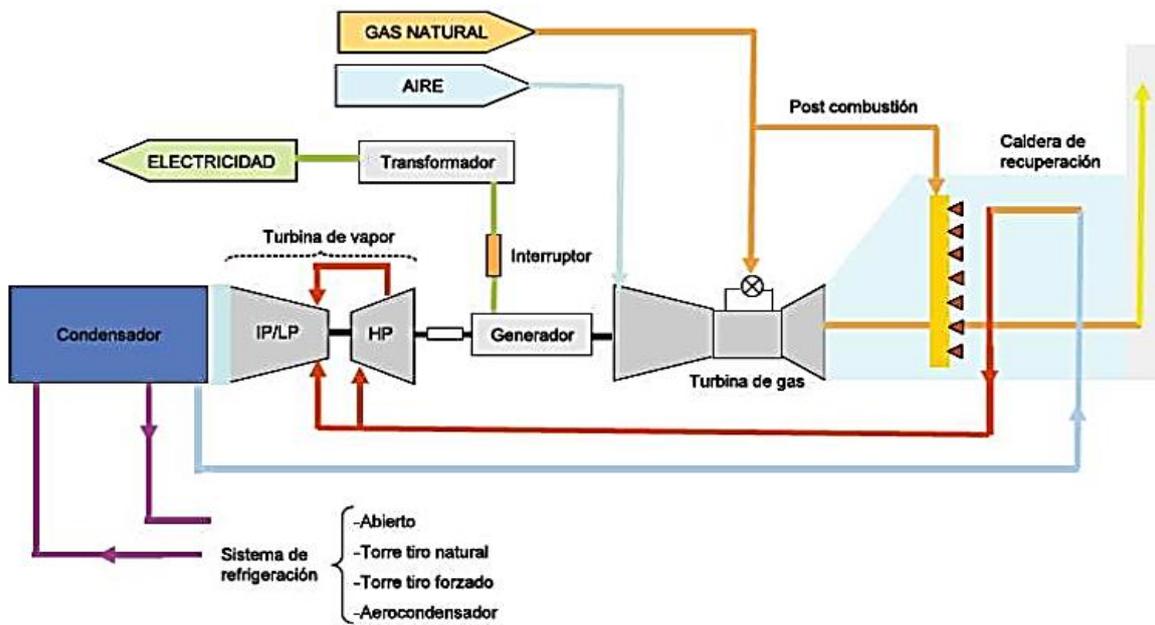
El proyecto radica en la construcción de una planta de generación eléctrica de ciclo combinado que utiliza el gas asociado como combustible principal.

Esta opción no solo permitía aprovechar un recurso que actualmente se desperdicia, sino que también contribuye significativamente a la autosuficiencia energética del campo, reduciendo la dependencia de fuentes externas de electricidad. El gas disponible, ofrece un suministro constante de combustible para generar electricidad. Esta solución es particularmente adecuada debido a su alta demanda energética y la disponibilidad constante de gas asociado.

La planta de generación eléctrica se diseñaría para procesar eficientemente el volumen de gas disponible de 9325,82 MSCFD, con capacidad de manejar fluctuaciones de  $\pm 10\%$  en el flujo de entrada. La capacidad de generación sería en aproximadamente 70 MW, basada en los cálculos previos, con un diseño que permita una expansión futura si se incrementa la disponibilidad de gas. Esta configuración proporcionará flexibilidad operativa para adaptarse a las variaciones en el abastecimiento de gas y la demanda eléctrica.

El tiempo estimado para su construcción, desde la fase de ingeniería hasta la puesta en marcha, depende de la empresa y el equipo multidisciplinario que tenga. Tras la finalización de estas fases, comenzará la fase continua de operación y optimización, que se extenderá durante toda la vida útil de la planta.

En la *Figura 16* se muestra el esquema de generación de un ciclo combinado.



**Figura 16.** Sistema de generación eléctrica de ciclo combinado

Las especificaciones técnicas para la planta de generación eléctrica propuesta según los cálculos obtenidos son las descritas en la *Tabla 8*.

**Tabla 8.** Especificaciones de la planta de generación eléctrica

Parámetro	Valor
Capacidad de planta	70 MW
Volumen de gas procesado	9325,82 MSCFD (variable)
Eficiencia térmica	50%
Voltaje de salida	13.8 kV
Frecuencia	60 Hz
Reducción de emisiones	85%

Estos datos indican que la planta estaría diseñada con una capacidad de 70 MW, utilizando un volumen de gas procesado de 9.325,82 MSCFD, el cual se muestra como

variable. La eficiencia térmica se establece en un 50%, operando con un voltaje de salida de 13,8 kV a una frecuencia estándar de 60 Hz. Un aspecto destacable es la significativa reducción de emisiones del 85% que se lograría con la generación eléctrica, lo cual subraya su importante contribución ambiental. Estas especificaciones sugieren que la propuesta representa una solución robusta y eficiente para el aprovechamiento del gas, ofreciendo beneficios tanto energéticos como ambientales para las operaciones.

#### 4.1.2. Ventajas y desventajas

La *Tabla 9* muestra un resumen de las principales ventajas y desventajas asociadas con la implementación de una planta de generación eléctrica que utiliza gas asociado como combustible.

**Tabla 9.** Ventajas y desventajas de la planta de generación eléctrica

<b><i>Ventajas</i></b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Reducción significativa de emisiones.</li> <li>Flexibilidad operativa para manejar variaciones en la producción de gas.</li> <li>Autosuficiencia energética del campo.</li> <li>Tecnología probada y confiable (turbinas de gas).</li> <li>Capacidad de las turbinas de gas para arrancar rápidamente y su versatilidad operativa.</li> <li>La estandarización en la fabricación permite esquemas llave en mano, reduciendo los tiempos de construcción a unos 30 meses.</li> </ul>
<b><i>Desventajas</i></b>	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alto costo de inversión inicial.</li> <li>Complejidad en la integración con los sistemas existentes.</li> <li>Ocupación de espacio significativo en el campo.</li> <li>Requiere mantenimiento especializado.</li> <li>Necesidad de personal especializado para operación y mantenimiento.</li> <li>Requiere un suministro constante de gas para operación óptima.</li> <li>Posible necesidad de backup de la red eléctrica.</li> <li>Alta complejidad técnica en la implementación.</li> </ul>

Esta es una evaluación equilibrada del proyecto propuesto. Las ventajas, como la reducción significativa de emisiones, la flexibilidad operativa y la autosuficiencia energética del campo, presentan beneficios operativos significativos. La tecnología probada de las turbinas de gas añade confiabilidad al proyecto. Sin embargo, las desventajas, incluyendo el alto costo de inversión inicial, la complejidad en la integración con sistemas existentes y los requerimientos de mantenimiento especializado, presentan desafíos importantes. La necesidad de personal especializado y un suministro constante de gas son factores críticos a considerar. Este análisis sugiere que, aunque la planta de

generación eléctrica ofrece una solución técnicamente sólida para el manejo del gas asociado, su implementación requeriría una planificación cuidadosa y una evaluación detallada de la viabilidad económica y operativa a largo plazo.

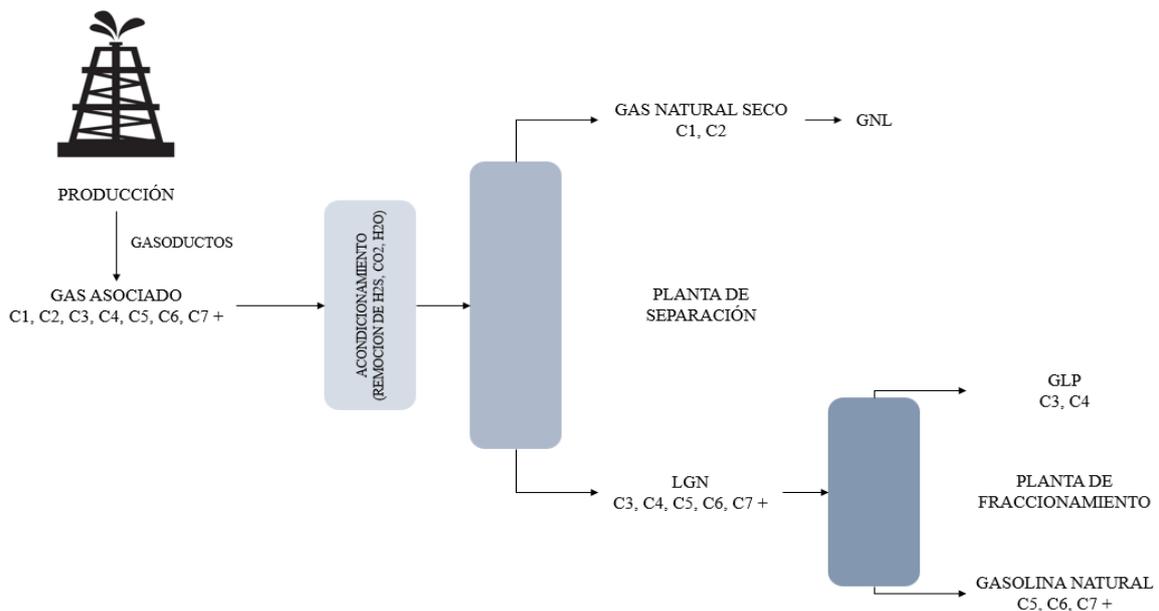
## 4.2. Planta de Procesamiento de GLP

### 4.2.1. Especificaciones técnicas

El proyecto plantea la implementación de una planta de procesamiento de GLP, esta planta transformará el gas que actualmente se quema en mecheros en productos de alto valor como GLP y gasolina natural. El proceso general incluye sistemas de captación de gas, pretratamiento, separación y fraccionamiento, resultando en una significativa reducción de emisiones y la generación de nuevos flujos de ingresos para el campo.

La planta de procesamiento de GLP se diseñará para procesar eficientemente el volumen de gas disponible de 9325,82 MSCFD, con capacidad de manejar fluctuaciones de  $\pm 10\%$  en el flujo de entrada. No obstante, su capacidad total de diseño sería de 12,000 MSCFD, lo cual no cambia el  $\pm 10\%$  de fluctuación en la operación normal, sino que proporciona flexibilidad adicional. El tiempo estimado para la implementación completa del proyecto, desde la fase de ingeniería hasta la puesta en marcha, depende de la empresa y el equipo multidisciplinario que tenga. Este abarca las primeras cinco fases del proyecto, tras lo cual comenzará la fase continua de operación y optimización.

En la *Figura 17* se muestra el esquema del procesamiento para la obtención de GLP.



**Figura 17.** Esquema de forma general del procesamiento del gas para GLP

La *Tabla 10* presenta en detalle las especificaciones técnicas y funcionales de la planta de procesamiento de GLP. Estas especificaciones ofrecen una visión integral de las capacidades y características operativas de la planta, proporcionando información crucial para comprender su diseño y rendimiento.

**Tabla 10.** Especificaciones de la planta de procesamiento de GLP

<b>Parámetro</b>	<b>Valor</b>
<b>Capacidad de planta</b>	12 000 MSCFD
<b>Volumen de gas procesado</b>	9325,82 MSCFD (variable)
<b>Eficiencia de recuperación de GLP</b>	75%
<b>Producción estimada de GLP</b>	35 000 toneladas/año
<b>Producción estimada de gasolina natural</b>	75 000 barriles/año
<b>Disponibilidad de la planta</b>	95%
<b>Reducción de emisiones</b>	80%

Esta tabla indica que la planta sería de tamaño mediano con una capacidad de procesamiento de 12 000 MSCFD de gas asociado. Con una eficiencia de recuperación de GLP del 75%, se estima una producción anual de 35 000 toneladas de GLP y 75 000 barriles de gasolina natural. Estos volúmenes son significativos y podrían representar una fuente importante de ingresos adicionales para el campo. La disponibilidad del 95% sugiere un diseño robusto y confiable. Notablemente, la implementación de esta planta podría reducir las emisiones asociadas a la quema de gas en un 80%, lo que representa un beneficio ambiental sustancial. Esta descripción muestra que la planta de GLP podría ser una solución viable para el manejo del gas asociado en el B61.

#### **4.2.2. Ventajas y desventajas**

La *Tabla 11*, resume las principales ventajas y desventajas de implementar una planta de procesamiento de GLP en el Campo Auca como solución para el manejo del gas asociado.

**Tabla 11.** Ventajas y desventajas de la planta de procesamiento de GLP

<i><b>Ventajas</b></i>	Monetización del gas asociado al convertirlo en GLP.
	Reducción significativa de emisiones.
	Generación de productos de alto valor (GLP y gasolina natural).
	Diversificación de ingresos.
	Contribución a la autosuficiencia energética.
	Cumplimiento de regulaciones ambientales.
	Mejora de la eficiencia en el uso de recursos.
<i><b>Desventajas</b></i>	Alto costo de inversión inicial.
	Complejidad técnica y operativa.
	Sensibilidad a fluctuaciones del mercado de GLP.
	Necesidad de infraestructura de transporte y distribución.
	Tiempo considerable para implementación.
	Posibles desafíos logísticos debido a la ubicación remota.

Esta tabla ofrece una perspectiva equilibrada de las ventajas y desventajas de poner en marcha una planta de GLP. Las ventajas, como la monetización del gas asociado, la reducción significativa de emisiones y la diversificación de ingresos, ofrecen beneficios económicos y ambientales sustanciales. La generación de productos de alto valor como el GLP y la gasolina natural podría proporcionar una nueva fuente de ingresos significativa para el campo.

Sin embargo, las desventajas, incluyendo el alto costo de inversión inicial, la complejidad técnica y operativa, y la sensibilidad a las fluctuaciones del mercado de GLP, presentan desafíos significativos. La necesidad de infraestructura de transporte y distribución también es un factor crítico a considerar, especialmente dada la ubicación remota del Campo. Este análisis sugiere que, aunque la planta de GLP ofrece beneficios potenciales significativos, su implementación requeriría una planificación cuidadosa y una evaluación detallada de la viabilidad económica a largo plazo.

### **4.3. Análisis de las propuestas**

#### **4.3.1. Análisis económico**

Este análisis examina las dos propuestas para el aprovechamiento del gas asociado, bajo distintos escenarios de producción de gas, determinando la factibilidad de los ahorros con la generación eléctrica o ingresos con el procesamiento del GLP.

## Planta de Generación Eléctrica:

La planta de generación eléctrica tiene el potencial de satisfacer la demanda energética total del Bloque 61, que actualmente es de 68,000 kW. Este análisis se basa en los ahorros generados al evitar la compra de energía externa, bajo tres escenarios de producción de gas.

**Tabla 12.** Capacidad de generación eléctrica según escenarios de producción de gas

<b>Escenarios</b>	<b>Fluctuaciones</b>	<b>Producción de gas</b>	<b>MW/día</b>
<b>Pesimista</b>	10% menos de la producción actual	8393,30 MSCFD	61 MW
<b>Más probable</b>	Producción actual	9325,89 MSCFD	68 MW
<b>Optimista</b>	10% más de la producción actual	10.258,48 MSCFD	75 MW

Escenario pesimista: se estima un ahorro anual de \$ 1.580.815,00, con una producción de gas disminuida en un 10%, la planta de generación eléctrica no logra satisfacer completamente la demanda energética del Bloque 61. Sin embargo, aún se obtienen ahorros significativos en comparación con la necesidad de adquirir energía externa. Este ahorro es considerable, pero la reducción en la capacidad de generación limita la autosuficiencia energética del bloque.

**Tabla 13.** Ahorro potencial: Escenario pesimista (Generación Eléctrica)

<b>kW/día</b>	<b>Valor de 1 kWh</b>	<b>Año</b>	<b>Ahorro total</b>
61000 kW	0,071	365	\$ 1.580.815,00

Escenario más probable: la producción de gas es suficiente para cubrir completamente la demanda energética del Bloque 61. Los ahorros anuales proyectados reflejan la eliminación total de la dependencia de energía externa, lo que proporciona una estabilidad financiera importante para las operaciones del campo. Este escenario confirma la viabilidad económica y la eficiencia operativa de la planta de generación eléctrica en condiciones normales.

**Tabla 14.** Ahorro potencial: Escenario más probable (Generación Eléctrica)

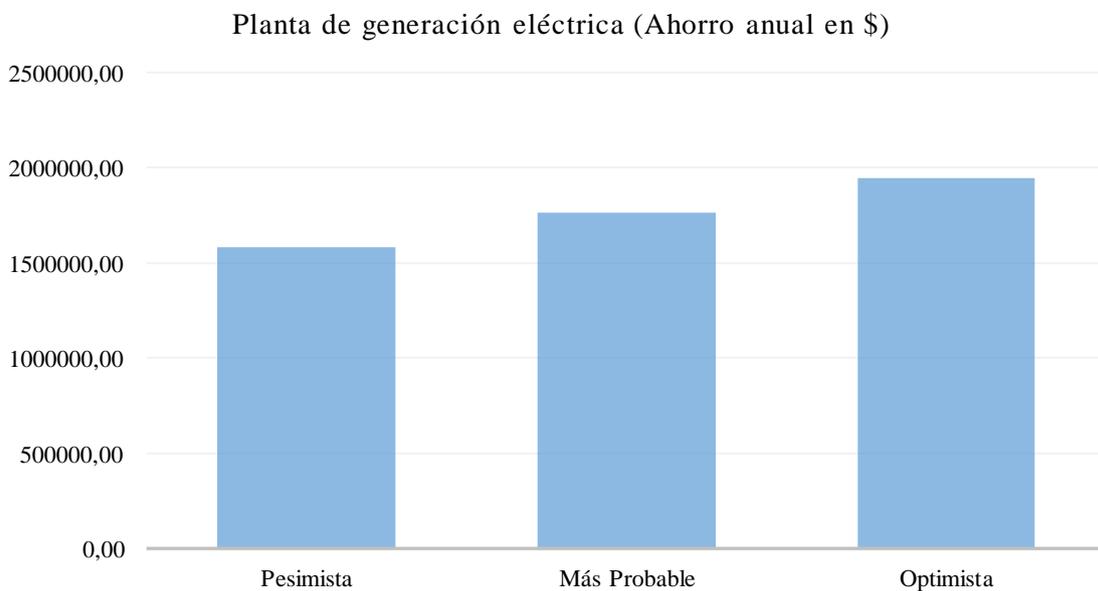
<b>kW/día</b>	<b>Valor de 1 kWh</b>	<b>Año</b>	<b>Ahorro total</b>
68000 kW	0,071	365	\$ 1.762.220,00

Escenario optimista: la producción de gas se incrementa en un 10%, la planta de generación eléctrica no solo cubre la demanda energética del Bloque 61, sino que también podría generar energía excedente. Este escenario maximiza los ahorros y podría permitir la venta de energía adicional, generando un beneficio económico adicional.

**Tabla 15.** Ahorro potencial: Escenario optimista (Generación Eléctrica)

<b>kW/día</b>	<b>Valor de 1 kWh</b>	<b>Año</b>	<b>Ahorro total</b>
75000 kW	0,071	365	\$ 1.943.625,00

La *Figura 18* presenta los ahorros correspondientes en la Planta de generación eléctrica bajo los escenarios pesimista, más probable y optimista. Este gráfico ilustra cómo las variaciones en la producción de gas afectan los ahorros anuales en energía para el B61.



**Figura 18.** Proyección de ahorros en la generación eléctrica según escenarios de producción de gas en el Bloque 61

## Planta de Procesamiento de GLP:

El procesamiento de GLP ofrece la oportunidad de monetizar el gas asociado, produciendo GLP para el mercado industrial. Los ingresos proyectados se basan en la eficiencia de recuperación del GLP y el precio de mercado (estimado en \$0.783945/kg).

**Tabla 16.** Proyecciones de producción y rentabilidad del GLP según escenarios de gas

<b>Escenarios</b>	<b>Fluctuaciones</b>	<b>Producción de gas</b>	<b>ton/año</b>
<b>Pesimista</b>	10% menos de la producción actual	8393,30 MSCFD	31476,82
<b>Más probable</b>	Producción actual	9325,89 MSCFD	34973,99
<b>Optimista</b>	10% más de la producción actual	10.258,48 MSCFD	38471,68

Escenario pesimista: la reducción del 10% en la producción de gas resulta en una menor cantidad de GLP recuperado. Los ingresos anuales proyectados, aunque positivos, son modestos en comparación con los posibles ingresos en escenarios más favorables. La rentabilidad de la planta se ve limitada, reflejando una dependencia significativa de los niveles de producción de gas y las condiciones del mercado.

**Tabla 17.** Ingresos potenciales: Escenario pesimista (Procesamiento de GLP)

<b>Valor de 1 kg de GLP en el área industrial</b>	<b>kg de GLP/año</b>	<b>Ingresos anuales</b>
0,783945	31476,8277	\$ 24.676,10

Escenario más probable: la producción de gas permite una recuperación óptima de GLP, generando ingresos anuales considerables. Este escenario sugiere que, bajo condiciones normales de producción, la planta de procesamiento de GLP es una opción viable para generar ingresos adicionales. Sin embargo, estos ingresos, aunque estables, siguen dependiendo de la estabilidad del mercado de GLP.

**Tabla 18.** Ingresos potenciales: Escenario más probable (Procesamiento de GLP)

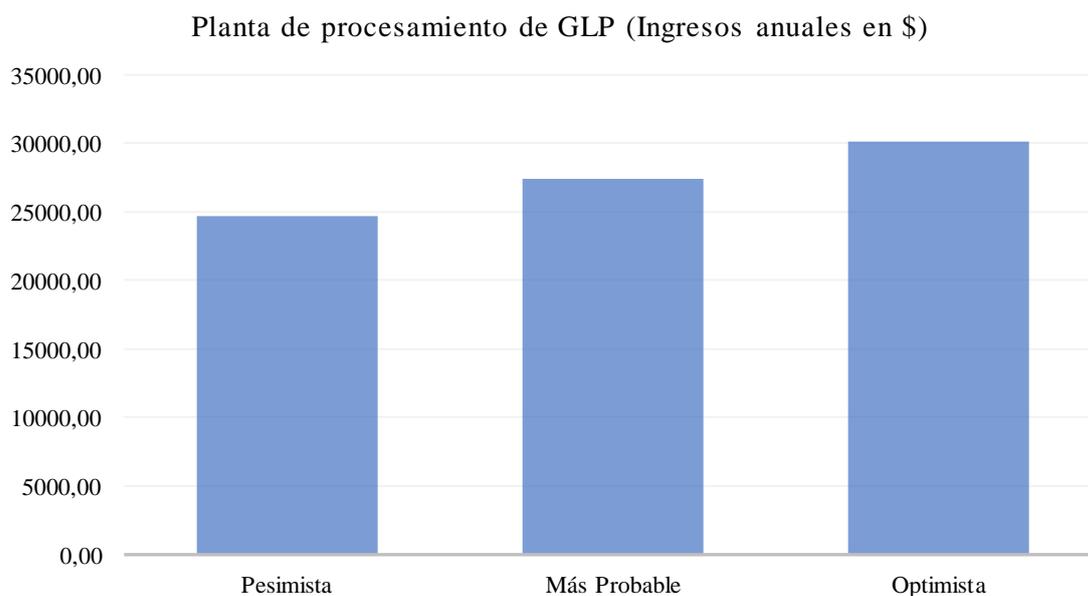
<b>Valor de 1 kg de GLP en el área industrial</b>	<b>kg de GLP/año</b>	<b>Ingresos anuales</b>
0,783945	34974,2572	\$ 27.417,89

Escenario optimista: con un incremento del 10% en la producción de gas, los ingresos anuales aumentan significativamente, lo que subraya el potencial del procesamiento de GLP como una fuente lucrativa de ingresos. No obstante, la rentabilidad siempre dependerá en gran medida de las condiciones del mercado y la capacidad de la planta para mantener una alta eficiencia de recuperación de GLP.

**Tabla 19.** Ingresos potenciales: Escenario optimista (Procesamiento de GLP)

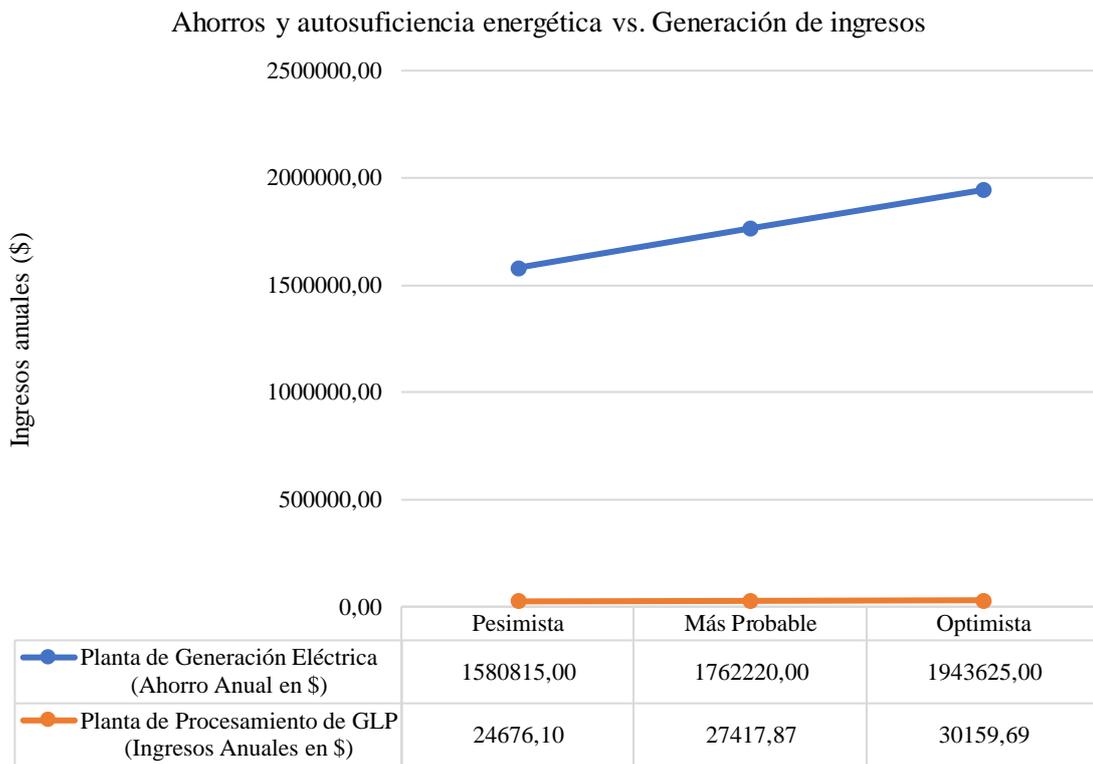
Valor de 1 kg de GLP en el área industrial	kg de GLP/año	Ingresos anuales
0,783945	38471,6866	\$30.159,69

La Figura 19 presenta la proyección de ingresos generados por la planta de procesamiento de GLP en el Bloque 61, considerando tres escenarios de producción de gas: pesimista, más probable y optimista. Este gráfico permite analizar la rentabilidad esperada del procesamiento de GLP bajo distintas condiciones de suministro.



**Figura 19.** Proyección de ingresos por producción de GLP según escenarios de producción de gas en el Bloque 61

La *Figura 20* compara las proyecciones económicas de las dos opciones analizadas: la planta de generación eléctrica y la planta de procesamiento de GLP, bajo los escenarios de producción. Este gráfico provee una visión comparativa clara de la viabilidad económica y eficiencia de ambas alternativas.



**Figura 20.** Comparativa de proyecciones económicas entre la generación eléctrica y el procesamiento de GLP según escenarios de producción de gas

La generación eléctrica muestra mayor resiliencia frente a fluctuaciones del mercado, dado que los ahorros están anclados a la demanda energética interna del bloque, estos ahorros muestran un incremento sustancial entre escenarios, reflejando el alto potencial de optimización energética del bloque. La curva ascendente pronunciada indica una sensibilidad positiva a mejoras en eficiencia y capacidad de generación.

Sin embargo, la curva de ingresos, aunque ascendente, muestra un crecimiento más moderado en comparación con la generación eléctrica. Esto sugiere que, si bien el procesamiento de GLP ofrece una fuente de ingresos adicional, su rentabilidad está más sujeta a variables de mercado y eficiencia de producción.

Esto indica que, dependiendo de la prioridad del proyecto (autosuficiencia energética vs. generación de ingresos), la elección entre uno u otro puede variar. No obstante, la planta de generación eléctrica ofrece una opción más estable y rentable en los tres escenarios evaluados.

### 4.3.2. Análisis comparativo

Para determinar la mejor opción entre la planta de generación eléctrica y la planta de procesamiento de GLP, es necesario evaluar ciertos factores clave:

**Tabla 20.** Comparativa de propuestas de aprovechamiento de gas

<b><i>Factor</i></b>	<b>Planta de generación eléctrica</b>	<b>Planta de procesamiento de GLP</b>
<b><i>Eficiencia en el uso del gas</i></b>	Aprovecha eficientemente el gas para producir electricidad, con una eficiencia térmica superior al 50%	Maximiza la recuperación de componentes valiosos del gas, logrando una eficiencia del 75% en la producción de GLP.
<b><i>Impacto ambiental</i></b>	Disminuye considerablemente las emisiones de GEI, alcanzando una reducción del 85%.	Reduce las emisiones de GEI en un 80%, contribuyendo al cumplimiento de regulaciones ambientales
<b><i>Valor económico</i></b>	Genera ahorros operativos sustanciales a largo plazo, disminuyendo significativamente los costos energéticos del campo.	Diversifica las fuentes de ingresos mediante la comercialización de GLP.
<b><i>Complejidad operativa</i></b>	Presenta una operación relativamente sencilla, empleando tecnología madura y ampliamente implementada en la industria.	Requiere un alto nivel de especialización técnica y operativa, debido a su complejidad en la producción y manejo de GLP.
<b><i>Flexibilidad</i></b>	Ofrece alta adaptabilidad a las fluctuaciones en la producción de gas y las demandas de energía.	Presenta menor flexibilidad operativa, con mayor sensibilidad a las variaciones en la disponibilidad del gas.
<b><i>Inversión inicial</i></b>	Demanda una inversión inicial considerable, compensada por menores costos operativos a largo plazo.	Implica una inversión inicial elevada, justificada por la complejidad del proceso y los equipos necesarios.
<b><i>Contribución a la autosuficiencia del campo</i></b>	Contribuye directamente a la autosuficiencia energética del campo, asegurando el suministro eléctrico.	Contribuye indirectamente a la autosuficiencia, proporcionando GLP que puede ser utilizado como combustible en el campo.

#### **4.4. Discusión**

Ambas propuestas, la planta de generación eléctrica y la planta de procesamiento de GLP, presentan soluciones viables para el manejo del gas asociado producido en el Campo Auca – Bloque 61, cada una con ventajas específicas.

La planta de generación eléctrica destaca por su capacidad para proporcionar autosuficiencia energética, ofreciendo ahorros significativos en costos a largo plazo y flexibilidad operativa ante variaciones en la producción de gas. Sin embargo, requiere una inversión inicial alta y personal especializado, lo cual son consideraciones clave.

Por su parte, la planta de procesamiento de GLP permite monetizar el gas asociado, generando ingresos adicionales y diversificando las operaciones del campo. Aunque la disminución de emisiones es significativa en ambas opciones, se reduce más con la generación eléctrica.

Económicamente, la planta de generación eléctrica podría ofrecer ahorros operativos a largo plazo, mientras que la planta de GLP tiene el potencial de generar nuevos ingresos. Sin embargo, los ahorros que ofrece la generación eléctrica son mucho más consistentes, ya que, independientemente de las variaciones en la producción de gas, esta opción no está sujeta a las posibles fluctuaciones del mercado, como es el caso del GLP.

Finalmente, la planta de generación eléctrica se perfila como la mejor opción para el Campo Auca por su alineación con las necesidades energéticas, menor complejidad operativa, mayor flexibilidad y menores riesgos de mercado. Sin embargo, dado el potencial de ambas tecnologías, una combinación de ambas podría considerarse en futuras fases de desarrollo para maximizar el aprovechamiento del gas asociado ante una posible expansión del mismo.

# CAPÍTULO V

## CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 5.1. Conclusiones

- La implementación de soluciones para el manejo eficiente del gas asociado no solo tiene un impacto positivo en la rentabilidad económica, sino que también ofrece beneficios ambientales significativos (Orta, 2020). Reducir la quema rutinaria de gas y convertirlo en electricidad o GLP, disminuye considerablemente las emisiones de gases de efecto invernadero, alineándose con las regulaciones nacionales e internacionales y mejorando la reputación de la operación como un modelo de gestión ambiental responsable. Además, al adoptar prácticas más limpias, podría facilitar la obtención de permisos y la aceptación social a futuras expansiones o innovaciones.
- La viabilidad de ambas propuestas está influenciada por factores como la estabilidad en la producción de gas, las condiciones del mercado y las políticas energéticas nacionales. Una interrupción o disminución en la producción de gas superior al 10% podría afectar negativamente la capacidad de generación eléctrica o al procesar GLP.
- La rentabilidad del procesamiento de GLP depende en gran medida de las condiciones del mercado y la demanda de este producto, lo que introduce cierta incertidumbre. Por otro lado, la generación eléctrica muestra una mayor estabilidad económica, ya que sus ahorros operativos no están expuestos a las fluctuaciones del mercado, sino que se anclan a la demanda interna del bloque. Esto la convierte en una opción más segura y rentable en escenarios donde la producción de gas se mantiene estable.
- La generación eléctrica aprovechando el gas asociado, es la opción más viable desde una perspectiva económica y ambiental. Los análisis indican que proporciona una fuente confiable y continua de energía para las operaciones del bloque, incluso ante fluctuaciones. Como señala (Orta, 2020), “en un contexto en

el que los precios de la energía pueden ser volátiles, la capacidad de generar electricidad in situ se convierte en una ventaja estratégica''. Esto minimiza la dependencia de fuentes externas de energía, reduciendo la exposición a riesgos asociados con dificultades en el suministro o incrementos en los costos a nivel nacional.

- Aunque el procesamiento de GLP no alcanza el mismo nivel de rentabilidad que la generación eléctrica, ofrece una valiosa oportunidad para diversificar el uso del gas asociado al expandirse la producción de gas en el bloque. Esta diversificación no solo genera ingresos adicionales, sino que también añade flexibilidad operativa, permitiendo la adaptación a diferentes escenarios de mercado. Como destaca (Osinermin, 2012), ''la capacidad de producir y comercializar GLP en un entorno donde la demanda de productos derivados del gas está en crecimiento ofrece una ventaja competitiva''.

## **5.2.Recomendaciones**

### **Factor político:**

- Establecer un diálogo continuo con las autoridades gubernamentales para alinear los futuros proyectos con las políticas energéticas nacionales y asegurar su apoyo a largo plazo, dicho diálogo debe enfocarse en exponer cómo los proyectos contribuyen a los objetivos energéticos, económicos y ambientales que ofrecen dichos proyectos. Manteniendo dicha comunicación puede ayudar a anticipar cambios regulatorios o políticas que puedan afectar a futuros proyectos, permitiendo ajustes proactivos en la estrategia operativa.

### **Factor económico:**

- Realizar un análisis del costo-beneficio de ambas propuestas. En el caso de la generación eléctrica, se recomienda evaluar a más detalle el impacto de los ahorros operativos a largo plazo frente a la inversión inicial requerida. Por otro lado, para el procesamiento de GLP, es importante considerar las fluctuaciones del mercado y los precios del GLP, proyectando escenarios de sensibilidad para anticipar variaciones en la demanda y precios.

**Factor social:**

- Desarrollar planes de participación comunitaria que contenga programas de capacitación y empleo local en las nuevas instalaciones. Este plan debe estar diseñado para maximizar los beneficios sociales del proyecto, asegurando que las comunidades cercanas se sientan involucradas y beneficiadas por el desarrollo. La creación de oportunidades de empleo local no solo ayuda a mejorar la relación con la comunidad, sino que también contribuye a la estabilidad social en la región, lo cual es esencial para el éxito a largo plazo del proyecto.

**Factor tecnológico:**

- Invertir e implementar tecnologías de última generación para maximizar la eficiencia y minimizar las emisiones. Estas tecnologías no solo mejorarán el rendimiento operativo de proyectos, sino que también cumpliría con los estándares ambientales e identificación de oportunidades de mejora. Sería beneficioso realizar un análisis exhaustivo de las tecnologías disponibles en el mercado, priorizando aquellas que ofrecen la mejor relación costo-beneficio y que son compatibles con las necesidades identificadas. Además, se sugiere establecer programas de investigación y desarrollo (I+D) en colaboración con universidades locales para mejorar continuamente las tecnologías utilizadas.

**Factor legal:**

- Realizar un análisis exhaustivo del marco regulatorio actual y futuro es fundamental para asegurar el cumplimiento normativo en todas las fases del proyecto. Al estar al tanto de las normativas aplicables, se pueden anticipar posibles cambios regulatorios y adaptar sus operaciones para cumplir con los requisitos legales, evitando sanciones o interrupciones en la operación.
- Es aconsejable trabajar en conjunto con las autoridades para desarrollar normativas que faciliten la implementación de proyectos de aprovechamiento de gas asociado. Estas normativas podrían incluir procedimientos simplificados para la obtención de permisos, estándares claros para la gestión ambiental, y directrices para la inversión en infraestructura. Al participar activamente en el desarrollo de estas normativas, puede influir positivamente en el entorno regulatorio, creando un marco legal más favorable para su operación y expansión.

**Factor ambiental:**

- Desarrollar un plan de gestión ambiental integral para abordar todos los aspectos ambientales del proyecto, incluyendo medidas de mitigación y compensación para cualquier impacto residual. Este plan debe ser holístico, considerando tanto las fases de construcción como de operación, y debe incluir estrategias para la restauración de áreas afectadas, la gestión de residuos, y la conservación de recursos naturales, con esto, no solo se cumple con las normativas ambientales, sino que también demuestra un compromiso con la sostenibilidad y la protección del entorno natural.
- Considerar la posibilidad de certificar los proyectos bajo estándares internacionales de reducción de emisiones, como el Mecanismo de Desarrollo Limpio (MDL) (Barragán, 2019).

## BIBLIOGRAFÍA

- Aguas, J. C. M. (2023). *Análisis del Sistema de Autogeneración de Energía para el Funcionamiento en un Campo Petrolero de la Cuenca Sedimentaria Caguán-Putumayo Juan*. <https://noesis.uis.edu.co/server/api/core/bitstreams/932dd332-6ea9-4530-8cdf-90522bff0045/content>
- Álvarez, P. (2022). *Procedimientos para la reducción de emisiones de gases en Grupos Electrónicos del Campo Auca EP PETROECUADOR*. [https://repositorio.uta.edu.ec/bitstream/123456789/37056/1/tesis\\_alvarez\\_patricio.pdf](https://repositorio.uta.edu.ec/bitstream/123456789/37056/1/tesis_alvarez_patricio.pdf)
- Antonio, P., & Fernández, G. (2002). El Gas Natural. *Gas Natural El Recorrido de La Energía*, 19. <https://www.fenercom.com/wp-content/uploads/2019/05/recorrido-de-la-energia-gas-natural.pdf>
- ARCERNNR. (2024). Revista del panorama eléctrico edición 21. <https://controlrecursosyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2024/03/PanoramaElectricoXXI-Marzo-Baja.pdf>
- Armijos Medina, V. (2018). *Factibilidad técnica y económica de la desgasificación de anulares en pozos productores de petróleo del campo Auca*. 1–111. <https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/19701>
- Barragán, E. (2019). *Tipo de Proyectos MDL Reducción de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero Energía Procesos Industriales CO 2-CH 4-N 2 0 CO 2-N 2 0-HFCs-PFCs-SF*. [https://www.cenace.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/07/8-Edición-RTE-2012\\_compressed-133-154.pdf](https://www.cenace.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2019/07/8-Edición-RTE-2012_compressed-133-154.pdf)
- Corporación Eléctrica del Ecuador. (2009). *Gas Natural para la Generación Eléctrica*. 1–14. [http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/usogas\(1\).pdf](http://www.minem.gob.pe/minem/archivos/usogas(1).pdf)
- Cusanguá-Cisneros, Y. X., Sánchez-Moncayo, H. M., Calva-Sánchez, L. M., Salazar-Analuiza, B. A., & Mantilla-Rivadeneira, A. V. (2021). *Aprovechamiento del gas asociado en plataformas petroleras, caso de estudio campo Sacha*. FIGEMPA: Investigación y Desarrollo, 12(2), 26–36. <https://doi.org/10.29166/revfig.v12i2.3090>

- EP Petroecuador. (2015). *Tarifa por comercialización de glp para consumo domestico, comercial*. 532, 1–4. [https://www.gob.ec/sites/default/files/regulations/2018-10/Documento\\_TARIFA-POR-COMERCIALIZACION-DE-GLP-PARA-CONSUMO-DOMESTICO-COMERCIAL.pdf](https://www.gob.ec/sites/default/files/regulations/2018-10/Documento_TARIFA-POR-COMERCIALIZACION-DE-GLP-PARA-CONSUMO-DOMESTICO-COMERCIAL.pdf)
- EP Petroecuador & Ecuambiente Consulting Group Cía. Ltda. (2021). *Estudio complementario a la resolución 586, para la construcción de 26 plataformas, 10 estaciones, ampliación de 39 plataformas y estaciones, construcción de vías de acceso y derechos de vías, instalación de líneas de flujo, líneas de transmisión eléctrica*. <https://www.eppetroecuador.ec/wp-content/uploads/downloads/2022/04/00-Resumen-ejecutivo-v16-1.pdf>
- Ipieca, I. y G. (2022). *Guía de gestión de la quema en antorcha para la industria del petróleo y el gas*. <https://thedocs.worldbank.org/en/doc/35178b35bcfb9bfd144079f84512ab7d-0400072022/original/Flaring-management-guidance-for-the-oil-and-gas-industry.pdf>
- Ministerio de Energía y Minas. (2021). *Estadística Hidrocarburos 2021*. 73–96. <https://www.recursoyenergia.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2023/04/Estadisticas-hidrocarburiferas.pdf>
- Orta, R. A. T. & R. G. (2020). *Captación del gas natural producido en un campo petrolero del oriente ecuatoriano para su utilización como combustible para la generación de energía eléctrica*. *Administrative Law Journal*, 60, 53–77. <https://doi.org/10.35979/alj.2020.02.60.53>
- Osinergmin. (2012). *El gas natural y sus diferencias con el GLP*. <https://biblioteca.olade.org/opac-tmpl/Documentos/hm000661.pdf>
- Osinergmin. (2023). Buenas prácticas respecto de requisitos exigidos según código ASME, para tanques estacionarios en plantas envasadoras de GLP. *División de Supervisión de Hidrocarburos Líquidos*, 36. [http://www.osinerg.gob.pe/seccion/centro\\_documental/hidrocarburos/Documentos/Almacenamiento/Documentos-Tecnicos/Almacenamiento-DT-Buenas-Practicas-codigo-ASME-tanques-PE-GLP.pdf](http://www.osinerg.gob.pe/seccion/centro_documental/hidrocarburos/Documentos/Almacenamiento/Documentos-Tecnicos/Almacenamiento-DT-Buenas-Practicas-codigo-ASME-tanques-PE-GLP.pdf)

- Paucar, J. (2022). *Producción Diaria De Petróleo Por Compañías Y Cumplimiento De Estimados*. Arch, 2023. <https://www.controlrecursosyenergia.gob.ec/produccion-diaria-de-petroleo/>
- Salazar, F. (2017). *Estudio De Factibilidad De La Técnica Casing While Drilling En El Campo Auca-Proyecto Shaya*. <http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/18364>
- Sánchez, R. F. S. (2016). *Elaboración de una metodología de gestión energética basado en la ISO 50001, en el proceso de generación eléctrica del Campo Sacha Bloque 60 de EP Petroecuador*. <https://repositorio.uisek.edu.ec/handle/123456789/4582>
- Santillán Lima, G. P., Santillán-Lima, J. C., Caichug-Rivera, D. M., Orozco Pilco, J. J., Rivera Castillo, M. F., & Dávalos Merino, G. E. (2024). *Determinación y caracterización de las concentraciones de material particulado sedimentable del sector de ladrilleras de la matriz del Cantón Chambo*. *Tesla Revista Científica*, 4(1), e322. <https://doi.org/10.55204/trc.v4i1.e322>