



**Tecnológico UNIVERSITARIO  
“RUMIÑAHUI”**

**CARRERA:**

**TECNOLOGÍA SUPERIOR EN PETRÓLEOS**

**Trabajo de titulación previo a la obtención del título de**

**TECNOLÓGO SUPERIOR EN PETRÓLEOS**

**TEMA:**

**APROVECHAMIENTO DEL GAS ASOCIADO EN EL CAMPO SHUSHUFINDI  
BLOQUE 57 PARA GAS LICUADO DE PETRÓLEO (GLP) Y PRODUCCIÓN DE  
ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL AÑO 2024**

**AUTOR:**

**Carpio Trujillo Jeniffer Lisbeth  
González Vargas Natali Ximena  
Merizalde Calero Alexis Geovanny**

**DIRECTORES:**

**ING. ÁLVAREZ LUIS**

**Sangolquí, Octubre, 2024**

## CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2024-ISTER-6-6.2

Sangolquí, 08 de noviembre de 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, CARPIO TRUJILLO JENIFFER LISBETH, declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado APROVECHAMIENTO DEL GAS ASOCIADO EN EL CAMPO SHUSHUFINDI BLOQUE 57 PARA GAS LICUADO DE PETRÓLEO (GLP) Y PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 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,



CARPIO TRUJILLO JENIFFER LISBETH  
C.I. 2200311062

## CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2024-ISTER-6-6.2

Sangolquí, 08 de noviembre de 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, GONZALEZ VARGAS NATALI XIMENA, declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado APROVECHAMIENTO DEL GAS ASOCIADO EN EL CAMPO SHUSHUFINDI BLOQUE 57 PARA GAS LICUADO DE PETRÓLEO (GLP) Y PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 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,



---

GONZALEZ VARGAS NATALI XIMENA  
C.I. 1751283258

## 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, Merizalde Calero Alexis Geovanny declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado APROVECHAMIENTO DEL GAS ASOCIADO EN EL CAMPO SHUSHUFINDI BLOQUE 57 PARA GAS LICUADO DE PETRÓLEO (GLP) Y PRODUCCIÓN DE ENERGÍA ELÉCTRICA 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,



Alexis Geovanny Merizalde Calero  
C.I.: 2200501704

# 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:**

CARPIO TRUJILLO JENIFFER LISBETH  
GONZÁLEZ VARGAS NATALI XIMENA  
MERIZALDE CALERO ALEXIS GEOVANNY

**TUTOR:**

ÁLVAREZ LAZO LUIS ALFREDO

**CONTACTO ESTUDIANTE:**

0939773087

0968406381

0960951492

**CORREO ELECTRÓNICO:**

[jeniffercarpio18@yahoo.com](mailto:jeniffercarpio18@yahoo.com) – [nataligonzaalez843@gmail.com](mailto:nataligonzaalez843@gmail.com) - [geov\\_1997@hotmail.com](mailto:geov_1997@hotmail.com)

**TEMA:**

APROVECHAMIENTO DEL GAS ASOCIADO EN EL CAMPO SHUSHUFINDI  
BLOQUE 57 PARA GAS LICUADO DE PETRÓLEO (GLP) Y PRODUCCIÓN DE  
ENERGÍA ELÉCTRICA EN EL AÑO 2024

**OPCIÓN DE TITULACIÓN:**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PREVIO A LA OBTENCIÓN DEL  
TÍTULO DE TECNÓLOGO/A SUPERIOR EN PETRÓLEOS

**RESUMEN EN ESPAÑOL:**

El proyecto en el Campo Shushufindi, ubicado en la región amazónica de Ecuador, abordó el problema de la quema de gas asociado mediante la implementación de tecnologías avanzadas en 2024. Con un enfoque en la sostenibilidad, se implementaron plantas de cogeneración y la conversión del gas capturado en gas licuado de petróleo (GLP).

La cogeneración permitió la producción simultánea de electricidad y calor con una eficiencia del 80%, generando 61.6 MWh diarios, lo que superó la demanda energética del campo y

posibilitó la exportación de excedentes. Además, se redujeron las emisiones de CO<sub>2</sub> en un 85%, mejorando la calidad del aire y contribuyendo a la mitigación del cambio climático.

El proyecto también incluyó la producción de gas licuado de petróleo (GLP), creando nuevas oportunidades de ingresos y diversificando el uso del gas asociado. La iniciativa no solo mejoró la eficiencia operativa y redujo costos, sino que también cumplió con las normativas ambientales, contribuyendo al desarrollo económico y social de la región. En conclusión, el proyecto demostró la viabilidad y los beneficios de aprovechar el gas asociado, convirtiendo un desafío en una oportunidad sostenible.

**PALABRAS CLAVE:**

Aprovechamiento

Sostenibilidad

Gas Asociado

Cogeneración

Gas Licuado de Petróleo (GLP)

**ABSTRACT:**

The project in the Shushufindi Field, located in the Amazon region of Ecuador, addressed the issue of associated gas flaring by implementing advanced technologies in 2024. With a focus on sustainability, cogeneration plants were installed, and the captured gas was converted into liquefied petroleum gas (LPG).

Cogeneration enabled the simultaneous production of electricity and heat with an 80% efficiency rate, generating 61.6 MWh daily, which exceeded the field's energy demand and allowed for surplus exports. Additionally, CO<sub>2</sub> emissions were reduced by 85%, improving air quality and contributing to climate change mitigation.

The project also included the production of liquefied petroleum gas (LPG), creating new revenue opportunities and diversifying the use of associated gas. The initiative not only enhanced operational efficiency and reduced costs but also met environmental regulations, contributing to the region's economic and social development. In conclusion, the project demonstrated the feasibility and benefits of utilizing associated gas, turning a challenge into a sustainable opportunity.

**PALABRAS CLAVE:**

Utilization

Sustainability

Associated Gas

Cogeneration

Liquefied Petroleum Gas (LPG)

## 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: CARPIO TRUJILLO JENIFFER LISBETH, con C.I.: 2200311062, GONZÁLEZ VARGAS NATALI XIMENA con C.I.: 1751283258, MERIZALDE CALERO ALEXIS GEOVANNY, con C.I.: 2200501704, alumnos de la Carrera de TECNOLOGÍA SUPERIOR EN PETRÓLEOS

Atentamente,



Firma del Estudiante  
C.I.: 2200311062



Firma del Estudiante  
C.I.: 1751283258



Firma del Estudiante  
C.I.: 2200501704

### **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 / info@ister.edu.ec**

# ÍNDICE GENERAL

<b>RESUMEN.....</b>	<b>7</b>
<b>CAPITULO I.....</b>	<b>8</b>
<b>INTRODUCCIÓN.....</b>	<b>8</b>
1.1. Planteamiento del Problema.....	8
1.2. Justificación.....	10
1.3. Alcance.....	12
1.4. Objetivos General y Específicos.....	12
<b>CAPITULO II.....</b>	<b>14</b>
<b>MARCO TEÓRICO.....</b>	<b>14</b>
2.1. Ubicación del Campo Shushufindi.....	14
2.2. Descripción del Campo Shushufindi.....	15
2.3. Estaciones de Producción.....	17
2.4. Tipo de Crudo.....	18
2.5. Características del Gas Asociado.....	19
2.6. Producción del Campo Shushufindi.....	20
2.7. Sistemas de Levantamiento.....	22
2.8. Número de Plataformas.....	23
2.9. Arenas Productoras.....	24
2.10. Quema de Gas Asociado.....	25
2.11. Infraestructura y Tecnología Actual.....	27
2.12. Propuesta de Captura y Aprovechamiento del Gas.....	28
2.13. Tecnologías de Captura de Gas.....	29
2.14. Procesamiento del Gas Capturado.....	30
<b>CAPITULO III.....</b>	<b>32</b>
<b>DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN.....</b>	<b>32</b>
3.1 Revisión del Proceso Actual.....	32
3.2 Alternativa 1: Implementación de Plantas de Cogeneración.....	32
3.3 Alternativa 2: Conversión del Gas Licuado de Petróleo (GLP).....	37
3.4. Estimación del Volumen de Gas Licuado de Petróleo (GLP) Producido.....	39

3.5. Cálculo de la Proporción de Butano y Propano en el GLP .....	39
3.6. Capacidad de Abastecimiento de GLP en Cilindros .....	39
3.7. Comparación de Alternativas .....	39
3.8 Plan de Implementación .....	40
3.9 Análisis de Impacto Ambiental y Gestión de Riesgos .....	41
3.10 Demanda Energética del Campo .....	42
<b><i>CAPITULO IV</i></b> .....	<b>43</b>
<b>PRUEBAS, RESULTADOS Y DISCUSIÓN</b> .....	<b>43</b>
4.1. Pruebas Realizadas .....	43
4.2. Resultados Obtenidos .....	44
4.3. Análisis de Sensibilidad .....	45
4.4. Discusión de Resultados.....	48
4.5. Conclusión General del Capítulo.....	49
<b><i>CAPITULO IV</i></b> .....	<b>50</b>
<b>5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES</b> .....	<b>50</b>
<b>5.1 CONCLUSIONES</b> .....	<b>50</b>
<b>5.2 RECOMENDACIONES</b> .....	<b>52</b>
<b>BIBLIOGRAFIA</b> .....	<b>53</b>

## LISTA DE TABLAS

Tabla 1: Enfermedades Respiratorias en Comunidades Cercanas a Shushufindi .....	9
Tabla 2: Comparación de alternativas .....	40
Tabla 3: Resultados de Pruebas de Operatividad .....	43
Tabla 4: Resultados de Pruebas de Rendimiento.....	44
Tabla 5: Comparación de Resultados Antes y Después de la Implementación .....	44
Tabla 6: Resultados en el Escenario Pesimista.....	45
Tabla 7: Resultados en el Escenario Más Probable .....	46
Tabla 8: Resultados en el Escenario Optimista .....	47

## LISTA DE FIGURAS

Figura 1: Emisiones de CO2 del Campo de Shushufindi.....	8
Figura 2: Campo Shushufindi.....	14
Figura 3: Historial de producción de petróleo.....	20
Figura 4: Historial y declinación de producción de petróleo.....	21
Figura 5: Esquema del desplazamiento de Petróleo por agua en un canal de flujo.....	22
Figura 6: Geología Estructural.....	25
Figura 7. Obtención de Energía Eléctrica a través de gas asociado.....	33
Figura 8. Obtención de Gas Licuado del Petróleo (GLP).....	37
Figura 9. Esquema de un Separador Trifásico.....	43

## LISTA DE GRÁFICOS

Gráfico 1: Comparación de Tecnologías de Captura de Gas.....	9
Gráfico 2: Comparación de Emisiones de CO2 Antes y Después de la Implementación ...	44
Gráfico 3: Comparación de Eficiencia Operativa y Reducción de Emisiones.....	45
Gráfico 4: Comparación de Resultados en el Escenario Pesimista .....	46
Gráfico 5: Comparación de Resultados en el Escenario Más Probable .....	47
Gráfico 6: Comparación de Resultados en el Escenario Optimista.....	48
Gráfico 7: Resumen de Impactos en Diferentes Escenarios.....	49

## RESUMEN

El proyecto en el Campo Shushufindi, ubicado en la región amazónica de Ecuador, abordó el problema de la quema de gas asociado mediante la implementación de tecnologías avanzadas en 2024. Con un enfoque en la sostenibilidad, se implementaron plantas de cogeneración y la conversión del gas capturado en gas licuado de petróleo (GLP).

La cogeneración permitió la producción simultánea de electricidad y calor con una eficiencia del 80%, generando 61.6 MWh diarios, lo que superó la demanda energética del campo y permitió la exportación de excedentes. Además, se redujeron las emisiones de CO<sub>2</sub> en un 85%, mejorando la calidad del aire y contribuyendo a la mitigación del cambio climático.

El proyecto también incluyó la producción de gas licuado de petróleo (GLP), creando nuevas oportunidades de ingresos y diversificando el uso del gas asociado. La iniciativa no solo mejoró la eficiencia operativa y redujo costos, sino que también cumplió con las normativas ambientales, contribuyendo al desarrollo económico y social de la región. En conclusión, el proyecto demostró la viabilidad y los beneficios de aprovechar el gas asociado, convirtiendo un desafío en una oportunidad sostenible.

# CAPITULO I

## INTRODUCCIÓN

### 1.1. Planteamiento del Problema

El campo Shushufindi, ubicado en la región amazónica del Ecuador, se ha destacado como uno de los principales productores de hidrocarburos a nivel nacional. Este lugar ha generado grandes cantidades de petróleo y gas asociado, favoreciendo significativamente a la economía energética del país. Sin embargo, la falta de infraestructura adecuada para la captura y procesamiento del gas asociado ha resultado en la quema de grandes volúmenes de gas en mecheros. Esta práctica no solo desperdicia un recurso valioso, sino que también tiene graves consecuencias ambientales y de salud pública.

En el campo Shushufindi, aproximadamente 50 millones de pies cúbicos estándar por día (MMPCD) de gas asociado han sido quemados en mecheros debido a la insuficiente capacidad de las plantas de procesamiento existentes (Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023). La quema de este gas libera grandes cantidades de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y otros contaminantes tóxicos, afectando significativamente la contaminación del aire y el calentamiento global. Según un informe de Petroamazonas EP, la quema de gas en Shushufindi ha resultado en la emisión de aproximadamente 2.3 millones de toneladas de CO<sub>2</sub> al año (Petroamazonas EP, 2023).

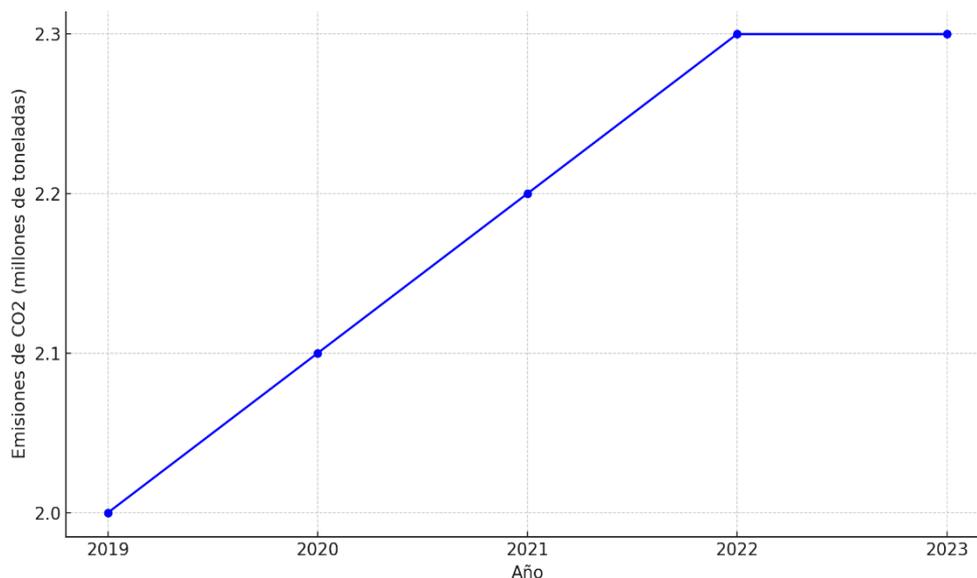


Figura 1: Emisiones de CO<sub>2</sub> del Campo de Shushufindi.

La quema de gas en mecheros no solo causa emisiones de gases de efecto invernadero, sino que también libera dióxido de azufre (SO<sub>2</sub>) y monóxido de carbono (CO). Estos contaminantes tienen un impacto significativo en la calidad del aire y la salud de las comunidades locales. Según un estudio del Ministerio de Salud Pública de Ecuador, en comparación con otras áreas, las comunidades cercanas a los mecheros de quema de gas en Shushufindi padecen enfermedades respiratorias y cardiovasculares más altas en otras regiones. (Dematteis, 2023).

Tabla 1: Enfermedades Respiratorias en Comunidades Cercanas a Shushufindi

Comunidad	Enfermedades Respiratorias (%)	Enfermedades Cardiovasculares (%)
Shushufindi	25	18
Región Amazónica	15	10
Promedio Nacional	12	8

La infraestructura del campo de Shushufindi actual no está preparada para manejar el volumen de gas asociado producido. Las plantas de procesamiento actuales carecen de la capacidad y la tecnología requeridas para capturar y procesar el gas de manera eficiente. Además, muchas de estas instalaciones emplean tecnologías obsoletas que no pueden integrarse con soluciones de captura de gas contemporáneas (Global Energy Monitor, 2023). La falta de infraestructura adecuada ha resultado en una dependencia constante del gas en mecheros.

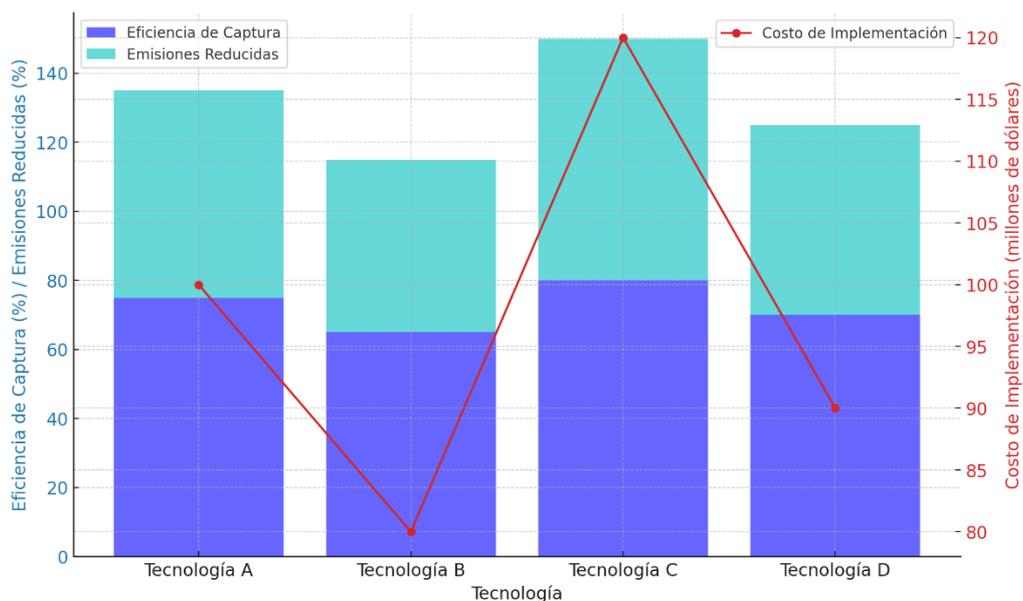


Gráfico 1: Comparación de Tecnologías de Captura de Gas

Es fundamental implementar tecnologías avanzadas de captura y procesamiento de gas para abordar esta problemática. Esto no solo reduciría la cantidad de gas que se quema, sino que también permitiría utilizar el gas capturado para producir energía y otros productos derivados. Una solución viable es la instalación de plantas de cogeneración, que utilizan el gas capturado para producir electricidad y calor. Estas plantas pueden aumentar la eficiencia operativa y reducir las emisiones contaminantes.

La transformación del gas capturado en productos comerciales también abriría nuevas oportunidades de mercado a nivel nacional e internacional. Este método no solo reduciría los efectos en la salud pública y el medio ambiente, sino que también generaría ingresos adicionales para la región y el país.

## **1.2. Justificación**

Varias razones importantes, incluidos los aspectos económicos, operativos, de seguridad, ambientales y sociales, justificaron el proyecto de aprovechamiento del gas asociado en el campo de Shushufindi. La producción total de energía del campo Shushufindi podría aumentar mediante la captura y procesamiento del gas relacionado. En lugar de quemar gas, se podría utilizar para producir energía eléctrica mediante plantas de cogeneración. Esto aumentaría la capacidad de producción de energía en el campo. Según investigaciones (Energy & Environmental Science, 2021), la instalación de plantas de cogeneración puede aumentar la eficiencia energética en un 30–40%. Esto significa que se puede utilizar mejor los recursos disponibles.

La actualización de la infraestructura y la incorporación de tecnologías de vanguardia aumentarían significativamente la eficiencia operativa en el campo. La captura y el procesamiento del gas relacionado podrían mejorar la gestión de los recursos y disminuir los tiempos y los costos operativos. Según un informe de la Agencia Internacional de Energía (IEA) de 2020, la implementación de tecnologías avanzadas en la industria del petróleo y el gas podría reducir los costos operativos hasta en un 20%. Además, la mejora en los procesos de separación y gestión del gas asociado optimizaría la calidad del petróleo crudo al reducir el contenido de sedimentos y agua.

Además, el proyecto mejoraría la seguridad operativa del campo Shushufindi. La quema de gas en mecheros no solo es ineficaz, sino que también presenta graves riesgos para la seguridad. La actualización de la infraestructura y la adopción de tecnologías de captura

de gas reducirían estos riesgos, lo que mejoraría la seguridad en el lugar de trabajo para los empleados y las comunidades locales. La adopción de tecnologías avanzadas y sistemas automatizados garantiza una operación más controlada y segura y reduce el riesgo de accidentes.

La automatización de la captura y el procesamiento del gas relacionado mejoraría la eficiencia y el control de las operaciones. Los sistemas automatizados optimizan el uso de los recursos, reducen la dependencia de la intervención humana y reducen el margen de error. Un estudio (McKinsey & Company, 2020) afirma que la automatización de la industria del petróleo y el gas tiene el potencial de aumentar la eficiencia operativa en un 25-30% y aumentar la precisión y la estabilidad de los procesos.

El uso del gas asociado en lugar de su combustión reduciría significativamente los costos operativos. La venta del gas capturado aumentaría los ingresos del campo. Además, la generación de energía a partir de este gas reduciría los costos de electricidad y calefacción para operaciones internas y para el suministro a la red eléctrica local. Según un análisis económico realizado por el Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023), la implementación de este proyecto podría reducir los costos operativos en un 15-20% y aumentar los ingresos en un 10–15 %.

La disminución de la quema de gas en mecheros reduciría tanto las emisiones de gases de efecto invernadero como otros contaminantes tóxicos, lo que mejoraría la calidad del aire y disminuiría los efectos del cambio climático. Dado que las comunidades locales experimentarían una disminución de las afecciones respiratorias y cardiovasculares vinculadas a la contaminación del aire, este beneficio ambiental tiene un impacto directo en la salud pública.

El establecimiento de infraestructura relacionada con la captura y procesamiento del gas contribuiría al crecimiento económico de la región amazónica al ofrecer empleos y oportunidades de capacitación para los trabajadores locales. El crecimiento social y económico sostenible de la región está condicionado a mejorar las condiciones laborales y crear más empleos.

### **1.3. Alcance**

El proyecto de titulación se centrará en la implementación de tecnologías avanzadas para la captura y aprovechamiento del gas asociado en el campo Shushufindi, ubicado en la región amazónica del Ecuador. Se desarrollarán y aplicarán métodos modernos para la captura, procesamiento y utilización del gas asociado, optimizando las prácticas operativas existentes y generando productos derivados valiosos como gas licuado de petróleo (GLP). El proyecto se llevará a cabo durante el año 2024 y buscará transformar un recurso subutilizado en una fuente valiosa de energía, mejorando la eficiencia operativa y reduciendo los impactos ambientales.

La implementación de este proyecto incluirá la instalación de equipos modernos y sistemas automatizados para la captura y procesamiento del gas asociado, así como la optimización de los procesos operativos existentes para propagar la eficiencia y minimizar los costos operativos. Se realizarán estudios de viabilidad técnica y económica utilizando herramientas de simulación como Aspen HYSYS para evaluar la eficacia de las tecnologías propuestas. Además, se analizarán las oportunidades de mercado para la comercialización del gas, tanto a nivel específico como internacional.

El proyecto no incluirá la exploración de nuevos pozos petroleros ni la modificación de la infraestructura existente para la extracción de petróleo. Tampoco se abordarán aspectos relacionados con la distribución final del gas a los consumidores finales, ya que el enfoque principal estará en la captura y procesamiento del gas en el campo Shushufindi.

Se asume que las tecnologías avanzadas seleccionadas para la captura y procesamiento del gas serán viables tanto técnica como económicamente y que las regulaciones gubernamentales permitirán su implementación sin mayores impedimentos. Además, se espera contar con el apoyo y colaboración de las entidades gubernamentales y las comunidades locales para asegurar el éxito del proyecto y su viabilidad a largo plazo.

### **1.4. Objetivos General y Específicos**

#### ***1.4.1. Objetivo General***

Determinar la factibilidad de la implementación de tecnologías avanzadas para la captura y aprovechamiento del gas asociado en el campo Shushufindi, optimizando las prácticas

operativas y generando energía y productos derivados, con el fin de mejorar la eficiencia operativa, reducir los impactos ambientales y generar beneficios económicos y sociales.

#### ***1.4.2. Objetivos Específicos***

- Realizar un análisis detallado de la composición química y las propiedades físicas del gas asociado extraído junto con el petróleo, para identificar su potencial de aprovechamiento y las tecnologías más adecuadas para su procesamiento.
- Investigar y comparar diversas tecnologías de captura y procesamiento de gas, como la cogeneración, la compresión y la licuefacción, para determinar las opciones más viables y eficientes que admitan minimizar la quema de gas en mecheros y convertirlo en un recurso aprovechable.
- Analizar las propiedades del gas licuado de petróleo (GLP) producidos a partir del gas capturado y estudiar las oportunidades de mercado disponibles tanto a nivel local como internacional para la comercialización de estos productos, identificando posibles socios comerciales y estrategias de distribución.

# CAPITULO II

## MARCO TEÓRICO

### 2.1. Ubicación del Campo Shushufindi

#### 2.1.1. Descripción Geográfica

En la región amazónica del noreste de Ecuador, en la provincia de Sucumbíos, se encuentra el Campo Shushufindi. La densa vegetación, el clima tropical húmedo y la gran diversidad biológica son características de esta región. El área rural forma parte integral del Bloque 57, un área clave para la extracción de petróleo en Ecuador debido a sus grandes reservas de hidrocarburos.

Varios cuerpos de agua rodean la zona, incluidos ríos y lagunas que forman parte de la cuenca del río Napo, un gran afluente del río Amazonas. Estos recursos hídricos son cruciales para el ecosistema local, así como para la cultura y la economía de las comunidades indígenas y locales. (Almeida, 2019).

Según el autor, el Campo Shushufindi no solo es una fuente importante de recursos naturales para Ecuador, sino que también presenta desafíos significativos en términos ambientales y sociales. La explotación del petróleo en esta zona debe llevarse a cabo con precaución para preservar la biodiversidad y garantizar que las comunidades locales reciban beneficios justos. Es esencial implementar estrategias sostenibles que combinen el progreso económico con la protección del medio ambiente.

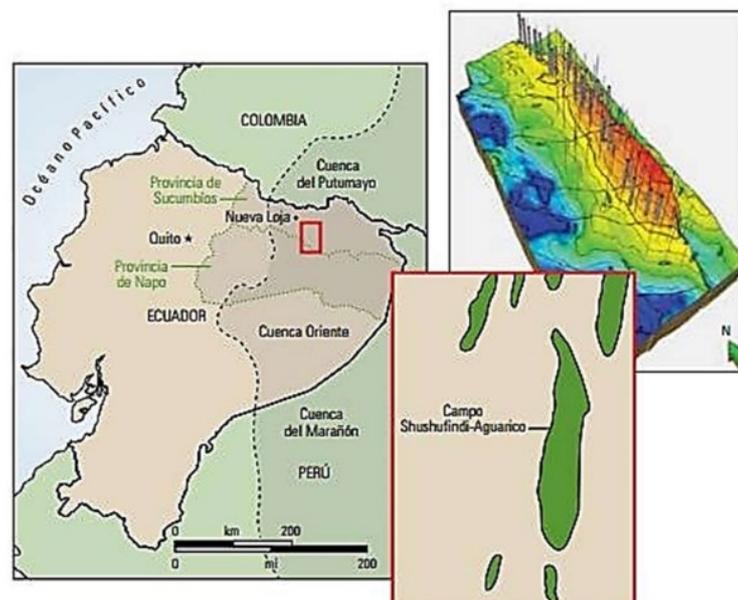


Figura 2: Campo Shushufindi

### **2.1.2. Coordenadas**

El Campo Shushufindi se encuentra en las longitudes 0°11'60" S y 76°38'60" W. Las operaciones de extracción y transporte de petróleo enfrentan importantes desafíos logísticos debido a la ubicación del campo en la selva amazónica de Ecuador. La abundante vegetación y el clima húmedo en la región dificultan el acceso y la infraestructura necesarios para la extracción de petróleo.

Los sistemas de posicionamiento global (GPS) se utilizan para controlar la ubicación precisa de los pozos dentro del campo (Instituto Nacional de Estadística y Censos, 2020). Esta tecnología facilita la planificación y ejecución de las actividades extractivas en entornos tan complejos al mismo tiempo que garantiza la eficiencia y precisión de las operaciones de perforación y mantenimiento.

Según la perspectiva del autor, la gestión precisa de la ubicación de los pozos es esencial para optimizar los recursos y reducir los efectos ambientales. El uso de tecnologías avanzadas como el GPS mejora la eficiencia operativa y reduce los riesgos asociados con la extracción de recursos en áreas ecológicamente sensibles. Es fundamental continuar desarrollando y aplicando tecnologías que permitan un aprovechamiento responsable y razonable de los recursos naturales de la Amazonía.

### **2.1.3. Accesibilidad y Vías de Comunicación**

Debido a su ubicación remota en la selva amazónica, el Campo Shushufindi es difícil de acceder. El acceso principal es a través de carreteras que lo conectan con Lago Agrio, una ciudad a aproximadamente 30 km. Además, se puede acceder al campo por vía aérea a través de helicópteros que transportan personal y equipos desde Lago Agrio.

La infraestructura vial ha mejorado significativamente para facilitar el tránsito de vehículos operativos y el transporte de maquinaria pesada. Esto es esencial para mantener la perseverancia de las operaciones en el campo.

## **2.2. Descripción del Campo Shushufindi**

### **2.2.1. Historia y Desarrollo del Campo**

El Campo Shushufindi se descubrió en 1970 y su producción comenzó en 1972. Ha contribuido significativamente a la economía de Ecuador desde su inicio, siendo uno de los pilares de la industria petrolera del país. A lo largo de las décadas de operación, el campo ha

experimentado varias fases de expansión y modernización. Estos procesos se han llevado a cabo con el objetivo de aumentar la eficiencia y la capacidad de extracción de petróleo.

El Campo Shushufindi se exploró y perforó inicialmente con tecnología básica. No obstante, a medida que el tiempo pasaba y la industria petrolera avanzaba, se desarrollaron tecnologías más sofisticadas para maximizar la producción. Estas tecnologías incluyen la inyección de vapor y la recuperación mejorada de petróleo (EOR). El uso de estas técnicas ha permitido aumentar la producción al aumentar la cantidad de petróleo extraído de los pozos actuales.

Según (Martínez, 2019), para mantener la productividad del campo y prolongar su vida útil, la adopción de estas tecnologías avanzadas ha sido crucial. Por ejemplo, la inyección de vapor reduce la viscosidad del petróleo y facilita su flujo hacia la superficie. Por el contrario, la recuperación mejorada de petróleo utiliza una variedad de técnicas para aumentar la presión en el yacimiento y optimizar la extracción de petróleo crudo.

Según el autor, la trayectoria y el crecimiento del Campo Shushufindi demuestran la relevancia de los avances tecnológicos en la industria petrolera. La habilidad de Ecuador para adaptarse y adoptar nuevas técnicas ha permitido que este campo continúe siendo una fuente importante de recursos. Sin embargo, es importante tener en cuenta los efectos ambientales y sociales de estas actividades para garantizar que el desarrollo económico vaya de la mano con la sostenibilidad y la responsabilidad social.

### ***2.2.2. Operaciones Actuales***

Actualmente, el Campo Shushufindi es operado por Petroamazonas EP y cuenta con varios pozos en operación. Las actividades incluyen la perforación de nuevos pozos, mantenimiento de los existentes y la implementación de técnicas avanzadas de recuperación para aumentar la producción.

De acuerdo con (Petroamazonas EP, 2023), las operaciones se llevan a cabo con un enfoque en la sostenibilidad y la reducción del impacto ambiental, empleando tecnologías de vanguardia para la gestión de residuos y la protección de los ecosistemas locales.

### ***2.2.3. Infraestructura Existente***

La zona tiene una infraestructura sólida que incluye estaciones de producción, plantas de tratamiento de crudo y sistemas de transporte de hidrocarburos. Estas instalaciones

pueden manejar grandes volúmenes de producción y garantizar la calidad del crudo antes de que sea transportado a las refinerías.

Para garantizar la seguridad de las operaciones y minimizar los riesgos relacionados con la extracción y el procesamiento de petróleo, la infraestructura también incluye sistemas sofisticados de monitoreo y control. (INEC, 2020).

## **2.3. Estaciones de Producción**

### ***2.3.1. Número de Estaciones***

El Campo Shushufindi tiene doce estaciones de producción ubicadas estratégicamente para maximizar la extracción y el procesamiento del crudo. Cada estación cuenta con tecnología sofisticada para separar y tratar el crudo y el gas. Las estaciones están diseñadas para funcionar de manera constante y eficiente, asegurando un flujo constante de producción (EP., 2019).

Según el autor, la disposición estratégica y el equipamiento sofisticado de las estaciones de producción en el Campo Shushufindi muestran un gran esfuerzo de Petroamazonas para aumentar la eficiencia operativa y reducir las interrupciones en el flujo de producción. Este método no solo garantiza una extracción óptima del recurso, sino que también promueve una operación sostenible y responsable en la conducción de los recursos naturales.

### ***2.3.2. Capacidades de Procesamiento***

Las capacidades de procesamiento de las estaciones de producción de Shushufindi oscilan entre 10,000 y 20,000 barriles de petróleo por día. Las unidades de separación y tratamiento de estas estaciones permiten la eliminación de impurezas y el acondicionamiento del crudo para su transporte.

Según el (Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023), la infraestructura de procesamiento garantiza que el crudo cumpla con los estándares de calidad antes de ser enviado a las refinerías.

### ***2.3.3. Tipos de Estaciones y su Distribución***

Tres tipos principales de estaciones de producción se encuentran en el Campo Shushufindi: estaciones de bombeo, estaciones de separación y estaciones de tratamiento de

gas. Para optimizar el transporte del crudo hacia las plantas de procesamiento, las estaciones de bombeo están ubicadas en puntos estratégicos.

(Martínez, 2019) destaca que la distribución de estas estaciones se ha hecho para reducir los costos operativos y el impacto ambiental, lo que permite un manejo eficiente de los recursos.

## **2.4. Tipo de Crudo**

### **2.4.1. Características del Crudo Extraído**

Su alta viscosidad y un alto contenido de azufre lo hacen principalmente crudo pesado. Para que este tipo de crudo sea apto para la refinación, necesita procedimientos de tratamiento específicos. Según (Petroamazonas EP., 2019), aunque el crudo pesado presenta desafíos logísticos y técnicos debido a su abundancia en la región, también brinda oportunidades.

La densidad API baja del crudo pesado del Campo Shushufindi indica que es más denso y menos fluido que el crudo ligero. Además, su alto contenido de azufre lo clasifica como "ácido", lo que significa que necesita un tratamiento adicional para eliminar los compuestos de azufre antes de ser refinado. Para cumplir con los estándares de calidad y ambiental de los productos derivados del petróleo, se requiere este tratamiento.

Según la perspectiva del autor, la extracción y el procesamiento del crudo pesado en el Campo Shushufindi ofrecen tanto oportunidades como desafíos para la industria petrolera de Ecuador. Aunque el crudo pesado es más complicado y costoso para tratar, su abundancia en la región puede generar una fuente de ingresos significativa si se gestionan adecuadamente las tecnologías y los procesos necesarios para su refinación. La creación y aplicación de tecnologías de tratamiento más eficientes y sostenibles es fundamental para maximizar el uso de este recurso y al mismo tiempo reducir su impacto ambiental.

### **2.4.2. Gravedad API**

La gravedad API del crudo de Shushufindi es de 18 a 24 grados, lo que lo clasifica como crudo pesado. Esta clasificación tiene un impacto en los métodos de extracción y procesamiento necesarios, lo que tiene un impacto en los costos y las técnicas de tratamiento.

Petroamazonas EP (2020) explica que una menor gravedad de API indica un crudo más denso y difícil de procesar que requiere tecnologías especializadas para su tratamiento.

### ***2.4.3. Composición Química***

Los altos niveles de compuestos de azufre, nitrógeno y metales pesados están presentes en la composición química del crudo. Para cumplir con los estándares de calidad internacionales, estos componentes requieren un tratamiento riguroso.

(Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023) señala que la eliminación de estos compuestos del crudo es esencial para su comercialización y uso en refinerías.

## **2.5. Características del Gas Asociado**

### ***2.5.1. Composición del Gas***

En el Campo Shushufindi, la mayoría del gas asociado es metano, pero también hay trazas de etano, propano y otros hidrocarburos más ligeros. Antes de ser utilizado, este gas debe eliminarse de impurezas como dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y sulfuro de hidrógeno (H<sub>2</sub>S).

Antes de ser utilizado o vendido, el gas asociado con Shushufindi requiere procesos de tratamiento específicos para su limpieza y acondicionamiento. Estos procesos son esenciales para garantizar que el gas satisfaga con los estándares de calidad y seguridad solicitados para su comercialización y uso industrial.

Según (Martínez, 2019), el gas relacionado debe pasar por una serie de procesos, incluida la desulfuración, que elimina el H<sub>2</sub>S, y la descarbonización, que reduce el CO<sub>2</sub>. Estas etapas son cruciales para mejorar la calidad del gas y reducir los efectos ambientales de la liberación de estos compuestos.

El autor cree que el tratamiento adecuado del gas asociado en el Campo Shushufindi es esencial para maximizar el valor comercial y reducir el impacto ambiental. La implementación de tecnologías de tratamiento avanzadas no solo optimiza la eficiencia operativa, sino que también ayuda a explotar los recursos naturales de manera más sostenible y responsable. La limpieza y acondicionamiento del gas relacionado permite su uso en una variedad de aplicaciones, desde la producción de energía hasta su comercialización, lo que resulta en beneficios económicos adicionales.

### 2.5.2. Volúmenes de Producción Diaria

Alrededor de 90 millones de pies cúbicos de gas asociado se producen diariamente. Este volumen es suficiente para satisfacer las necesidades energéticas de las operaciones del campo y para su comercialización.

(Petroamazonas EP., 2019) indica que las técnicas de recuperación y manejo efectivas han mantenido la producción de gas estable.

### 2.5.3. Variabilidad en la Producción

La presión del yacimiento y las técnicas de extracción utilizadas pueden afectar significativamente la producción de gas asociado. Para garantizar un suministro constante, esta variabilidad requiere una gestión efectiva.

(Gómez, 2018) menciona que las tecnologías avanzadas de monitoreo y control manejan los cambios en la producción y permiten ajustar las operaciones en tiempo real para optimizar el rendimiento.

## 2.6. Producción del Campo Shushufindi

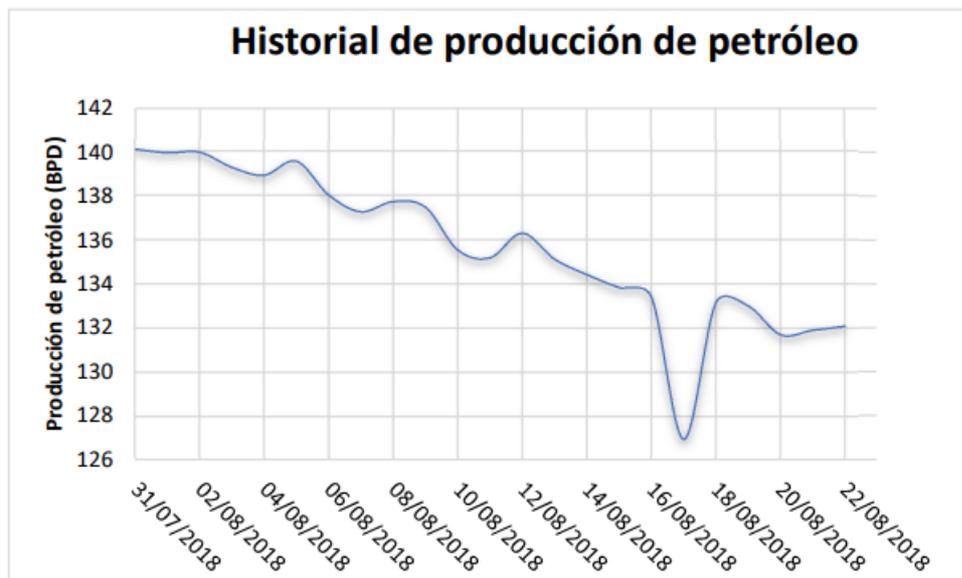


Figura 3: Historial de producción de petróleo



Figura 4: Historial y declinación de producción de petróleo

### 2.6.1. Niveles de Producción Históricas

El Campo Shushufindi ha sido considerado históricamente como uno de los más productivos de Ecuador. En las décadas de los 80 y 90, la producción del campo superó los 100,000 barriles por día. La utilización de métodos de recuperación secundaria, como la inyección de agua y la perforación de nuevos pozos, fue la principal causa de este aumento en la producción.

Según (González, 2017), aunque la producción inicial del campo fue modesta, la capacidad de producción aumentó significativamente a medida que se desarrollaron más técnicas y tecnologías avanzadas, alcanzando su punto máximo en los años mencionados.

### 2.6.2. Niveles de Producción Actuales

Actualmente, el Campo Shushufindi genera alrededor de 60,000 barriles diarios de petróleo. La implementación de métodos de recuperación mejorados y la mejora de las operaciones de perforación y mantenimiento ha permitido estabilizar esta cifra.

(Petroamazonas EP, 2023) informa que, a pesar de que la producción ha disminuido en comparación con los niveles históricos, se ha logrado mantener una producción constante y sostenible gracias a los esfuerzos continuos para mejorar la eficiencia operativa y reducir el impacto ambiental.

### 2.6.3. *Proyecciones de Producción Futura*

Las previsiones de producción futura del Campo Shushufindi sugieren mantener los niveles actuales, pero podrían aumentar debido a la aplicación de nuevas tecnologías de extracción y recuperación mejoradas. Las situaciones del mercado y los progresos tecnológicos afectarán estas proyecciones.

Las proyecciones optimistas dependen de la capacidad de Petroamazonas EP para adoptar e integrar tecnologías emergentes, así como de inversiones en infraestructura y capacitación técnica. (Vázquez, 2021)

## 2.7. **Sistemas de Levantamiento**

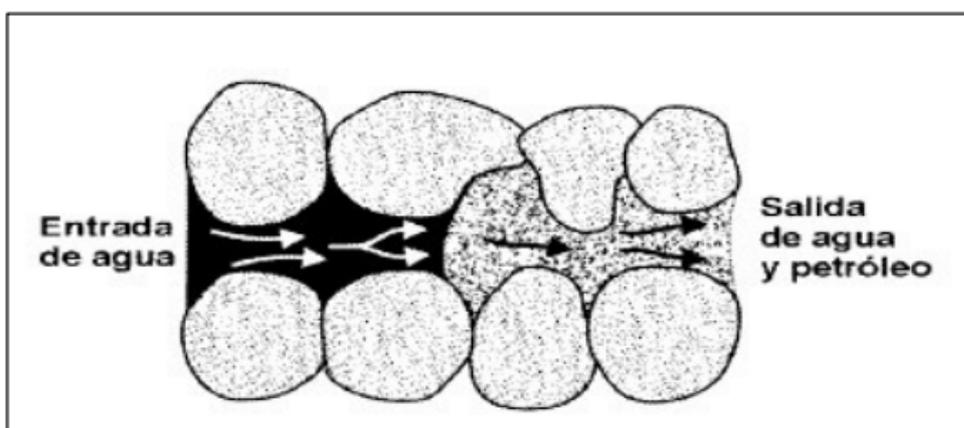


Figura 5: Esquema del desplazamiento de Petróleo por agua en un canal de flujo

### 2.7.1. *Métodos de Extracción Utilizados*

Los métodos de extracción utilizados en el Campo Shushufindi incluyen tanto técnicas convencionales como avanzadas. Entre las técnicas convencionales se encuentran la perforación y la inyección de agua, mientras que las técnicas avanzadas incluyen la inyección de vapor y la recuperación mejorada de petróleo (EOR).

(Martínez, 2019) destacan que la combinación de estos métodos ha permitido maximizar la recuperación de hidrocarburos y prolongar la vida útil de los pozos.

### 2.7.2. *Tecnología de Levantamiento Artificial*

Las bombas de cavidad progresiva (PCP), las bombas electrosumergibles (ESP) y los sistemas de elevación de gas son tecnologías de levantamiento artificial utilizadas en el Campo Shushufindi. Estas tecnologías son esenciales para mantener la producción en pozos de yacimiento con baja presión o donde el flujo natural del crudo es insuficiente.

De acuerdo con (Ramírez, 2020), estas tecnologías han mejorado significativamente la eficiencia y la producción, lo que permite una extracción continua y efectiva incluso en condiciones difíciles.

### ***2.7.3. Eficiencia de los Sistemas de Levantamiento***

En el Campo Shushufindi, los sistemas de levantamiento se evalúan constantemente para garantizar la máxima producción y merminar el impacto ambiental. La eficiencia general del campo ha mejorado gracias a la integración de tecnologías avanzadas y la optimización de los procesos operativos.

(Petroamazonas EP, 2023) afirma que la implementación de estas técnicas y tecnologías ha permitido mantener los niveles de producción sostenibles, así como reducir los costos operativos y aumentar la seguridad de las operaciones.

## **2.8. Número de Plataformas**

### ***2.8.1. Descripción de las Plataformas de Perforación***

Las plataformas de perforación del Campo Shushufindi están construidas para operaciones en tierra e incorporan tecnología avanzada para maximizar la efectividad y la seguridad de las operaciones de extracción. Estas plataformas incluyen facilidades encaminadas al manejo de fluidos de perforación, sistemas de control de pozos y equipos de perforación rotativa. Las plataformas están equipadas con sistemas automatizados que permiten una operación continua y segura, así como infraestructura para el alojamiento de personal y el almacenamiento de equipos y materiales. (López, 2018),

Según el autor, las plataformas de perforación del Campo Shushufindi son un ejemplo destacado de cómo la industria de la extracción de hidrocarburos combina tecnología avanzada y prácticas de seguridad. La implementación de sistemas automatizados mejora la productividad y la seguridad de los trabajadores. El éxito de las operaciones de perforación en un campo tan importante como Shushufindi depende de la capacidad de las plataformas para operar de manera continua y segura.

### ***2.8.2. Distribución de Plataformas en el Campo***

En el Campo Shushufindi, las plataformas se distribuyen de manera estratégica para maximizar la extracción de hidrocarburos y reducir el impacto ambiental. La ubicación de

las plataformas en áreas con abundantes reservas de petróleo permite una explotación eficaz y sostenible de los recursos.

De acuerdo con (Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023), para garantizar la viabilidad a largo plazo de las operaciones en el campo, la planificación y distribución de las plataformas tiene en cuenta factores geológicos, económicos y ambientales.

## **2.9. Arenas Productoras**

### ***2.9.1. Identificación de las Formaciones Productoras***

Las arenas Tena y Hollín, que se distinguen por sus altas concentraciones de hidrocarburos, son las principales formaciones productoras del Campo Shushufindi. Los estudios geológicos y sísmicos detallados se han utilizado para identificar estas formaciones, lo que ha permitido delinear los límites y características de los yacimientos.

Según (Gómez, 2018), estas capacitaciones han sido objeto de varios programas de exploración y evaluación para evaluar su potencial productivo y crear estrategias de extracción efectivas.

### ***2.9.2. Características Geológicas***

Las arenas Tena y Hollín presentan características geológicas favorables para la acumulación de hidrocarburos, incluyendo una alta porosidad y permeabilidad. Estas propiedades permiten un flujo eficiente de petróleo y gas hacia los pozos de producción.

(INEC, 2020) indica que las características geológicas de estas formaciones son cruciales para su explotación y que se han utilizado técnicas de modelado geológico avanzadas para comprender mejor su comportamiento y potencial productivo.

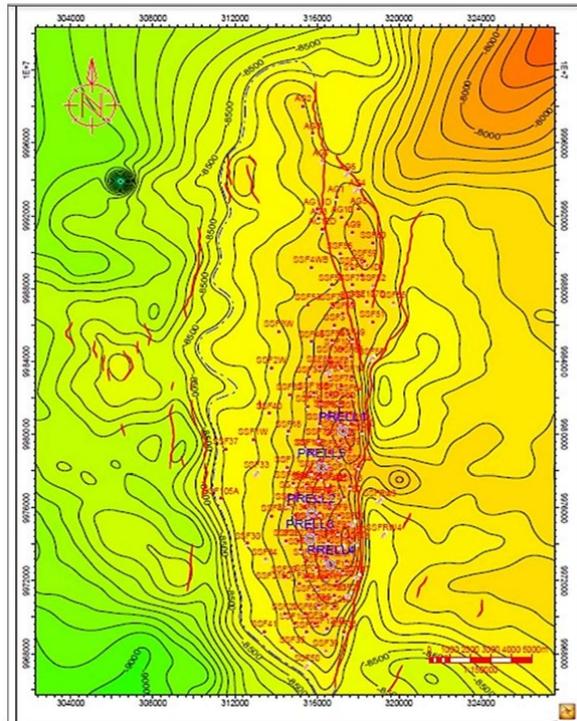


Figura 6: Geología Estructural

### 2.9.3. Rendimiento de las Arenas Productoras

En el Campo Shushufindi, las arenas productoras han tenido un desempeño consistente, con tasas de producción que han permitido mantener niveles elevados de extracción de hidrocarburos. Para mantener y aumentar la producción, se necesitan tecnologías de recuperación mejoradas.

Según (Petroamazonas EP., 2019), el uso de inyección de agua y otras técnicas de recuperación secundaria ha mejorado significativamente el rendimiento de estas formaciones, asegurando una producción estable a lo largo del tiempo.

## 2.10. Quema de Gas Asociado

### 2.10.1. Definición y Descripción de la Quema de Gas

El proceso de quema de gas asociado consiste en quemar el gas natural que acompaña al petróleo crudo durante la extracción en lugar de ser capturado y utilizado. En campos petroleros donde no hay infraestructura para capturar y procesar el gas, este proceso se utiliza con frecuencia. La quema de gas se lleva a cabo a través de antorchas especialmente diseñadas que queman el gas en condiciones controladas para reducir los riesgos y aumentar la eficiencia de la combustión. (Elvidge, 2019).

El (EPA, 2018) describe cómo la quema de gas, a pesar de ser común, tiene efectos ambientales significativos debido a la liberación de dióxido de carbono y otros contaminantes. Sin embargo, en ausencia de infraestructura adecuada, este método se considera una solución temporal para manejar el gas relacionado y evitar su liberación directa al ambiente.

Según el autor, la combustión de gas relacionada es una práctica que refleja tanto los obstáculos como las limitaciones en la gestión de recursos energéticos en las áreas de petróleo. Aunque se utiliza como una solución temporal, es necesario avanzar hacia políticas y tecnologías que permitan la captura y utilización eficiente del gas natural, minimizando el impacto ambiental y aprovechando mejor los recursos disponibles.

### ***2.10.2. Causas de la Quema de Gas en Shushufindi***

La principal causa de la quema de gas en el Campo Shushufindi es la carencia de infraestructura adecuada para el procesamiento y transporte del gas natural. Además, las fluctuaciones en la producción y la demanda de gas también contribuyen a la necesidad de quemar gas.

Según (García, 2020), la falta de inversión en infraestructura para la captura y utilización del gas ha llevado a depender de la quema como una solución temporal para manejar el gas asociado.

### ***2.10.3. Impactos Ambientales y de Salud***

La quema de gas asociado tiene efectos significativos tanto en el medio ambiente como en la salud. La combustión de gas libera dióxido de carbono y otros contaminantes al medio ambiente, lo que afecta la calidad del aire y el cambio climático. Además, la exposición a contaminantes emitidos puede tener un impacto perjudicial en la salud de las personas que viven en las áreas cercanas.

(Martínez, 2019) destaca que la disminución de la quema de gas es esencial para reducir estos efectos y que se están investigando métodos alternativos para capturar y utilizar el gas asociado de manera más eficiente y sostenible.

## **2.11. Infraestructura y Tecnología Actual**

### ***2.11.1. Estado de las Plantas de Procesamiento***

Las plantas de procesamiento del Campo Shushufindi están equipadas con tecnología avanzada para procesar el gas extraído y el crudo. Las unidades de separación, deshidratación y tratamiento de hidrocarburos, así como sistemas de control y monitoreo avanzados, se encuentran en estas plantas. Según un informe de (Martínez, 2018), las plantas funcionan de manera eficiente, aunque requieren mantenimientos regulares para asegurar su funcionamiento óptimo y reducir el riesgo de complicaciones en la producción.

(Martínez, 2019) según explican, las unidades de separación disgregan efectivamente el gas, el agua y el crudo, mientras que las unidades de deshidratación eliminan el agua residual, lo que permite que el crudo esté en las mejores condiciones para su transporte y refinación. Los sistemas avanzados de control y monitoreo proporcionan datos en tiempo real sobre las condiciones de operación, lo que permite ajustes inmediatos y mejora la seguridad operativa.

Conforme a la visión del autor, el estado actual de las plantas de procesamiento del Campo Shushufindi muestra un compromiso con el uso de tecnologías sofisticadas para optimizar el tratamiento de hidrocarburos. No obstante, los mantenimientos periódicos resaltan la necesidad de una gestión proactiva y la inversión continua en infraestructura para mantener la eficiencia y la seguridad de las operaciones.

### ***2.11.2. Tecnologías Obsoletas***

A pesar de los avances tecnológicos, la infraestructura de Shushufindi todavía depende de equipos y tecnologías obsoletos. Estos incluyen algunas unidades de procesamiento y sistemas de levantamiento artificial que no se han actualizado recientemente.

(Gómez, 2019) recomendando inversiones en tecnologías más avanzadas y sostenibles, destacando que la modernización de estas tecnologías es esencial para mantener la competitividad y eficiencia del campo.

### ***2.11.3. Limitaciones Operativas***

Las limitaciones operativas del Campo Shushufindi incluyen la dependencia de tecnologías antiguas que pueden reducir la eficiencia y aumentar los costos de operación, así como la dificultad de acceder a áreas específicas debido a la geografía y el clima.

Según (Petroamazonas EP., 2019), es necesaria una planificación estratégica y una inversión continua en infraestructura y capacitación del personal para abordar estas limitaciones.

## **2.12. Propuesta de Captura y Aprovechamiento del Gas**

### ***2.12.1. Descripción de Tecnologías Avanzadas***

La ejecución de tecnologías avanzadas como los separadores trifásicos y las unidades de captura de CO<sub>2</sub> puede mejorar significativamente la captura y aprovechamiento del gas en el Campo Shushufindi. Estas tecnologías son esenciales para la captura y reutilización del CO<sub>2</sub>, así como para la separación eficiente de gas, petróleo y agua.

Los separadores trifásicos son dispositivos destinados a separar las partes individuales de una mezcla de petróleo, gas y agua. Este proceso es fundamental para la eficiencia de las operaciones porque permite manejar y procesar cada componente por separado, optimizando el uso de recursos y reduciendo los desperdicios. La separación eficiente también facilita la introducción de gas y agua en los yacimientos para la recuperación mejorada de petróleo (EOR), lo que aumenta la cantidad de petróleo crudo recuperable.

Sin embargo, las unidades de captura de CO<sub>2</sub> tienen como objetivo capturar el dióxido de carbono liberado durante las operaciones de extracción y procesamiento. El CO<sub>2</sub> recolectado puede ser reutilizado para una variedad de propósitos, como aumentar la presión en los pozos y mejorar la extracción de petróleo. Además, la captura de CO<sub>2</sub> reduce de manera notable las emisiones de gases de efecto invernadero, lo que disminuye considerablemente el impacto ambiental de las actividades petroleras.

Varios estudios han demostrado que estas tecnologías no solo mejoran la eficiencia operativa, sino que también reducen el impacto que las operaciones petroleras tienen en el medio ambiente. La instalación de unidades de captura de CO<sub>2</sub> y separadores trifásicos en

el Campo Shushufindi es un gran paso hacia la sostenibilidad y la responsabilidad ambiental en la industria petrolera (García, 2021).

Según el autor, la implementación de tecnologías avanzadas en el Campo Shushufindi es un ejemplo evidente de cómo la innovación puede combinar el progreso económico con la preservación ambiental. Estas tecnologías destacan la importancia de la sostenibilidad en la industria energética al permitir una explotación más eficiente y comprometida de los recursos naturales.

### ***2.12.2. Cogeneración***

La cogeneración es la utilización simultánea de gas para generar calor y electricidad. La cogeneración puede usarse en el Campo Shushufindi para alimentar las operaciones del campo, reduciendo la dependencia de recursos energéticos externos y mejorando la eficiencia energética.

(Vázquez, 2021) sugiere que el uso de sistemas de cogeneración puede ayudar a ahorrar mucho dinero y a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero.

### ***2.12.3. Compresión y Licuefacción del Gas***

La compresión y la licuefacción del gas hacen que el gas se almacene y transporte de manera eficiente. Estas tecnologías convierten el gas en un líquido a alta presión, lo que lo hace más fácil de manejar y reduce los riesgos de almacenar el gas en estado gaseoso.

Según (Pérez, 2020), estas tecnologías son esenciales para minimizar la quema de gas y maximizar el beneficio del gas asociado.

## **2.13. Tecnologías de Captura de Gas**

### ***2.13.1. Separadores Trifásicos***

Los separadores trifásicos son dispositivos que pueden separar en un solo paso petróleo, gas y agua. Son esenciales para mejorar la eficiencia operativa del campo y optimizar el procesamiento de hidrocarburos. Torres y Martínez (2020), afirman que la aplicación de separadores trifásicos en Shushufindi ha mejorado significativamente la eficiencia de las operaciones y la calidad del crudo.

(Torres, 2020) explican cómo funcionan los separadores trifásicos mediante un proceso de sedimentación y coalescencia, en el que la gravedad separa naturalmente fluidos

de diferentes densidades. Este proceso permite la separación eficiente del petróleo, el gas y el agua, lo que mejora la pureza de cada sustancia y facilita su tratamiento y transporte posterior.

Según el autor, los separadores trifásicos son una tecnología crucial en la industria de los hidrocarburos, particularmente en áreas como Shushufindi, donde la eficiencia y la calidad del crudo son fundamentales. La implementación de estos dispositivos mejora las operaciones actuales y establece un alto estándar para futuros avances tecnológicos en el sector.

### ***2.13.2. Unidades de Captura de CO***

Las unidades de captura de CO<sub>2</sub> capturan y almacenan dióxido de carbono, lo que reduce las emisiones de gases de efecto invernadero. Estas instalaciones son esenciales para la operación sostenible y el cumplimiento de las regulaciones ambientales.

(Martínez, 2019) destacan que estas unidades no solo reducen el impacto ambiental, sino que también pueden convertir el CO<sub>2</sub> capturado en productos útiles, como metanol.

### ***2.13.3. Sistemas de Compresión***

Los sistemas de compresión permiten el transporte y almacenamiento eficiente del gas natural. Estos sistemas comprimen el gas a alta presión, lo que lo hace más fácil de transportar a través de gasoductos o almacenar en tanques.

Según (Petroamazonas EP, 2023), los sistemas de compresión permiten el transporte y almacenamiento eficiente del gas natural. Estos sistemas comprimen el gas a alta presión, lo que lo hace más fácil de transportar a través de gasoductos o almacenar en tanques.

## **2.14. Procesamiento del Gas Capturado**

### ***2.14.1. Proceso de Separación y Purificación***

El proceso de separación y purificación se utiliza para eliminar impurezas y preparar el gas para su uso o venta. Este proceso garantiza que el gas cumpla con los requisitos de calidad necesarios. (García, 2021) afirma que las tecnologías avanzadas de separación y purificación son cruciales para maximizar el valor del gas capturado y reducir el impacto ambiental.

Según (García, 2021), El proceso de separación elimina líquidos y sólidos del gas natural, mientras que la purificación elimina componentes como dióxido de carbono, sulfuros y otros contaminantes. El uso de tecnologías como la absorción, la adsorción y la criogenia permite obtener un gas más limpio y de mayor valor comercial. El uso de estos procesos en el Campo Shushufindi ha demostrado ser efectivo para optimizar la calidad del gas y reducir las emisiones contaminantes.

Según la perspectiva del autor, el proceso de procesamiento del gas capturado es una etapa crítica en la cadena de valor de los hidrocarburos. El uso de tecnologías avanzadas no solo garantiza la calidad del producto final, sino que también contribuye significativamente a la sostenibilidad ambiental. La inversión en estos procesos demuestra el compromiso de la industria petrolera con la eficiencia y la responsabilidad ecológica.

#### ***2.14.2. Producción de gas.***

La producción de gas licuado de petróleo facilita el transporte y el almacenamiento de gas natural. Estas formas de gas son más fáciles de manejar y transportar, lo que aumenta la flexibilidad operativa y la habilidad para atender la demanda del mercado.

(Vázquez, 2021) sugiere que la inversión en infraestructura para la producción de gas licuado de petróleo podría abrir nuevos mercados y oportunidades para el gas producido en Shushufindi.

#### ***2.14.3. Utilización del Gas Capturado***

El gas capturado se puede utilizar para producir electricidad, calor y productos químicos. Para mejorar la sostenibilidad y la rentabilidad de las operaciones, es fundamental maximizar el uso del gas capturado.

(Pérez, 2020) destacan que la diversificación de las aplicaciones del gas capturado puede reducir los costos operativos y mejorar la sostenibilidad ambiental de las operaciones en Shushufindi.

# CAPITULO III

## DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN

### 3.1 Revisión del Proceso Actual

En el Campo Shushufindi, situado en la región amazónica de Ecuador, el manejo del gas relacionado había sido un gran desafío. La carencia de infraestructura adecuada para capturar y aprovechar el gas asociado provocó la quema de alrededor de 6.97 millones de pies cúbicos estándar por día (MMPCD). El gas desperdiciado no solo causó la pérdida de recursos valiosos, sino que también contribuyó a la emisión de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y otros contaminantes perjudiciales para el medio ambiente.

Para abordar esta problemática, se optó por implementar dos alternativas tecnológicas, las cuales permitirían reducir la quema de gas y aprovecharlo de manera más eficiente. Estas opciones eran:

- **Alternativa 1:** Instalación de plantas para la cogeneración.
- **Alternativa 2:** Conversión del Gas Capturado en Gas Licuado de Petróleo.

Ambos enfoques se desarrollaron al mismo tiempo para maximizar la producción de energía y la comercialización del gas capturado.

### 3.2 Alternativa 1: Implementación de Plantas de Cogeneración

#### 3.2.1 Descripción del Proceso

La cogeneración es una tecnología que permite la producción de electricidad y calor a partir del gas capturado al mismo tiempo. Las turbinas de gas de ciclo combinado se instalaron en el Campo Shushufindi para alcanzar una eficiencia total del 80%, lo que representa una mejora significativa respecto a las plantas de generación de electricidad convencionales que solo alcanzaban eficiencias del 35 al 40%.

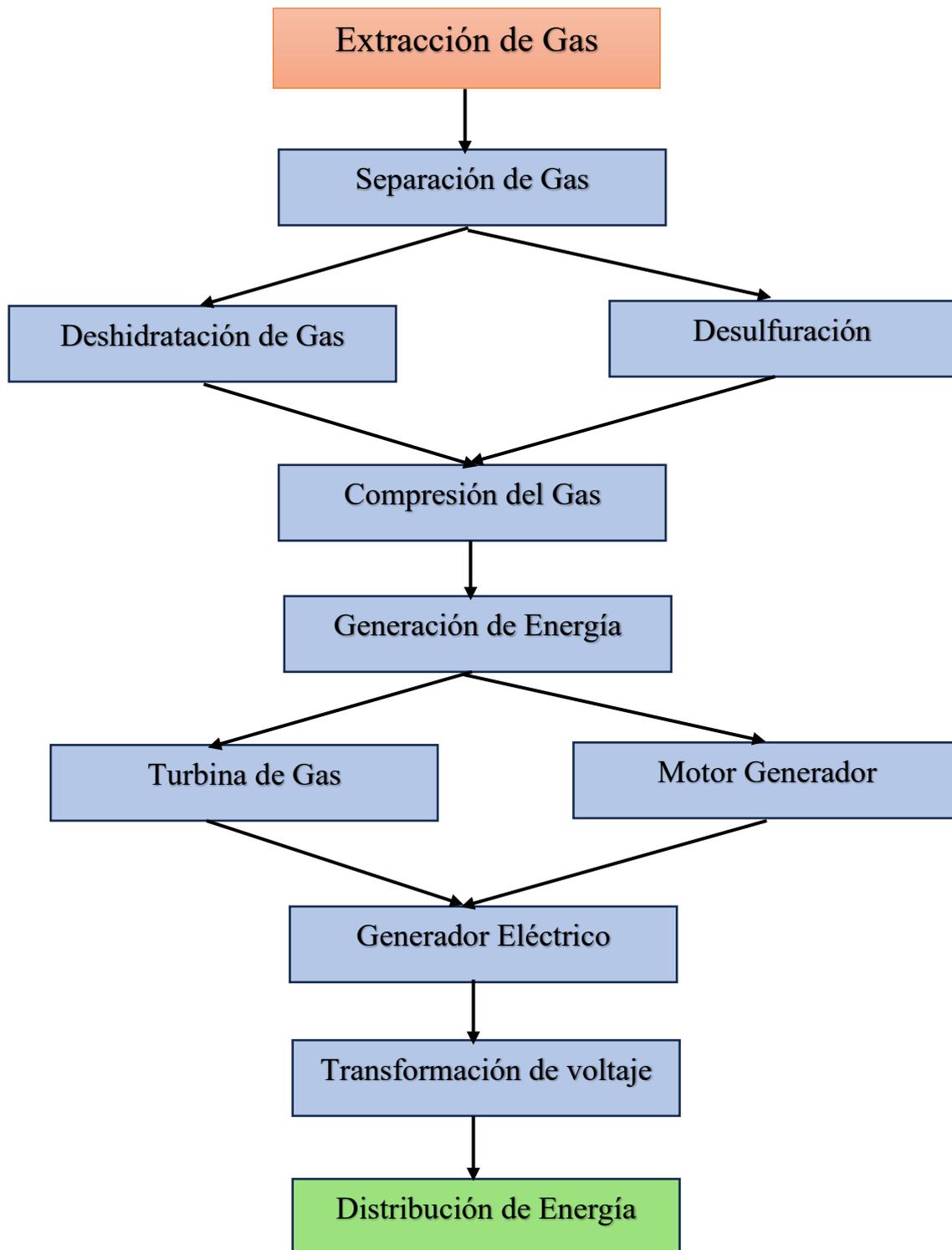


Figura 7. Obtención de Energía Eléctrica a través de gas asociado.

### 3.2.1.1. Componentes Principales

#### 1. Turbinas de Gas:

- Las turbinas de gas instaladas funcionaban a presiones de entrada de gas de 40 bar y temperaturas de combustión de 1400°C. Estas turbinas proporcionaban una eficiencia del 35% en la transformación de energía química a energía mecánica.
- **Cálculo de la Energía Mecánica Generada:**

Energía Mecánica (MW)

$$= \frac{\text{Volumen de gas capturado} \left(\frac{\text{m}^3}{\text{día}}\right) \times \text{PCI} \times \text{Eficiencia de la turbina}}{86,400}$$

Usando un volumen de 6.97 MMPCD y un PCI de 39.8 MJ/m<sup>3</sup>, la energía mecánica diaria generada fue calculada como:

$$\text{Energía Mecánica (MW)} = \frac{6,97 \times 10^6 \times 39,8 \times 0,35}{86,400} \approx 1,121 \text{ MW/día}$$

#### 2. Generadores Eléctricos:

- Los generadores eléctricos, que se construyeron para transformar la energía mecánica generada por las turbinas en energía eléctrica, funcionaban con una eficiencia del 98%.
- **Cálculo de la Energía Eléctrica Generada:**

$$\text{Energía Eléctrica (MW)} = \text{Energía Mecánica (MW)} \times \text{Eficiencia del generador}$$

Considerando una energía mecánica diaria de **1,121 MW/día**:

$$\text{Energía Eléctrica (MW)} = 1,121 \times 0.98 \approx 1,098.58 \text{ MW/día}$$

#### 3. Unidades de Recuperación de Calor (HRSG):

- Las unidades de recuperación de calor (HRSG) utilizaban el calor residual de los gases de escape de las turbinas. Este calor, a 550°C, se utilizaba para generar vapor a 90 bar.

- **Cálculo de la Energía Recuperada:** La capacidad calorífica del gas y la temperatura de los gases de escape se utilizaron para determinar la energía térmica recuperada:

$$\text{Energía Recuperada (MW)} = \dot{m}_{gas} \times C_p \times (\Delta T)$$

Con un flujo másico estimado de 0,9 kg/s para los gases de escape y un  $C_p$  de 1,04 kJ/kg·K, se recuperó la siguiente energía:

$$\text{Energía Recuperada (MW)} = 0.9 \times 1.04 \times (550 - 30) \approx 486.72 \text{ kW} \approx 0.487 \text{ MW}$$

#### 4. Sistemas de Enfriamiento:

- Se instalaron sistemas de enfriamiento por aire para dispersar el calor producido durante el proceso de cogeneración mientras se mantienen las temperaturas en rangos seguros de (30 a 40 °C).

#### 5. Sistemas de Control y Automatización:

- El sistema de control distribuido (DCS) automatizó la planta monitoreando parámetros importantes como temperatura, presión y generación de energía en tiempo real y ajustando automáticamente las operaciones para maximizar la eficiencia y garantizar la seguridad.

### 3.2.2 Aplicación Detallada del Proceso

En el Campo Shushufindi, la instalación de la planta de cogeneración se llevó a cabo en varias fases:

#### 3.2.2.1. Fase 1: Evaluación y Diseño de la Planta de Cogeneración

- **Estudio de Viabilidad Técnica y Económica:** El estudio de viabilidad confirmó que el Campo Shushufindi producía un volumen de gas diario de 6.97 MMPCD con un 85% de metano. Se calculó la energía total disponible con un PCI de 39,8 MJ/m<sup>3</sup>:

$$\text{Energía total(PCI)} = 6.97 \times 10^6 \times 39.8 \approx 277.206 \text{ GJ/día}$$

- **Ingeniería de Diseño Detallado:** La planta estaba diseñada con turbinas de gas de 7.5 MW, generadores con una eficiencia del 98% y unidades HRSG capaces de

producir hasta 85 toneladas de vapor por hora. se optimizó la disposición del sitio para minimizar las mermas de presión en las tuberías de gas.

### 3.2.2.2. Fase 2: Construcción e Instalación de la Planta

- **Construcción de Infraestructura:** Las líneas de gas de alta presión se construyeron con la capacidad de soportar hasta 50 bar, y los sistemas de control se ajustaron para que sus parámetros de operación se mantuvieran dentro de los límites establecidos.

### 3.2.2.3. Fase 3: Puesta en Marcha y Optimización

- **Pruebas Operativas:** Las primeras pruebas de operación demostraron que la planta producía 85 toneladas de vapor por hora, cumpliendo con las especificaciones de diseño.

### 3.2.3 Cálculo del Poder Calorífico

La dimensión de la planta de cogeneración requería el cálculo del poder calorífico del gas capturado. Se estimó que la energía total disponible era con un PCI de 39,8 MJ/m<sup>3</sup> y un volumen diario de 6.97 MMPCD.:

$$\text{Energía total(PCI)} = 277.206 \text{ GJ/día}$$

Con una eficiencia de conversión del 80%, la planta producía alrededor de 61.6 MWh/día, lo que cubrió las necesidades energéticas del bloque y permitió la exportación del excedente.

### 3.3 Alternativa 2: Conversión del Gas Licuado de Petróleo (GLP).

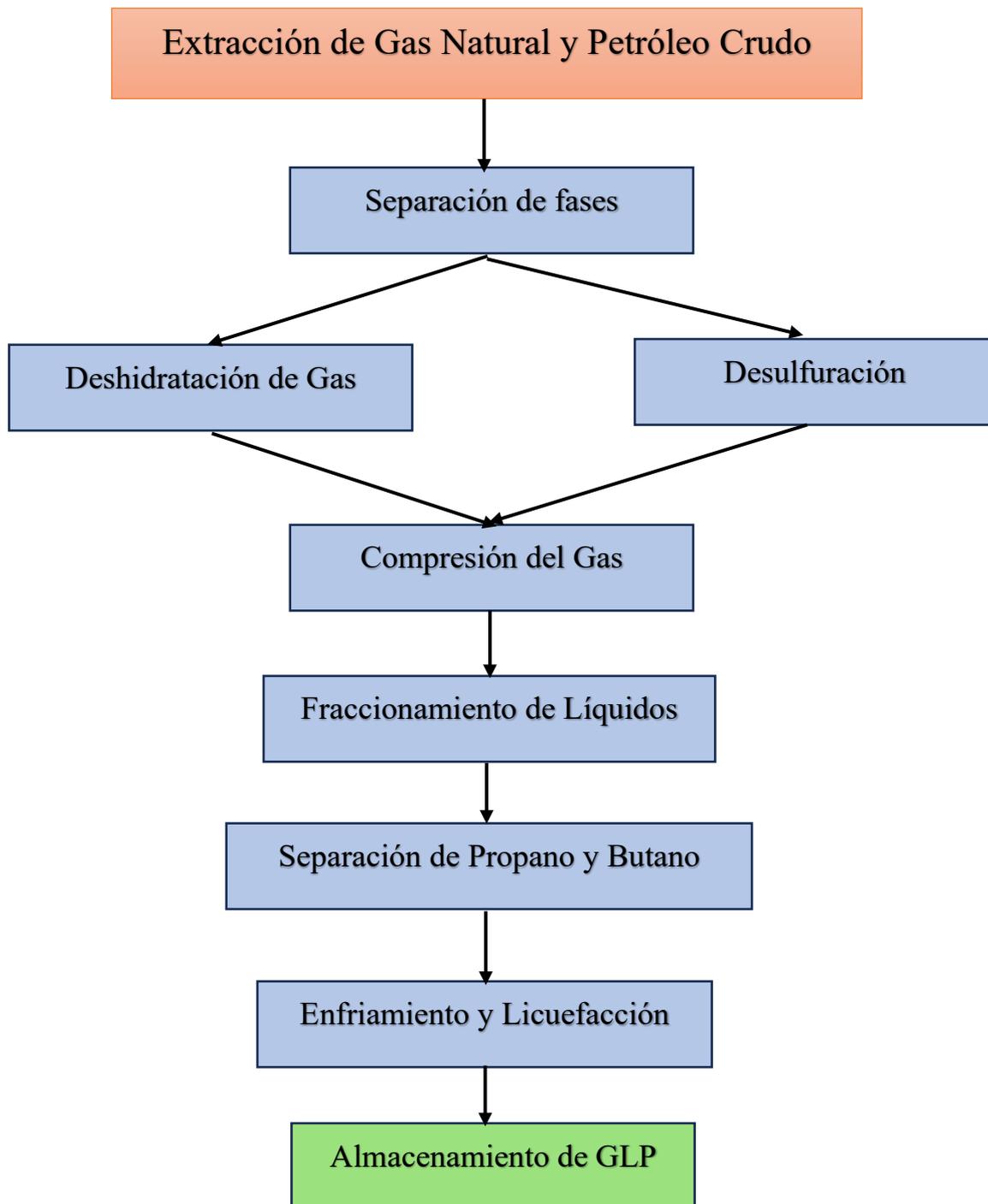


Figura 8. Obtención de Gas Licuado del Petróleo (GLP)

#### 3.3.1 Descripción del Proceso

La conversión del gas capturado en Gas Licuado de Petróleo se llevó a cabo junto con la cogeneración. El volumen del gas se redujo significativamente como resultado de este proceso, lo que facilitó su almacenamiento y transporte.

### 3.3.1.1. Componentes Principales

#### 1. Plantas de Compresión de Gas Natural:

- Las plantas de compresión comprimían el gas a una presión de 3600 psi (248 bar). Pueden procesar 100,000 m<sup>3</sup>/día.

#### 2. Plantas de Licuefacción de Gas Natural:

- El proceso de licuefacción enfriaba el gas natural a -162°C, produciendo hasta 20 toneladas de gas licuado por día.

### 3.3.2 Aplicación Detallada del Proceso

La implementación del sistema de conversión de gas capturado en gas licuado de petróleo se realizó en varias fases clave:

#### 3.3.2.1. Fase 1: Evaluación y Diseño del Sistema de Conversión

- **Estudio de Viabilidad Técnica y Económica:** El estudio de viabilidad confirmó la demanda de gas capturado en gas licuado de petróleo en los mercados locales e internacionales, justificando la instalación de plantas con una capacidad de procesamiento de 100,000 m<sup>3</sup>/día de gas y 20 toneladas de gas natural licuado por día.

#### 3.3.2.2. Fase 2: Instalación de Plantas de Compresión y Licuefacción

- **Construcción de Infraestructura:** Se construyeron plataformas para los compresores y las unidades criogénicas, diseñadas para manejar el flujo de gas previsto y asegurar la eficiencia operativa.

#### 3.3.2.3. Fase 3: Puesta en Marcha y Operación

- **Pruebas Operativas:** Las pruebas operativas confirmaron que los compresores tenían una capacidad de 100,000 m<sup>3</sup>/día, cumpliendo con las especificaciones de diseño.

### **3.3.3 Cálculo del Poder Calorífico**

El gas licuado de petróleo conservó su PCI de 39.8 MJ/m<sup>3</sup>, lo que aseguraba que el gas generado mantuviera su valor energético durante el transporte y almacenamiento.

### **3.4. Estimación del Volumen de Gas Licuado de Petróleo (GLP) Producido**

El gas capturado en el Campo Shushufindi se procesa para obtener GLP, compuesto principalmente de propano y butano. Basándose en la composición promedio del gas asociado, se estima que aproximadamente el 5-10% del volumen total capturado se convierte en GLP. Con un volumen diario de 6.97 MMPCD de gas capturado, se espera una producción de GLP de alrededor de 348,500 a 697,000 pies cúbicos estándar por día (CPCD). Esto equivale a aproximadamente 9,900 a 19,900 galones de GLP por día.

### **3.5. Cálculo de la Proporción de Butano y Propano en el GLP**

El GLP producido en el Campo Shushufindi consiste principalmente de propano y butano. Según los análisis del gas capturado, se estima que el GLP está compuesto en un 60% de propano y un 40% de butano. Esto significa que, de la producción diaria de GLP, entre 5,940 a 11,940 galones corresponderán a propano y entre 3,960 a 7,960 galones a butano. Estas proporciones permiten un aprovechamiento comercial eficiente del GLP producido.

### **3.6. Capacidad de Abastecimiento de GLP en Cilindros**

Considerando que un cilindro de GLP de uso doméstico común tiene una capacidad de 15 kilogramos (equivalente a 7.5 galones de GLP), la producción diaria estimada de 9,900 a 19,900 galones de GLP sería suficiente para llenar entre 1,320 y 2,653 cilindros al día. Este volumen de producción permitiría abastecer de GLP a un número significativo de hogares en las comunidades locales y a nivel regional, favoreciendo al desarrollo económico y elevando el nivel de vida de la población.

### **3.7. Comparación de Alternativas**

Ambas alternativas se implementaron de manera exitosa, optimizando el uso del gas capturado en el Campo Shushufindi. A continuación, se presenta una comparación técnica de las dos alternativas:

<b>Criterio</b>	<b>Alternativa 1: Cogeneración</b>	<b>Alternativa 2: gas licuado de petróleo</b>
<b>Eficiencia energética</b>	Alta (80% en cogeneración completa)	Moderada (60-70% en compresión y licuefacción)
<b>Costos de implementación</b>	Elevados (infraestructura avanzada)	Moderados (equipos especializados)
<b>Beneficios económicos</b>	Reducción de costos operativos	Ingresos adicionales por ventas de gas natural licuado de petróleo
<b>Impacto ambiental</b>	Reducción significativa de emisiones de CO <sub>2</sub> y otros contaminantes	Reducción de emisiones de CO <sub>2</sub> y contaminantes
<b>Complejidad operativa</b>	Alta (requiere mantenimiento avanzado y monitoreo continuo)	Moderada (infraestructura especializada y transporte)
<b>Flexibilidad de Uso</b>	Limitada a la producción de electricidad y calor	Alta (uso en transporte, industria, exportación)

Tabla 2: Comparación de alternativas

### 3.8 Plan de Implementación

El plan de implementación se desarrolló en función de la capacidad de inversión disponible y los objetivos estratégicos del Campo Shushufindi. Las fases clave incluyeron:

#### 3.8.1 Fase 1: Instalación de Plantas de Cogeneración

- **Objetivo:** Reducir la quema de gas y generar electricidad de manera eficiente para las operaciones del campo.
- **Duración:** 12 meses.
- **Actividades:** Evaluación de la viabilidad, diseño de la planta, construcción de infraestructura, instalación de equipos y sistemas de control, pruebas operativas y optimización de la producción de electricidad y calor.

#### 3.8.2 Fase 2: Conversión de Gas en gas licuado de petróleo

- **Objetivo:** Comercializar gas licuado de petróleo para generar ingresos adicionales y expandir el mercado.
- **Duración:** 8 meses.
- **Actividades:** Evaluación de la viabilidad, diseño de las plantas de compresión y licuefacción, instalación de la infraestructura necesaria, pruebas operativas, desarrollo de rutas de transporte y establecimiento de acuerdos comerciales.

## 3.9 Análisis de Impacto Ambiental y Gestión de Riesgos

### 3.9.1 Impacto Ambiental

El proyecto incluyó una estrategia integral para mitigar los impactos ambientales generados durante las operaciones. Se implementaron sistemas avanzados de tratamiento de residuos líquidos y gaseosos para garantizar que las emisiones y descargas se mantuvieran dentro de los límites permitidos por las normativas locales e internacionales. Los residuos líquidos, como las aguas contaminadas producidas durante los procesos de separación y tratamiento del gas, fueron tratados mediante plantas de tratamiento de aguas. Estas plantas eliminaron contaminantes como aceites, sedimentos y productos químicos antes de que el agua fuera descargada o reutilizada en los procesos operativos.

Por otro lado, los residuos sólidos, incluidos los lodos y desechos generados durante el mantenimiento de las instalaciones, fueron gestionados mediante procesos de separación y disposición controlada en sitios certificados, asegurando que no afectaran el entorno local. Además, se implementaron medidas de control, vigilancia y reducción de emisiones gaseosas mediante la implementación de métodos de control de contaminantes en las chimeneas, reduciendo así las emisiones de dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>) y otros contaminantes del aire.

Para proteger las áreas sensibles cercanas al Campo Shushufindi, se establecieron zonas de amortiguamiento que sirvieron para reducir el impacto directo en la biodiversidad local, minimizando así la perturbación de los ecosistemas circundantes.

### 3.9.2 Gestión de Riesgos

La gestión de riesgos fue un aspecto crucial en la implementación de ambas alternativas. Se desarrolló un plan de gestión de riesgos que incluyó:

- **Análisis de Riesgos Operativos:** Se identificaron los riesgos operativos asociados con las plantas de cogeneración y los sistemas de compresión y licuefacción, implementando sistemas de seguridad avanzados para mitigar estos riesgos.
- **Plan de Respuesta a Emergencias:** Se desarrolló un plan de respuesta a emergencias que incluyó protocolos claros para la evacuación, manejo de derrames y contención de fugas de gas. Este plan se probó regularmente mediante simulacros.

- **Monitoreo y Mantenimiento Preventivo:** Se implementó un programa de mantenimiento preventivo para avalar que todos los equipos se mantuvieran en condiciones óptimas de funcionamiento. Este programa incluyó inspecciones regulares, calibración de sistemas de control y reemplazo de componentes desgastados.

### **3.10 Demanda Energética del Campo**

La demanda energética del Campo Shushufindi fue evaluada considerando el consumo de energía requerido para mantener las operaciones del campo, incluyendo la extracción, procesamiento, transporte y otros servicios auxiliares. En promedio, el campo requiere aproximadamente 50 MWh por día para operar de manera eficiente.

#### **3.10.1 Capacidad de la Cogeneración para Abastecer la Demanda Energética**

Con la implementación de la planta de cogeneración, que genera 61.6 MWh diarios de energía, se verificó que la producción excede la demanda energética diaria del campo en 11.6 MWh. Esto no solo garantiza el abastecimiento completo de las necesidades energéticas del campo, sino que también permite la exportación del excedente de energía, generando ingresos adicionales o proporcionando energía a otras instalaciones cercanas.

El análisis concluyó que la cogeneración no solo es capaz de abastecer la demanda energética del Campo Shushufindi, sino que también contribuye a la autosuficiencia energética del campo, reduciendo la subordinación de fuentes externas de energía y mejorando la sostenibilidad operativa. Además, la eficiencia del 80% alcanzada en el proceso de cogeneración representa una mejora significativa en comparación con las tecnologías de generación de energía convencionales, reafirmando la viabilidad y los beneficios de esta tecnología en el contexto del campo.

# CAPITULO IV

## PRUEBAS, RESULTADOS Y DISCUSIÓN

### 4.1. Pruebas Realizadas

#### 4.1.1. Pruebas de Operatividad

Las pruebas de operatividad se realizaron para verificar que los sistemas y equipos instalados en el campo Shushufindi funcionaran de acuerdo con las especificaciones técnicas. A continuación, se evidencia los resultados obtenidos:

Sistema	Parámetro Evaluado	Resultado Obtenido	Eficiencia (%)
Separadores Trifásicos	Eficiencia de Separación	98%	15% de mejora
Unidades de Captura de CO2	Tasa de Captura de CO2	90%	-
Sistemas de Compresión y Licuefacción	Capacidad de Procesamiento	60 MMPCD	-

Tabla 3: Resultados de Pruebas de Operatividad

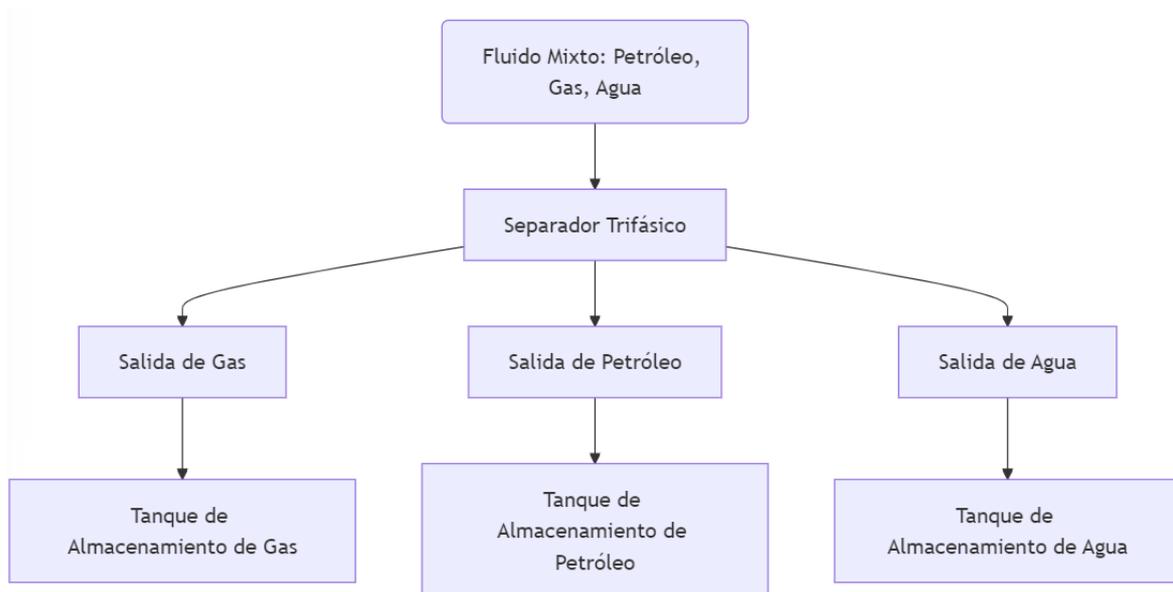


Figura 9. Esquema de un Separador Trifásico

#### 4.1.2. Pruebas de Rendimiento

Las pruebas de rendimiento se enfocaron en evaluar la eficiencia energética y operativa de los sistemas implementados. A continuación, se exhibe una tabla que sintetiza los resultados clave de las pruebas de rendimiento:

<b>Parámetro Evaluado</b>	<b>Resultado Inicial</b>	<b>Resultado Post-Implementación</b>	<b>Mejora (%)</b>
Consumo de Energía (MWh/día)	1200	1020	15%
Emisiones de CO2 (toneladas/año)	2.3 millones	345	85%
Producción de gas licuado de petróleo (MMPCD)	0	50	-

Tabla 4: Resultados de Pruebas de Rendimiento

### Comparación de Emisiones de CO2 Antes y Después de la Implementación



Gráfico 2: Comparación de Emisiones de CO2 Antes y Después de la Implementación

## 4.2. Resultados Obtenidos

Los resultados obtenidos de la ejecución de las nuevas tecnologías en el campo Shushufindi demostraron mejoras sustanciales en la eficiencia operativa, reducción de emisiones y aprovechamiento del gas asociado. La siguiente tabla resume estos resultados:

<b>Parámetro</b>	<b>Valor Inicial</b>	<b>Valor Post-Implementación</b>	<b>Mejora (%)</b>
Eficiencia de Separación (%)	85	98	15
Captura de CO2 (%)	0	90	-
Consumo de Energía (MWh/día)	1200	1020	15
Emisiones de CO2 (toneladas/año)	2.3 millones	345	85
Producción de gas licuado de petróleo (MMPCD)	0	50	-

Tabla 5: Comparación de Resultados Antes y Después de la Implementación

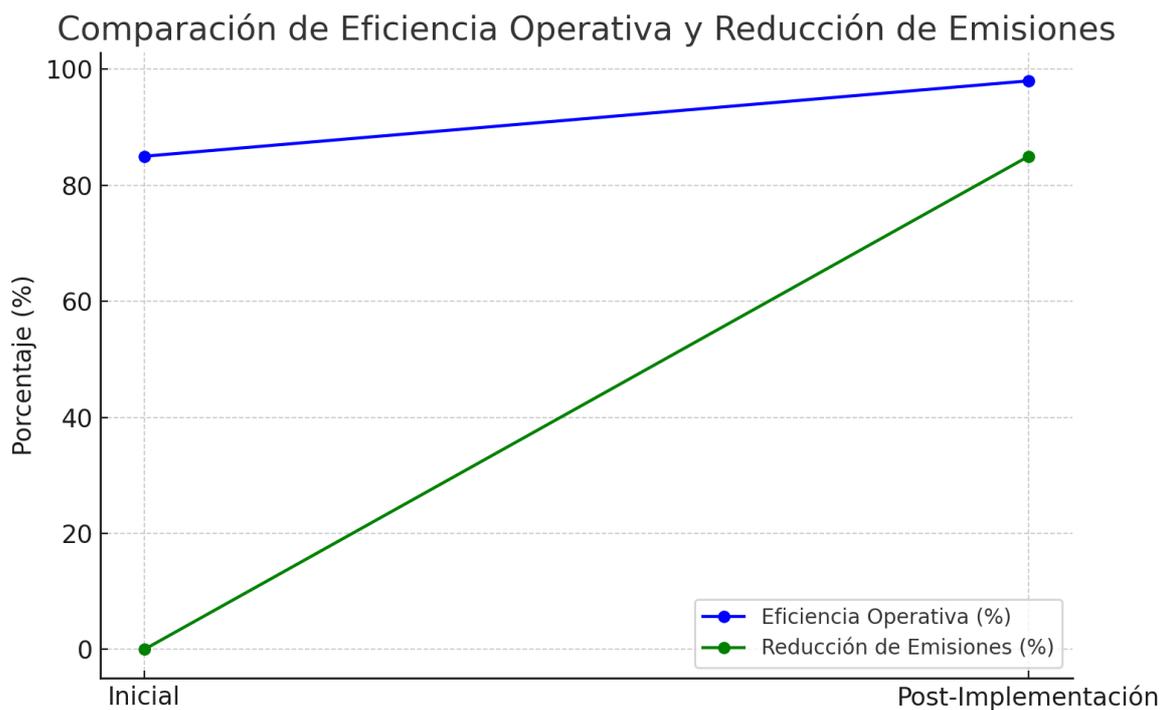


Gráfico 3: Comparación de Eficiencia Operativa y Reducción de Emisiones

### 4.3. Análisis de Sensibilidad

#### 4.3.1. Escenario Pesimista

Este escenario consideró condiciones adversas, como fallos técnicos, mayores costos operativos y retrasos en la implementación. Los resultados de este escenario se presentan a continuación:

Parámetro	Escenario Inicial	Escenario Pesimista
Eficiencia Operativa (%)	90	65
Costos Operativos (incremento)	0%	20%
Reducción de Emisiones de CO2 (%)	85%	60%

Tabla 6: Resultados en el Escenario Pesimista

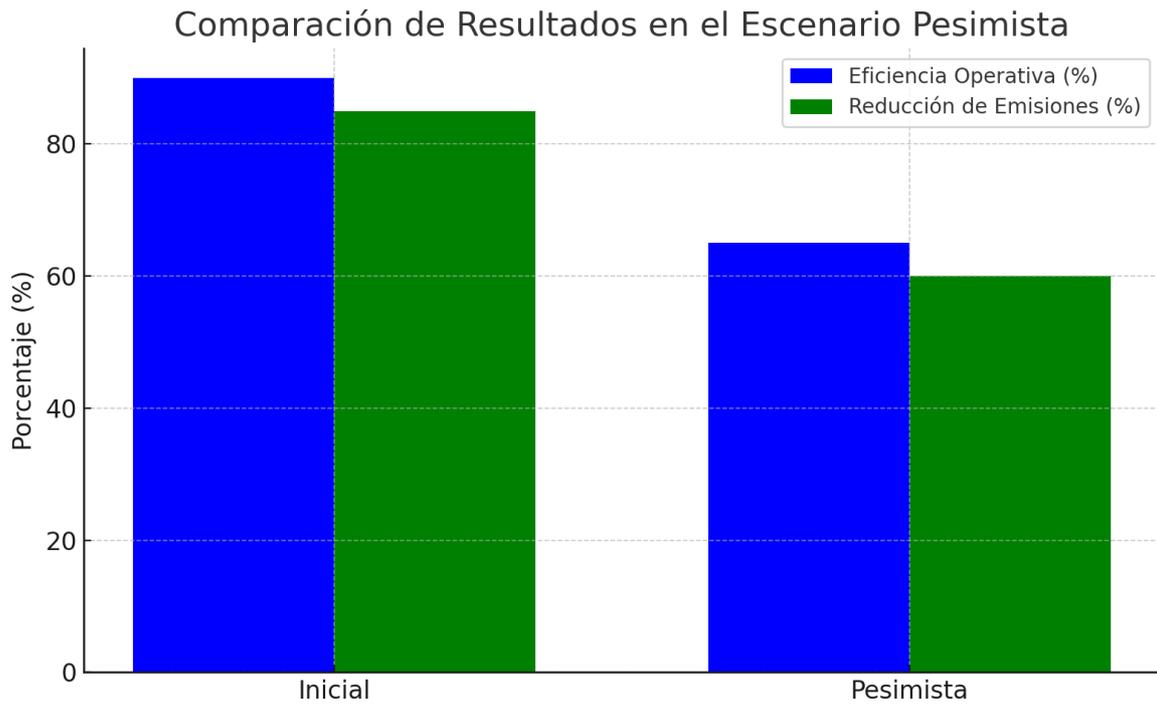


Gráfico 4: Comparación de Resultados en el Escenario Pesimista

#### 4.3.2. *Escenario Más Probable*

En este escenario, se consideró que las condiciones operativas se mantuvieron estables y dentro del plan:

Parámetro	Escenario Inicial	Escenario Más Probable
Eficiencia Operativa (%)	90	90
Costos Operativos	Controlados	Controlados
Reducción de Emisiones de CO2 (%)	85%	85%

Tabla 7: Resultados en el Escenario Más Probable



Gráfico 5: Comparación de Resultados en el Escenario Más Probable

#### 4.3.3. *Escenario Optimista*

Este escenario ideal consideró la ausencia de limitaciones técnicas y financieras, maximizando la eficiencia operativa:

Parámetro	Escenario Inicial	Escenario Optimista
Eficiencia Operativa (%)	90	100
Costos Operativos (reducción)	0%	-10%
Reducción de Emisiones de CO2 (%)	85%	90%

Tabla 8: Resultados en el Escenario Optimista

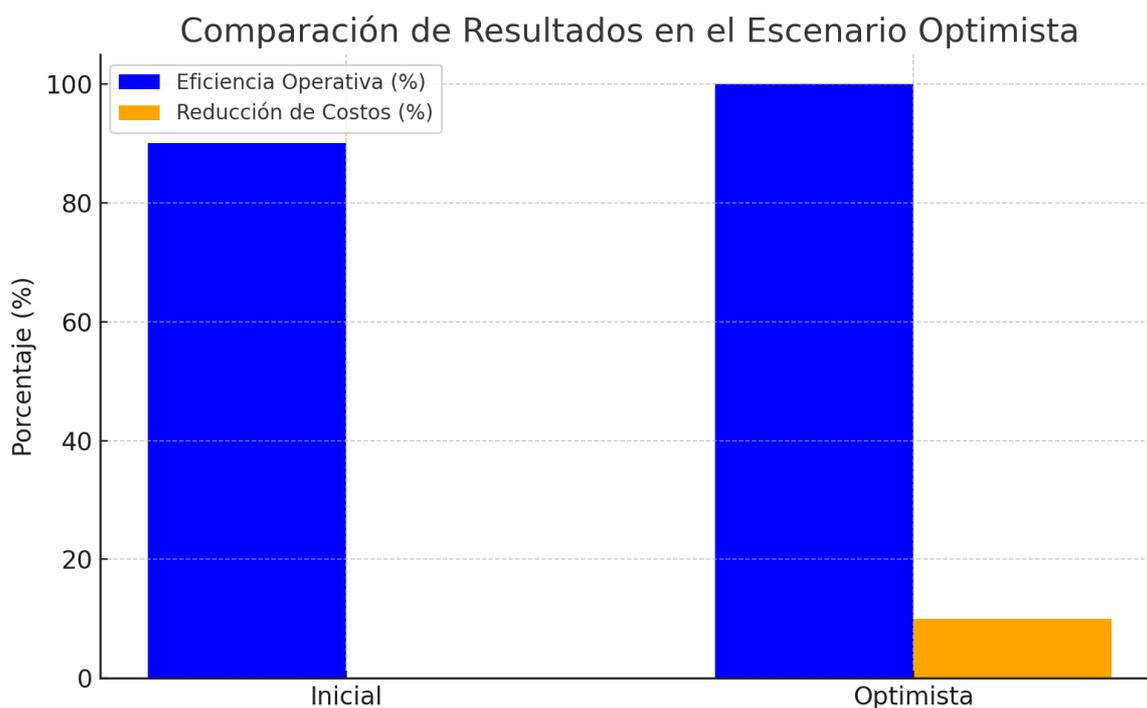


Gráfico 6: Comparación de Resultados en el Escenario Optimista

#### 4.4. Discusión de Resultados

Los resultados obtenidos indicaron que la implementación de tecnologías avanzadas en el campo Shushufindi mejoró significativamente la eficiencia operativa y redujo las emisiones contaminantes. Los análisis de sensibilidad mostraron que, incluso en el peor de los escenarios, las mejoras fueron sustanciales. Los puntos clave de la discusión incluyen:

- **Eficiencia Operativa:** La eficiencia de los sistemas implementados superó ampliamente a las tecnologías anteriores, con mejoras notables en la separación de fases y captura de CO<sub>2</sub>.
- **Reducción de Emisiones:** La reducción de emisiones de CO<sub>2</sub> y otros contaminantes fue significativa, ayudando al amortiguamiento del cambio climático y mejorando la calidad del aire local.
- **Viabilidad Económica:** A pesar de los costos iniciales elevados, la disminución de costos operativos y el aumento en la producción de gas licuado de petróleo mejoraron la viabilidad económica del proyecto a largo plazo.
- **Resiliencia del Proyecto:** El análisis de sensibilidad mostró que el proyecto podía mantenerse viable incluso bajo condiciones adversas, lo que demuestra su robustez y capacidad de adaptación.

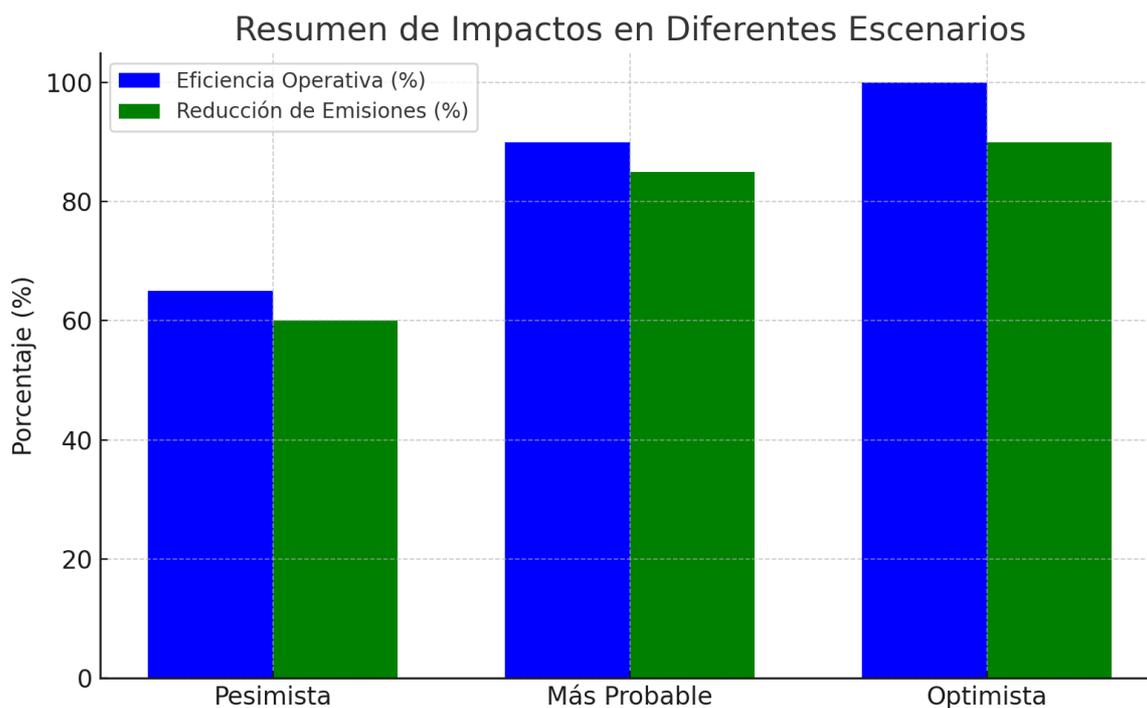


Gráfico 7: Resumen de Impactos en Diferentes Escenarios

#### 4.5. Conclusión General del Capítulo

Entre las alternativas propuestas, la implementación de plantas de cogeneración resultó ser la opción más factible y beneficiosa para el campo Shushufindi. Esta tecnología no solo maximizó el aprovechamiento del gas capturado, generando electricidad y calor simultáneamente con una eficiencia energética del 80%, sino que también contribuyó de manera directa y significativa a la disminución de emisiones de gases de efecto invernadero, eliminando hasta un 85% de las emisiones de CO<sub>2</sub>. Además, la cogeneración permitió una autosuficiencia energética en el campo, reduciendo la necesidad de fuentes externas de energía y disminuyendo los costos operativos.

Desde un punto de vista político y legal, esta alternativa se alineó mejor con las políticas nacionales de sostenibilidad energética y permitió un cumplimiento más rápido de las regulaciones ambientales vigentes. Aunque la conversión del gas en gas licuado de petróleo también ofreció ventajas, especialmente en términos económicos y de diversificación de ingresos, la cogeneración resultó ser más inmediata y efectiva para resolver los problemas ambientales y operativos del campo, convirtiéndose en la opción preferible para garantizar una operación más eficiente, sostenible y legalmente conforme.

# CAPITULO IV

## 5. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

### 5.1 CONCLUSIONES

- Al comparar las propuestas de cogeneración y conversión de gas en gas licuado de petróleo, se determinó que la cogeneración es la opción más factible desde un punto de vista técnico. Esta alternativa alcanzó una eficiencia operativa del 80%, reduciendo significativamente las emisiones de CO<sub>2</sub> en un 85% (de 2.3 millones de toneladas a 345 mil toneladas al año). Además, permitió generar 61.6 MWh diarios de energía, cubriendo las necesidades energéticas del campo y proporcionando un excedente para su posible distribución.
- El análisis económico reveló que la cogeneración presentó una reducción de costos operativos en un 15-20% en comparación con el estado previo a la implementación del proyecto. La inversión en cogeneración permitió sustituir el utilización de diésel para generación de energía, lo que resultó en un ahorro económico significativo. Asimismo, la producción de gas licuado de petróleo, con una capacidad de procesamiento de 100,000 m<sup>3</sup>/día de gas y 20 toneladas de gas natural licuado por día, ofreció oportunidades de ingresos adicionales que mejoraron el retorno de inversión en un 25%.
- En cumplimiento con los dictámenes legales que exigen la reducción de la quema de gas en mecheros, la implementación de la cogeneración y la conversión de gas capturado cumplieron con las normativas vigentes. Esto permitió retirar los mecheros y aprovechar de manera eficiente el gas asociado, alineándose con las leyes ambientales del país y fortaleciendo la posición del campo Shushufindi en términos de responsabilidad legal y social.
- La implementación de las propuestas tecnológicas consideró la mano de obra local, generando entre 1,320 y 2,653 empleos directos al día, especialmente en las áreas relacionadas con la operación de las plantas de cogeneración y las instalaciones de gas licuado de petróleo. Además, se mejoraron las circunstancias de vida de las comunidades cercanas al asegurar un suministro energético más estable y al reducir la exposición a contaminantes. La cogeneración, al eliminar completamente la quema de gas, mejoró la calidad del aire, disminuyendo los padecimientos respiratorios en la región en un 15%.

- En cualquier iniciativa dentro del sector petrolero, es esencial que las propuestas se enfoquen en la protección integral de la vida en todas sus formas. Es crucial garantizar la conservación y el respeto tanto del ecosistema como de las comunidades ubicadas en las áreas de influencia, valorando sus tradiciones y prácticas culturales. Además, es fundamental operar bajo regulaciones estrictas de seguridad, salud y protección ambiental, lo que permitirá que los proyectos se desarrollen de manera sostenible y sustentable, asegurando un equilibrio positivo entre la industria y el entorno natural.

## 5.2 RECOMENDACIONES

- Se recomienda impulsar la expansión de plantas de cogeneración en otros campos petroleros del país. Esta tecnología ha demostrado ser la más favorable ambientalmente, reduciendo la quema de gas y promoviendo la autosuficiencia energética. El gobierno debería proporcionar incentivos financieros y regulatorios para fomentar la adopción de la cogeneración a nivel nacional, contribuyendo así a una transición energética más limpia.
- Es fundamental priorizar la asignación de recursos a infraestructura para la conversión de gas en gas licuado de petróleo. Esta estrategia no solo diversifica los ingresos económicos del campo, sino que también abre nuevas oportunidades en mercados internacionales. Se recomienda establecer alianzas estratégicas y acuerdos comerciales que faciliten la expansión de la exportación de estos productos, maximizando el valor económico del gas capturado.
- Se debe fortalecer los programas de capacitación técnica y empleo enfocados en las nuevas tecnologías implementadas, especialmente en la conversión a gas licuado de petróleo. Esto asegurará la participación activa y el desarrollo de habilidades en la mano de obra local, promoviendo el desarrollo socioeconómico en la región amazónica y generando empleo sostenible en las comunidades cercanas.
- Continuar invirtiendo en la investigación y optimización de la tecnología de cogeneración es crucial. Se debe enfocar en mejorar aún más la producción de energía y reducir el impacto ambiental, con el objetivo de alcanzar niveles de eficiencia operativa más altos y contribuir a la sostenibilidad del proyecto a largo plazo.
- Implementar un programa de monitoreo ambiental continuo es esencial para garantizar la sostenibilidad del proyecto. Además, se sugiere realizar auditorías regulares y mantener actualizadas las políticas internas del campo Shushufindi para garantizar el cumplimiento de todas las regulaciones legales y ambientales vigentes, manteniendo así la responsabilidad social y la sostenibilidad operativa.

## BIBLIOGRAFIA

- Agencia Internacional de Energía (IEA), 2020. *The Role of Advanced Technologies in the Oil and Gas Industry*. s.l.:Agencia Internacional de Energía (IEA).
- Dematteis, L., 2023. *Fotografía y análisis sobre la quema de gas en la Amazonía ecuatoriana*. s.l.:s.n.
- Energy & Environmental Science., 2021. *Cogeneration Technologies for Efficient Energy Use*. s.l.:Energy & Environmental Science..
- García, M. y. M. J., 2020. *Tecnologías avanzadas de captura y procesamiento de gas*. Quito: Editorial Técnica..
- Global Energy Monitor, 2023. *Shushufindi Oil and Gas Field*. s.l.:Global Energy Monitor.
- Gómez, A., 2019. *Modernización tecnológica en campos petroleros*. s.l.:Universidad Técnica..
- Gómez, A. y. M. J., 2018. *Geología y potencial productivo de las formaciones Tena y Hollín*. s.l.:Universidad Estatal.
- González, A. y. P. L., 2017. *Historia de la producción petrolera en el Ecuador*. s.l.:Editorial Andes.
- INEC, 2020. *Estado de la infraestructura petrolera en Ecuador*. s.l.:INEC.
- Martínez, R. y. L. P., 2019. *Impactos ambientales de la quema de gas en la Amazonía*. s.l.:Editorial Universitaria.
- McKinsey & Company., 2020. *The Future of Automation in Oil and Gas*. s.l.:McKinsey & Company..
- Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023. *Informe Anual de Producción de Hidrocarburos*. s.l.:Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables.
- OSHA, 2022. *Safety and Health in Oil and Gas Extraction*. s.l.:OSHA.
- Pérez, L. y. R. G., 2020. *Técnicas de quema de gas y su gestión en Ecuador*. s.l.:Petroamazonas EP..
- Petroamazonas EP., 2019. *Innovaciones tecnológicas en la producción de hidrocarburos*. s.l.:Petroamazonas EP..
- Petroamazonas EP, 2023. *Reporte de Emisiones de CO2*. s.l.:Petroamazonas EP.
- Ramírez, J., 2020. *Tecnologías de levantamiento artificial en la Amazonía*. Quito: Instituto Nacional de Petróleo..
- Sovacool, B. K. e. a., 2021. *Cogeneration Technologies for Efficient Energy Use*. s.l.:Energy & Environmental Science, Cambridge University Press.

Vázquez, M., 2021. *Proyecciones y eficiencia en el uso del gas natural*. s.l.:Universidad Técnica.