

Pregrado

Carrera: Petróleos

Asignatura (UIC): Seminario de fin de carrera

Trabajo de titulación previo a la obtención del

Título en: Tecnólogo Superior en Petróleos

Tema: Aprovechar el gas asociado del campo Shushufindi,

Bloque #57 a través de la generación eléctrica y/o

Producción de GLP en el año 2025

Autor/s: Gustavo Eduardo Bravo Galeas

Bryan Smith Ramos Ortiz

Hugo Iván Contreras Velasco

Tutor: Ing. Luis Álvarez

Fecha: 28 de febrero de 2025



Autor:



Bravo Galeas Gustavo Eduardo

Título a obtener: Tecnólogo Superior en Petróleos

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: gustavo.bravo@ister.edu.ec

Autor:



Ramos Ortiz Bryan Smith

Título a obtener: Tecnólogo Superior en Petróleos

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: bryan.ramos@ister.edu.ec

Autor:



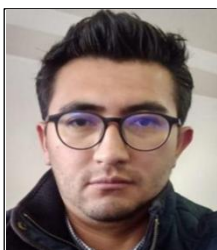
Contreras Velasco Hugo Iván

Título a obtener: Tecnólogo Superior en Petróleos

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: hugo.contreras@ister.edu.ec

Dirigido por:



Ing. Álvarez Luis

Título: Magister

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: Luis.alvarez@ister.edu.ec

Todos los derechos reservados.

Queda prohibida, salvo excepción prevista en la Ley, cualquier forma de reproducción, distribución, comunicación pública y transformación de esta obra para fines comerciales, sin contar con autorización de los titulares de propiedad intelectual. La infracción de los derechos mencionados puede ser constitutiva de delito contra la propiedad intelectual. Se permite la libre difusión de este texto con fines académicos investigativos por cualquier medio, con la debida notificación a los autores.

©2024 Tecnológico Universitario

Rumiñahui SANGOLQUÍ –

ECUADOR

Bravo Galeas Gustavo Eduardo

Ramos Ortiz Bryan Smith

Contreras Velasco Hugo Iván

**APROVECHAR EL GAS ASOCIADO DEL CAMPO
SHUSHUFINDI, BLOQUE 57 A TRAVÉS DE LA GENERACIÓN
ELÉCTRICA Y/O PRODUCCIÓN DE GLP, EN EL AÑO 2025**

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, 21 de marzo del 2025

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

Ing. Luis Alfredo Álvarez
COORDINADOR DE TITULACIÓN

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

Presente

Por medio de la presente, yo, GUSTAVO EDUARDO BRAVO GALEAS declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado APROVECHAR EL GAS ASOCIADO DEL CAMPO SHUSHUFINDI BLOQUE #57 A TRAVÉS DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA Y/O PRODUCCIÓN DE GLP, EN EL AÑO 2025, 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,



GUSTAVO EDUARDO BRAVO GALEAS
C.I.: 2100596192

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, 21 de marzo del 2025

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

Ing. Luis Alfredo Álvarez
COORDINADOR DE TITULACIÓN

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

Presente

Por medio de la presente, yo, BRYAN SMITH RAMOS ORTIZ declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado APROVECHAR EL GAS ASOCIADO DEL CAMPO SHUSHUFINDI BLOQUE #57 A TRAVÉS DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA Y/O PRODUCCIÓN DE GLP, EN EL AÑO 2025, 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,



BRYAN SMITH RAMOS ORTIZ
C.I.: 2200211825

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, 21 de marzo del 2025

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

Ing. Luis Alfredo Álvarez
COORDINADOR DE TITULACIÓN

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

Presente

Por medio de la presente, yo, HUGO IVÁN CONTRERAS VELASCO declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado APROVECHAR EL GAS ASOCIADO DEL CAMPO SHUSHUFINDI BLOQUE #57 A TRAVÉS DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA Y/O PRODUCCIÓN DE GLP, EN EL AÑO 2025, 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,



HUGO IVÁN CONTRERAS VELASCO
C.I.: 2100685235

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

CT-ANX-2025-ISTER-3

CARRERA:

TECNOLOGÍA EN PETRÓLEOS

AUTOR /ES:

GUSTAVO EDUARDO BRAVO GALEAS

BRYAN SMITH RAMOS ORTIZ

HUGO IVÁN CONTRERAS VELASCO

TUTOR (METODOLÓGICO Y ACADÉMICO):

Ing. LUIS ALFREDO ÁLVAREZ

CONTACTO ESTUDIANTE:

0962207133 / 0939836423 / 0994769305

CORREO ELECTRÓNICO:

gustavo.bravo@ister.edu.ec

bryan.ramos@ister.edu.ec

hugo.contreras@ister.edu.ec

TEMA:

APROVECHAR EL GAS ASOCIADO DEL CAMPO SHUSHUFINDI BLOQUE #57 A
TRAVÉS DE LA GENERACIÓN ELÉCTRICA Y/O PRODUCCIÓN DE GLP, EN EL
AÑO 2025

OPCIÓN DE TITULACIÓN:

UNIDAD DE INTEGRACIÓN CURRICULAR: TRABAJO DE TITULACIÓN

RESUMEN EN ESPAÑOL:

El presente proyecto evalúa el aprovechamiento del gas asociado del campo Shushufindi Bloque 57, comparando la generación eléctrica mediante ciclo combinado y la producción de GLP a través de fraccionamiento criogénico. Ambas opciones presentan ventajas: la generación eléctrica destaca por su eficiencia del 60% y menor inversión inicial (USD 21.5 millones), mientras que la producción de GLP maximiza el valor comercial del gas, aunque con una inversión significativamente mayor (USD 604 millones).

El análisis determinó que, tras el tratamiento del gas, se dispone de 2,81 MMSCFD para generación eléctrica o 27290,90 barriles diarios de GLP. En términos ambientales, la producción de GLP disminuye el CO₂ emitido en 60% respecto a la generación eléctrica. La decisión entre ambas tecnologías dependerá de la capacidad de inversión y los objetivos estratégicos del proyecto. Una opción óptima sería combinar ambas tecnologías, garantizando un aprovechamiento integral del recurso, diversificación de ingresos y mayor eficiencia energética.

PALABRAS CLAVE:

Gas asociado, generación eléctrica, producción de GLP, ciclo combinado.

ABSTRACT:

This project evaluates the utilization of associated gas from the Shushufindi Block 57 field, comparing electricity generation through a combined cycle and LPG production via cryogenic fractionation. Both options have advantages: electricity generation stands out for its 60% efficiency and lower initial investment (USD 21,5 million), while LPG production maximizes the commercial value of gas but requires a significantly higher investment (USD 604 million).

The analysis determined that, after gas treatment, 2,87 MMSCFD is available for electricity generation or 27463,63 barrels of LPG per day. In environmental terms, LPG production reduces CO₂ emissions by 60% compared to electricity generation.

The choice between these technologies depends on the investment capacity and strategic objectives of the project. A recommended approach is to combine both technologies, ensuring optimal resource utilization, diversified revenue streams, and greater energy efficiency.

PALABRAS CLAVE:

Associated gas, electricity generation, LPG production, combined cycle



Firma del Estudiante
Gustavo Eduardo Bravo Galeas
C.I. : 2100596192



Firma del Estudiante
Bryan Smith Ramos Ortiz
C.I. : 2200211825



Firma del Estudiante
Hugo Iván Contreras Velasco
C.I. : 2100685235

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, 21 de Marzo del 2025

Sres.-

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

Presente

Yo, GUSTAVO EDUARDO BRAVO GALEAS con C.I.: 2100596192 alumno de la Carrera de TECNOLOGÍA EN PETRÓLEOS, cedo al INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO, los derechos de publicaciones del presente trabajo de Titulación en el Repositorio Institucional para hacer uso de todos los contenidos con fines estrictamente académico o de investigación.

Atentamente,



Firma del Estudiante
Gustavo Eduardo Bravo Galeas
C.I.: 2100596192

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, 21 de Marzo del 2025

Sres.-

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

Presente

Yo, BRYAN SMITH RAMOS ORTIZ con C.I.: 2200211825 alumno de la Carrera de TECNOLOGÍA EN PETRÓLEOS, cedo al INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO, los derechos de publicaciones del presente trabajo de Titulación en el Repositorio Institucional para hacer uso de todos los contenidos con fines estrictamente académico o de investigación.

Atentamente,



Firma del Estudiante
Bryan Smith Ramos Ortiz
C.I.: 2200211825

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, 21 de Marzo del 2025

Sres.-

INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO

Presente

Yo, HUGO IVÁN CONTRERAS VELASCO con C.I.: 2100685235 alumno de la Carrera de TECNOLOGÍA EN PETRÓLEOS, cedo al INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO, los derechos de publicaciones del presente trabajo de Titulación en el Repositorio Institucional para hacer uso de todos los contenidos con fines estrictamente académico o de investigación.

Atentamente,



Firma del Estudiante
Hugo Iván Contreras Velasco
C.I.: 2100685235

Dedicatoria:

Dedico este proyecto de tesis de la carrera en Petróleos a Dios, a mi esposa, padres, Docentes y amigos quienes me enseñaron el valor del esfuerzo y perseverancia sin límites porque gracias al esfuerzo y el granito de apoyo de cada uno de ellos e podido culminar mis estudios y aprendí que siempre se requiere algo de las personas que nos rodean esto va dedicado para ustedes que estado siempre a mi lado

Gustavo Eduardo Bravo Galeas.

Dedicamos este proyecto, en primer lugar, a Dios, fuente de inspiración y fortaleza en este camino hacia la realización de uno de nuestros mayores anhelos. A nuestros padres, cuyo amor, esfuerzo y sacrificio han sido pilares fundamentales en nuestra vida; gracias a ellos hemos alcanzado este logro y nos sentimos orgullosos de ser sus hijos.

También expresamos nuestro agradecimiento a nuestros hermanos, por su constante compañía y apoyo moral en cada etapa de este proceso. De igual manera, extendemos nuestra gratitud a todas aquellas personas que, de una u otra forma, contribuyeron al éxito de este trabajo, en especial a quienes nos brindaron su conocimiento y nos ofrecieron su ayuda incondicional.

Agradecemos a Dios por guiarnos y darnos la fortaleza necesaria en los momentos de desafío y dificultad. Asimismo, reconocemos la invaluable labor de nuestros docentes, quienes con su dedicación y enseñanza nos han preparado profesionalmente, destacando especialmente a nuestro tutor, cuyo compromiso, paciencia y rectitud han sido una guía esencial en nuestra formación. Finalmente, expresamos nuestra gratitud a los habitantes de la comunidad por su colaboración y apoyo en el desarrollo de nuestra investigación.

Bryan Ramos

Agradecimientos:

Agradezco a Dios por maternos con vida, salud, sabiduría e inteligencia y muchas ganas de salir adelante.

A mi familia, padres y esposa e hijos que han tenido la paciencia de reajustar muchas cosas para poder apoyar y a si salir adelante en mis estudios.

A todos los ingenieros que formaron parte de este proceso de estudio por tener la paciencia de explicarnos, enseñarnos las partes básicas técnicas de los que corresponde de la carrera Petróleos dando nos cuenta que no es fácil ni para los ingenieros tutores ni para nosotros estudiantes trabajadores todo tiene su pro y su contra no me queda más que agradecerles por la paciencia y explicaciones en las consultas que les e echo a cada uno de mis profesores ingenieros bendiciones a cada uno de ellos y que sigan de la misma manera formando más profesionales con el mismo entusiasmo que lo am echo con este humilde estudiante

Gustavo Eduardo Bravo Galeas.

Resumen:

El presente proyecto evalúa el aprovechamiento del gas asociado del campo Shushufindi Bloque 57, comparando la generación eléctrica mediante ciclo combinado y la producción de GLP a través de fraccionamiento criogénico. Ambas opciones presentan ventajas: la generación eléctrica destaca por su eficiencia del 60% y menor inversión inicial (USD 21.5 millones), mientras que la producción de GLP maximiza el valor comercial del gas, aunque con una inversión significativamente mayor (USD 604 millones).

El análisis determinó que, tras el tratamiento del gas, se dispone de 2,81 MMSCFD para generación eléctrica o 27290,90 barriles diarios de GLP. En términos ambientales, la producción de GLP disminuye el CO₂ emitido en 60% respecto a la generación eléctrica.

La decisión entre ambas tecnologías dependerá de la capacidad de inversión y los objetivos estratégicos del proyecto. Una opción óptima sería combinar ambas tecnologías, garantizando un aprovechamiento integral del recurso, diversificación de ingresos y mayor eficiencia energética.

Palabras claves:

Gas asociado, generación eléctrica, producción de GLP, ciclo combinado.

Abstract:

This project evaluates the utilization of associated gas from the Shushufindi Block 57 field, comparing electricity generation through a combined cycle and LPG production via cryogenic fractionation. Both options have advantages: electricity generation stands out for its 60% efficiency and lower initial investment (USD 21,5 million), while LPG production maximizes the commercial value of gas but requires a significantly higher investment (USD 604 million).

The analysis determined that, after gas treatment, 2,87 MMSCFD is available for electricity generation or 27463,63 barrels of LPG per day. In environmental terms, LPG production reduces CO₂ emissions by 60% compared to electricity generation.

The choice between these technologies depends on the investment capacity and strategic objectives of the project. A recommended approach is to combine both technologies, ensuring optimal resource utilization, diversified revenue streams, and greater energy efficiency.

Keywords:

Associated gas, electricity generation, LPG production, combined cycle

Tabla de Contenido

I. CAPÍTULO I.....	13
1.1 Antecedentes.....	13
1.2 Planteamiento del problema	14
1.3 Contexto.....	17
1.4 Justificación.....	20
1.4.1 Hipótesis:.....	20
1.4.2 Justificación técnica,	21
1.4.3 Justificación Legal,.....	21
1.5 Objetivo general.....	23
1.6 Objetivos específicos.....	23
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO	24
2.1 Generalidades del campo	24
2.2 Términos básicos y conceptos fundamentales.....	25
2.3 Producción del campo shushufindi bloque #57.....	26
2.4 Producción de gas del campo shushufindi bloque #57	28
2.5 Cromatografía de gases.....	30
2.6 Descripción del funcionamiento de una plataforma.....	31
2.6.1 Ingreso del Fluido Mixto:.....	32
2.6.2 Separación del Gas:	32

2.6.3	<i>Separación del Agua y el Crudo:</i>	32
2.6.4	<i>Extracción y Transporte de los Fluidos Separados:</i>	32
2.6.5	<i>Cabezal de producción</i>	33
2.6.6	<i>Bombas Electrosumergibles (ESP)</i>	34
2.6.7	<i>Mainfold</i>	34
2.6.8	<i>Bombas de alta presión</i>	34
2.6.9	<i>Cabezal inyector</i>	35
2.6.10	<i>Planta de compresión</i>	35
2.7	Proceso de gas asociado a electricidad	35
2.8	Acondicionamiento del gas	37
2.8.1	<i>Remoción de impurezas</i>	37
2.8.2	<i>Deshidratación</i>	39
2.8.3	<i>Remoción de Gases Ácidos</i>	41
2.8.4	<i>Regulación de la Presión y Composición:</i>	43
2.9	Tecnologías para la generación eléctrica con gas asociado: comparación y aplicaciones	44
2.9.1	<i>Turbina de Gas Simple</i>	45
2.9.2	<i>Motores de Combustión Interna</i>	45
2.9.3	<i>Ciclo Combinado</i>	46
2.10	Proceso de transformación del gas asociado a GLP	47
2.11	Acondicionamiento del gas	49
2.12	Fraccionamiento criogénico	49

2.13	Almacenamiento y distribución del GLP:	50
2.14	Sistemas de carga y distribución	52
CAPÍTULO III: METODOLOGÍA.....		54
3.1	Tipo de investigación	54
3.2	Diseño de investigación	54
3.3	Población y muestra	55
3.4	Instrumentos de recolección de datos	55
3.5	Procedimiento de investigación	56
3.6	Análisis de datos.....	57
3.7	Consideraciones éticas.....	57
CAPÍTULO IV: PROPUESTA DEL DESARROLLO DEL PROYECTO		
TÉCNICO.....		58
4.1	Situación actual del bloque #57, plataformas H Y T.....	58
4.2	Descripción operativa del bloque #57, plataforma H Y T	58
4.2.1	Plataforma H.....	58
4.2.2	Plataforma T.....	59
4.3	Datos del gas asociado del campo shushufindi bloque #57	59
4.4	Límites para el uso directo en generación	61
4.5	Evaluación de tratamiento previo	61
4.6	Tratamiento previo a la generación del gas asociado.....	62

4.7	Energía disponible después del tratamiento del gas asociado	63
4.8	Generación de energía eléctrica	64
4.8.1	<i>Selección de la tecnología para generación eléctrica.....</i>	<i>64</i>
4.8.2	<i>Cálculo del ciclo combinado con gas tratado</i>	<i>66</i>
4.9	Producción de GLP a partir de gas asociado	69
4.10	Tratamiento del gas asociado previo a la producción de GLP	70
II.	CONCLUSIONES	75
III.	RECOMENDACIONES	78
IV.	BIBLIOGRAFÍA	80
ANEXOS.....		86

Índice de Figuras

Figura 1.....	17
Figura 2.....	24
Figura 3.....	27
Figura 4.....	29
Figura 5.....	31
Figura 6.....	33
Figura 7.....	37
Figura 8.....	38
Figura 9.....	39
Figura 10.....	40
Figura 11.....	41
Figura 12.....	42
Figura 13.....	42
Figura 14.....	43
Figura 15.....	44
Figura 16.....	49
Figura 17.....	50
Figura 18.....	51
Figura 19.....	52
Figura 20.....	53
Figura 21.....	69
Figura 22.....	74

Índice de tablas

Tabla 1	59
Tabla 2	60
Tabla 3	60
Tabla 4	60
Tabla 5	61
Tabla 6	64
Tabla 7	65
Tabla 8	66
Tabla 9	68
Tabla 10	70
Tabla 11.....	71
Tabla 12	71
Tabla 13	73

I. CAPÍTULO I

1.1 Antecedentes

El campo Shushufindi, ubicado en el Oriente Ecuatoriano, es uno pilar fundamental en la producción de petróleo del país. Conformado por varios campos como Auca, Sacha, Shushufindi y Libertador, ha sido crucial en la historia energética de Ecuador. Según González y Martínez (2022), este conjunto de campos representa una parte significativa de la producción petrolera nacional, contribuyendo con las exportaciones de crudo.

La exploración y producción en el campo Shushufindi es una actividad clave dentro del proceso de expansión de la producción petrolera ecuatoriana, a pesar de que estos campos ya han sido objeto de producción durante varias décadas, la exploración continua permite encontrar nuevas áreas productivas o mejorar las técnicas de extracción en zonas ya explotadas. De acuerdo con Pérez y Rodríguez (2020), la innovación en la exploración permite descubrir reservorios no identificados anteriormente, incrementando el volumen de producción sin la necesidad de explorar nuevas áreas geográficas. La implementación de tecnologías avanzadas para la recuperación mejorada de hidrocarburos (EOR, por sus siglas en inglés) es fundamental para asegurar que los yacimientos de petróleo no se agoten prematuramente. Este tipo de estrategias optimiza la producción y contribuye a la sostenibilidad operativa al aprovechar al máximo los recursos existentes sin necesidad de nuevas perforaciones. Así mismo, la optimización de los costos operativos es de suma importancia para garantizar la viabilidad económica de las operaciones petroleras a largo plazo. Según Sánchez y Ramírez (2023), las estrategias para la optimización de costos operativos en la industria petrolera se centran en la automatización de procesos, la optimización en la administración de recursos y la disminución del impacto ambiental de

carbono. Estas prácticas no solo optimizan los márgenes operativos, sino que también contribuyen al cumplimiento de regulaciones ambientales y la sostenibilidad de los proyectos a largo plazo.

La falta de aprovechamiento del gas asociado en el campo Shushufindi, Bloque 57, representa una oportunidad de mejora debido a que el gas asociado se produce como subproducto de la extracción de petróleo, Petroecuador (2021), y en muchos casos, en lugar de aprovecharse, es quemado o liberado al ambiente, generando emisiones contaminantes. Esta situación es una pérdida económica, e implica un impacto ambiental significativo, puesto que la combustión del gas incrementa las emisiones de gases de efecto invernadero. Sin un sistema adecuado de recolección y tratamiento, el potencial de este gas para generar energía y reducir costos en las operaciones sigue siendo desaprovechado.

Según un informe del Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (2023):

“La implementación de sistemas de captura y tratamiento de gas asociado en los campos petroleros de la Amazonía ecuatoriana es fundamental para reducir las emisiones y aprovechar una fuente energética renovable que, de otra manera, se pierde” (Minas, 2023)

Con una infraestructura adecuada, el gas podría transformarse en recursos útiles como GLP o electricidad, aportando a la sostenibilidad energética nacional y reduciendo la dependencia de combustibles fósiles importados.

1.2 Planteamiento del problema

El gas asociado, presente en los yacimientos petroleros como el del campo Shushufindi Bloque #57 plataforma H y T, es un recurso energético subutilizado en Ecuador. Este gas, producido junto con el petróleo, frecuentemente es venteado o quemado,

desperdiciando su potencial energético y causando emisiones contaminantes. Técnicamente, su composición permite ser aprovechado tanto para la generación eléctrica como para su uso como combustible doméstico, pero la falta de infraestructura específica y procesos eficientes limita su utilización. Según el Ministerio de Energía y Recursos no Renovables, (2023) más del 20% del gas asociado nacional no es procesado, lo que refleja una oportunidad técnica perdida para optimizar su uso. Este problema no solo compromete el desarrollo energético del país, sino también el cumplimiento de normativas ambientales como las establecidas en el Código Orgánico Ambiental.

A nivel de infraestructura, la transformación del gas asociado requiere un sistema de recolección, tratamiento y distribución que actualmente no se encuentra plenamente implementado en el campo Shushufindi. La falta de compresores y plantas de procesamiento adecuadas representa un desafío para capturar este recurso. Como señala Zambrano (2022), el diseño e instalación de infraestructura técnica eficiente puede marcar la diferencia entre el desperdicio del gas y su aprovechamiento sostenible. En este contexto, es crucial analizar las opciones de tecnología disponible y cómo estas pueden ser adaptadas al Bloque #57, priorizando soluciones que cumplan con estándares internacionales de eficiencia energética y sostenibilidad.

El marco normativo ecuatoriano, incluido el Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas (2023), establece lineamientos para minimizar el venteo y quema de gas asociado, pero su cumplimiento enfrenta barreras operativas. La falta de incentivos económicos para desarrollar proyectos de aprovechamiento del gas asociado limita la inversión en tecnologías avanzadas. Según la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR, 2023), el refuerzo de las políticas

públicas resulta fundamental para impulsar proyectos técnicos alineados con los objetivos de sostenibilidad y eficiencia energética.

Una solución viable para este problema técnico es utilizar el gas asociado para la generación de electricidad, dado que las plantas generadoras a gas pueden adaptarse a diferentes composiciones de gas. Según Pérez & Rivas (2021) las plantas de ciclo combinado ofrecen una alta eficiencia y menores emisiones de CO₂ en comparación con otros métodos (Pérez, 2021). Alternativamente, la transformación del gas asociado en gas licuado de petróleo (GLP) puede satisfacer la demanda doméstica de combustible, reduciendo la dependencia del GLP importado. Estas opciones requieren un análisis técnico y económico detallado que permita determinar la mejor alternativa para maximizar el valor del recurso capturado.

El año 2025 representa una oportunidad para implementar soluciones técnicas que permitan aprovechar el gas asociado del Bloque #57 plataforma H y T. Las proyecciones a futuro cercano muestran que el desarrollo de infraestructura podría no solo reducir las emisiones asociadas al venteo, sino también aportar significativamente a la generación de energía limpia y sostenible. Según López (2023), la integración de tecnologías de tratamiento y generación eléctrica en el sector hidrocarburífero tiene el potencial de posicionar al Ecuador como un modelo en el manejo de gas asociado en la región. Esto implica trabajo conjunto del sector público y privado, así como la capacitación técnica del personal local.

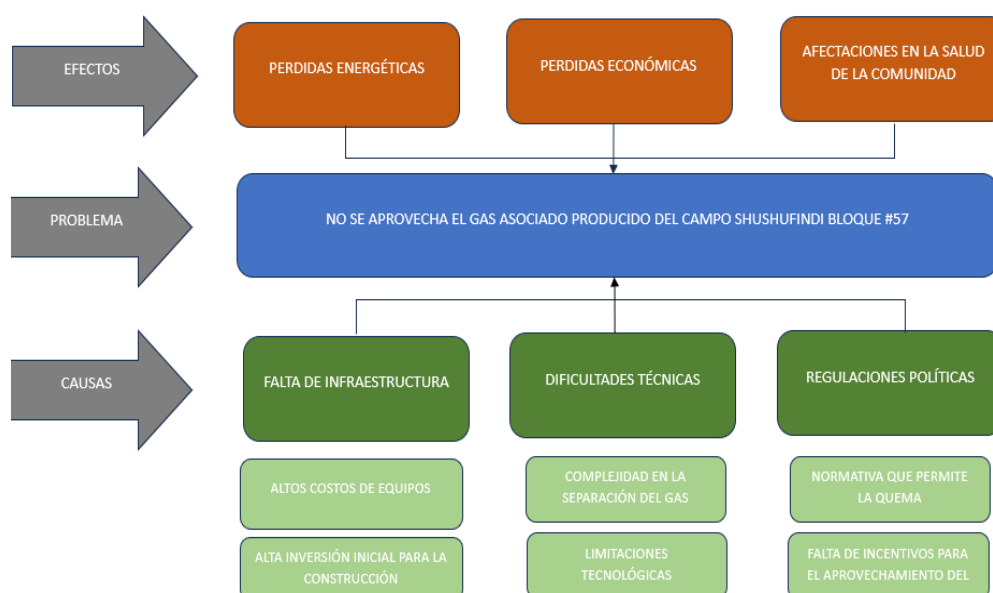
Asimismo, los beneficios del aprovechamiento del gas asociado son múltiples. La captura y aprovechamiento de este recurso permitiría al país avanzar en su compromiso con los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS), especialmente en la disminución de emisiones y la promoción de fuentes de energía más limpias. Esto también representa una oportunidad para Ecuador de posicionarse como un líder en sostenibilidad en la región, aprovechando un

recurso que actualmente se pierde en gran medida (Petroecuador, 2021). Según la Agencia Internacional de Energía (2021), la quema de gas en antorchas emite aproximadamente 2,3 kg de CO₂ por metro cúbico de gas. Con el proyecto se prevé una reducción potencial de emisiones de aproximadamente 196000 toneladas de CO₂ al año.

En la figura 1, se presenta el diagrama Árbol de la problemática identificada:

Figura 1

Diagrama de árbol



1.3 Contexto

El gas asociado es un recurso que se encuentra naturalmente mezclado con el petróleo en los yacimientos. Su extracción se realiza como parte integral del proceso de producción petrolera, ya que emerge junto con el crudo desde los pozos. La obtención y aprovechamiento de este gas forma parte de una compleja cadena de valor, que incluye el procesamiento y separación, transporte y almacenaje, y comercialización y posible uso como la producción

de gas licuado de petróleo (GLP) o electricidad. Este proceso no solo maximiza el uso de los recursos naturales, sino que también puede contribuir significativamente a la sostenibilidad energética y a la mitigación de impactos ambientales si se gestiona de manera adecuada. A continuación, se explica cada una de las etapas:

1.3.1 Exploración y evaluación geológica

El gas asociado inicia con la fase de exploración y evaluación geológica, donde se realiza el estudio de las formaciones subterráneas mediante métodos como la sísmica 2D y 3D. Los geólogos y geofísicos trabajan en conjunto para identificar la presencia de reservorios de gas natural que se encuentran de forma conjunta con depósitos de petróleo. La caracterización precisa del reservorio es esencial para determinar su capacidad de producción. Según un estudio de Dusseault et al. (2021), las tecnologías sísmicas avanzadas permiten detectar detalles de las formaciones rocosas que no son visibles en estudios convencionales, lo que incrementa la eficiencia de la perforación. Este paso es fundamental, pues sin una correcta identificación y mapeo del reservorio, la explotación del gas asociado puede resultar costosa e ineficiente.

1.3.2 Perforación y desarrollo de pozos

Una vez identificado el yacimiento, se pasa a la perforación y desarrollo de pozos. Esta etapa consiste en realizar la perforación de pozos horizontales o verticales para acceder tanto a los reservorios de petróleo como a los de gas asociado (Chasi, 2021). La perforación no solo debe ser precisa, sino que también requiere una gestión adecuada de las presiones subterráneas para evitar accidentes o la liberación descontrolada de gas. De acuerdo con un análisis de Miska et al. (2020), la perforación precisa y el control adecuado de los pozos son puntos clave en la producción de gas natural asociado. Los ingenieros se enfrentan a retos

como la alta presión y temperatura en los reservorios, lo que hace crucial el monitoreo constante de las condiciones de los pozos.

1.3.3 Procesamiento y separación del Gas asociado

Después de la extracción, el gas asociado debe ser procesado para eliminar impurezas y compuestos azufrados. Este paso es crucial para garantizar que el gas sea apto para su comercialización y transporte. Según Armstrong (2022), la tecnología de separación y purificación del gas ha evolucionado significativamente, permitiendo un mejor aprovechamiento de los recursos al separar de manera eficiente los líquidos de gas natural (NGLs) y los contaminantes. Las plantas de procesamiento utilizan tecnologías como la deshidratación por glicol y la eliminación de H₂S a fin de cumplir con los estándares de calidad. En este contexto, el procesamiento no solo tiene que ver con la purificación, sino también con la recuperación de productos adicionales que agregan valor económico al proceso, como los NGLs.

1.3.4 Transporte y almacenaje del Gas Asociado

Una vez procesado, el gas debe ser transportado a sus puntos de consumo. Este paso de la cadena de valor es especialmente crítico, debido a que el gas asociado proviene de yacimientos petroleros de difícil acceso, y las distancias de transporte pueden ser largas. Los gasoductos son el principal medio de transporte, aunque en algunos casos el gas se transporta licuado. Según un informe de Zhang et al. (2023), la infraestructura de transporte y almacenamiento de gas ha avanzado considerablemente, permitiendo la construcción de sistemas de gasoductos más eficientes y de mayor capacidad. Sin embargo, la gestión de la logística de almacenamiento sigue siendo un reto, especialmente cuando se requiere almacenamiento a largo plazo, como en las instalaciones subterráneas.

1.3.5 Comercialización y uso

El último paso en la cadena de valor del gas asociado es la comercialización y el uso final del gas. Una vez que el gas ha sido transportado y almacenado, se distribuye a las industrias, plantas eléctricas o consumidores residenciales. La comercialización implica la fijación de precios y la negociación de contratos a largo plazo con compradores de gas. Según Wilson (2021), el gas natural tiene una gran demanda debido a su rol fundamental en la transición energética hacia fuentes de energía más sostenibles. A medida que se incrementa la demanda de energía limpia, el gas natural será cada vez más valioso como combustible de transición. Las decisiones sobre cómo se comercializa el gas influirán en la rentabilidad y sostenibilidad de los proyectos de gas asociado.

Otro punto importante de considerar es el marco normativo. Las regulaciones actuales intentan promover la sostenibilidad, pero requieren actualizaciones que incentiven una mayor inversión en tecnologías de captura y tratamiento de gas. “La normativa ambiental en Ecuador busca fomentar la eficiencia energética y reducir las emisiones, pero necesita fortalecerse para adaptarse a las realidades actuales del sector” (Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2023). Un sistema normativo robusto puede ofrecer incentivos a las empresas petroleras para implementar estas prácticas de manera eficaz y sostenida

1.4 Justificación

1.4.1 Hipótesis:

Aprovechar el gas asociado producido en el campo Shushufindi del bloque 57, a través de una transformación en un recurso útil para la generación eléctrica o consumo como gas doméstico, promoviendo el desarrollo local mediante el suministro energético confiable

y sustentable, cumpliendo con las normativas ambientales nacionales e internacionales, y generando beneficios económicos.

1.4.2 Justificación técnica,

El gas asociado producido en el campo Shushufindi, ubicado en el bloque 57, representa un recurso energético valioso que actualmente no está siendo aprovechado de manera integral. Este gas, que se genera junto con la extracción de petróleo crudo, contiene componentes energéticos significativos que podrían transformarse en electricidad o utilizarse para consumo doméstico. Sin embargo, la quema o venteo de este recurso, práctica común en campos petroleros, no solo desperdicia su potencial, sino que también genera emisiones contaminantes. Desde un enfoque técnico, la adopción de tecnologías avanzadas para la captura y utilización de este recurso podría mejorar la eficiencia energética del campo, disminuir la dependencia de combustibles fósiles importados o de mayor impacto ambiental, y fomentar un modelo energético más sostenible.

1.4.3 Justificación Legal,

en Ecuador, la regulación del gas asociado busca garantizar su adecuado manejo, enfocándose en su captura, tratamiento y aprovechamiento. El Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas en sus artículos 57 y 77 establece lineamientos estrictos sobre la prohibición del venteo y la quema excesiva, prácticas que solo pueden justificarse por razones técnicas o de seguridad. Este reglamento también exige que las operadoras presenten un balance energético, detallando la proporción de gas producido, utilizado y desaprovechado, lo que permite una supervisión más exhaustiva por parte de las autoridades (Ministerio de Energía y Minas [MEM], 2023).

El Art. 22 del Reglamento para el aprovechamiento de gas asociado en la industria carburífera complementa estas directrices al delinear metas concretas, como la reducción del

venteo en un 30 % para 2025, promoviendo inversiones en infraestructura de compresión y transporte. Además, se incentiva la utilización del gas para generación eléctrica y consumo doméstico, lo que reduce la dependencia de combustibles fósiles importados y minimiza el impacto ambiental asociado.

En cuanto al procesamiento, el Reglamento Ambiental para las Operaciones Hidrocarburíferas en su Art. 84, exige sistemas avanzados de captura que cumplan estándares internacionales. Estas normativas establecen que el gas debe ser desulfurizado y deshidratado antes de ser transportado o consumido, garantizando que cumpla con los niveles permisibles de contaminantes como el H₂S (Zambrano, 2022). Además, la implementación de tecnologías de monitoreo en tiempo real, como los sensores de flujo y analizadores de calidad, es obligatoria para prevenir fugas y maximizar la eficiencia operativa.

A nivel de control, la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables supervisa el cumplimiento de estas disposiciones. Según el Decreto Ejecutivo No. 1158, las empresas que incumplan con las metas de reducción de emisiones o desaprovechen el gas asociado enfrentan sanciones económicas significativas y restricciones operativas. Este marco regulatorio asegura que el gas asociado no sea tratado como un subproducto residual, sino como un recurso estratégico para el país (Renovables M. d., 2023)

Ecuador también se alinea con iniciativas globales como el *Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR)* del Banco Mundial, adoptando políticas que priorizan la eliminación progresiva del venteo y quema rutinarios para 2030. Este compromiso implica la inversión en infraestructura moderna, como estaciones de compresión y líneas de distribución, que facilitan el uso del gas capturado para aplicaciones energéticas y domésticas (GGFR, 2021).

1.5 Objetivo general

Desarrollar un modelo técnico y operacional sostenible para la recuperación y aprovechamiento del gas asociado en el campo Shushufindi Bloque # 57, que maximice la eficiencia energética a través de la generación eléctrica y/o uso como combustible doméstico para las comunidades cercanas.

1.6 Objetivos específicos

Realizar un diagnóstico preliminar de las tecnologías disponibles para la captación y procesamiento del gas asociado, considerando sus niveles de adaptación técnica y costo operativo.

Analizar las condiciones operativas del campo Shushufindi Bloque 57 plataforma H y T, mediante la recopilación y evaluación de datos priorizando aquellos con mayor potencial, para identificar oportunidades y limitaciones en el aprovechamiento del gas asociado.

Analizar la normativa vigente e identificar oportunidades y limitaciones para el uso del gas asociado.

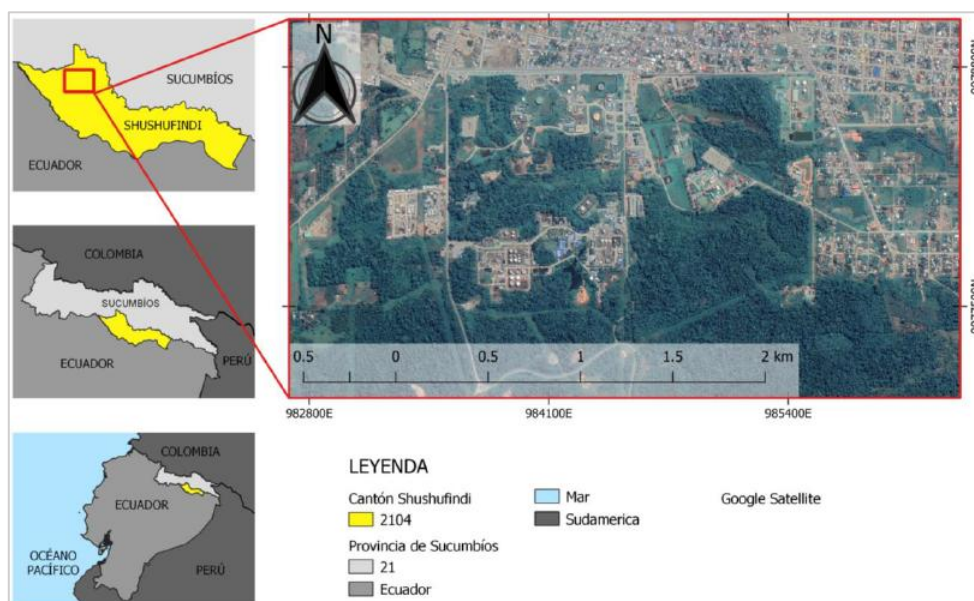
CAPÍTULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 Generalidades del campo

El campo Shushufindi, ubicado en la provincia de Sucumbíos, es parte de la Cuenca Oriente del Ecuador, dentro del Corredor Central Sacha-Shushufindi (Espín & Salas, 2021). Con una altitud aproximada de 231 metros sobre el nivel del mar, sus coordenadas geográficas son 0° 11'45" Sur y 76°38'57" Oeste (Ramos, 2018). Este yacimiento se distingue como el mayor productor de petróleo en el país, con 220 pozos activos y cinco estaciones de producción denominadas Norte, Central, Sur, Sureste y Aguarico. En cuanto a su desempeño, las plataformas H y T del Bloque #57 generan aproximadamente 90,000 barriles de petróleo por día, consolidándose como un pilar clave en la industria petrolera ecuatoriana (Espín M. & Salas, 2021).

Figura 2

Locación del campo Shushufindi, Bloque # 57



Nota. proyecto Chasi, M (2021)

2.2 Términos básicos y conceptos fundamentales

- 2.2.1 **Gas asociado:** Mezcla de hidrocarburos en fase gaseosa extraída junto con el petróleo crudo en los yacimientos. Contiene metano, etano y trazas de otros componentes como CO₂ y H₂S (Chasi Chilig, 2021).
- 2.2.2 **Reservorios petroleros:** Formaciones geológicas que contienen petróleo y gas en estado confinado, donde se origina el gas asociado.
- 2.2.3 **Venteo y quema de gas:** Métodos tradicionales para deshacerse del gas no utilizado, con impactos ambientales negativos (Espin & Salas, 2021).
- 2.2.4 **Perforación y completación de pozos:** Técnicas empleadas para acceder a los yacimientos y extraer petróleo y gas asociado.
- 2.2.5 **Separadores trifásicos:** Equipos que segregan crudo, gas y agua producida en el cabezal del pozo. Estos sistemas son clave en la captura inicial del gas asociado.
- 2.2.6 **Compresores de gas:** Dispositivos mecánicos que aumentan la presión del gas asociado para su transporte o procesamiento posterior (Zambrano, 2022).
- 2.2.7 **Desulfurización:** Eliminación de compuestos de azufre como el H₂S para prevenir corrosión y cumplir estándares de calidad del gas (Pérez & Rivas, 2021).

- 2.2.8 **Endulzamiento del gas:** Proceso químico para remover impurezas como CO₂, mejorando las propiedades del gas para uso industrial o doméstico.
- 2.2.9 **Condensación de hidrocarburos:** Recuperación de líquidos valiosos presentes en el gas asociado, como gasolina natural (Ramos, 2018).
- 2.2.10 **Líneas de flujo:** Redes de tuberías que transportan el gas desde el separador hasta las plantas de tratamiento.
- 2.2.11 **Plantas de compresión:** Infraestructuras para incrementar la presión del gas y facilitar su transporte a largas distancias.
- 2.2.12 **Generación eléctrica:** Uso de turbinas y motores de combustión interna para convertir el gas en electricidad. Este proceso puede implementarse en sitio para reducir costos operativos (Chasi Chilig, 2021).
- 2.2.13 **Transformación en GLP o GNC:** Conversión del gas tratado en combustibles para uso doméstico o vehicular.

2.3 Producción del campo Shushufindi Bloque #57

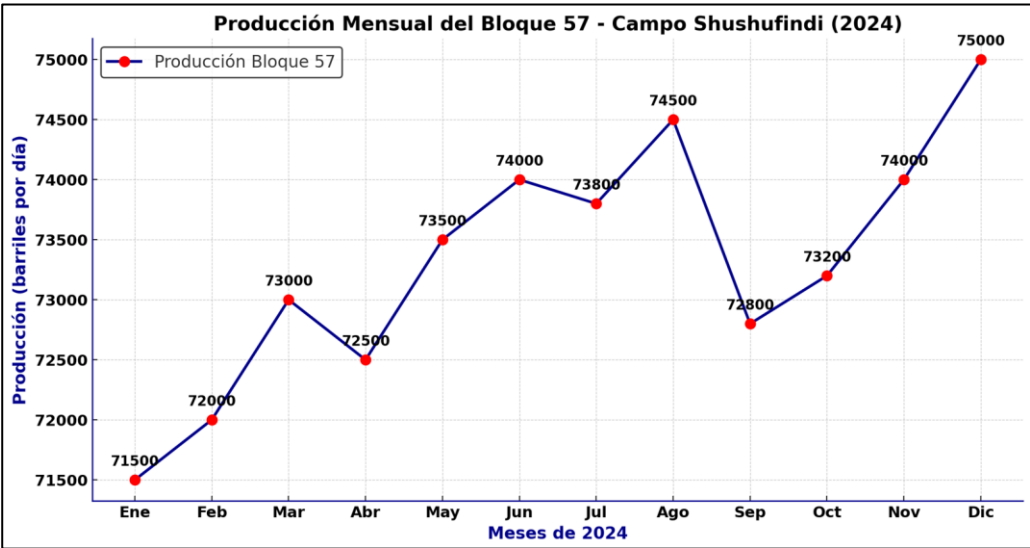
Ubicado en el Bloque #57 de la provincia de Sucumbíos, el campo Shushufindi representa una de las zonas más importantes de producción petrolera en Ecuador. Estas plataformas albergan aproximadamente 220 pozos en operación, alcanzando un promedio diario de 90000 barriles de petróleo. Este volumen es aproximadamente el 20 % de la producción total del país. Los pozos de este bloque han mostrado un rendimiento estable gracias a las estrategias de optimización implementadas por EP Petroecuador, incluyendo técnicas avanzadas de recuperación secundaria (ARCERNNR, 2023).

En el 2024, las capacidades productivas de los pozos en este campo han sido potenciadas a través de constantes procesos de mantenimiento y modernización de equipos, realizados bajo la supervisión de EP Petroecuador. La Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables reportó que los pozos del campo tienen una capacidad promedio de extracción individual de entre 400 y 800 barriles diarios, dependiendo de las condiciones de los yacimientos. Estos resultados no solo demuestran la riqueza del bloque, sino también el impacto estratégico que tiene en el abastecimiento energético del Ecuador, particularmente en la generación de ingresos para el Estado. Asimismo, el campo se ha distinguido por la ejecución de proyectos piloto de recuperación mejorada, asegurando la sostenibilidad de su producción a corto y mediano plazo (ARCERNNR, 2024).

En la figura 3, se presenta la producción de los pozos del campo Shushufindi Bloque #57:

Figura 3

Producción campo Shushufindi, Bloque #57



Nota. Agencia de regulación y Control de Hidrocarburos

Del análisis de la figura 3, la producción mensual del Bloque 57 en el Campo Shushufindi es el reflejo de un equilibrio entre la capacidad técnica, la gestión operativa y los desafíos naturales de la industria. Su análisis no solo permite evaluar el desempeño del campo, sino que también plantea la necesidad de adoptar estrategias sostenibles que garanticen la viabilidad a largo plazo de este recurso estratégico para el Ecuador.

2.4 Producción de gas del campo Shushufindi Bloque #57

El campo Shushufindi, ubicado en el Bloque #57 en la cuenca Oriente del Ecuador, es una de las principales áreas productoras de hidrocarburos del país. En 2023, de acuerdo con datos de EP Petroecuador y la ARCERNNR, se estima que el volumen diario de gas asociado alcanzó un promedio de 30 millones de pies cúbicos por día (MMCFD). Este volumen representa una fuente significativa de gas, que actualmente es subutilizada, pues gran parte se quema mediante venteo o se reintegra a los yacimientos. A pesar de las regulaciones existentes, la ausencia de infraestructura apropiada para el transporte y aprovechamiento del gas ha limitado el uso eficiente de este recurso en Shushufindi (EP Petroecuador, 2023). Este campo es una pieza clave dentro del potencial energético nacional, especialmente en términos de diversificación de fuentes energéticas.

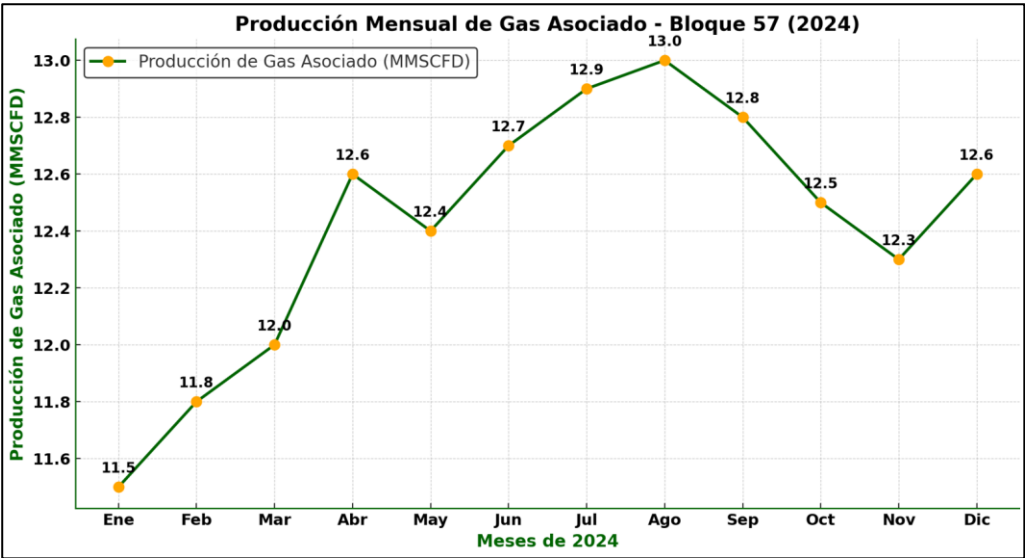
En términos históricos, el volumen de gas asociado en el campo Shushufindi ha mostrado un crecimiento constante debido al incremento en las operaciones de extracción de petróleo, ya que el gas asociado se genera como un subproducto natural del proceso. Según informes técnicos, en 2022 se produjo un promedio de 21 MMpcd, reflejando un leve incremento en comparación con años previos. Este gas podría aprovecharse para generar energía eléctrica o para la producción de GLP, cubriendo demandas locales y reduciendo las importaciones de estos combustibles. Sin embargo, estudios académicos señalan que el 80 % de este recurso sigue siendo desaprovechado, indicando una oportunidad para implementar

proyectos que permitan su uso eficiente y sostenible (Chasi Chilig, 2022). La incorporación de nuevas tecnologías y el fortalecimiento de normativas técnicas son fundamentales para optimizar la gestión de este valioso recurso energético.

En la figura 4, se presenta la producción de gas asociado del campo Shushufindi, Bloque #57:

Figura 4

Producción de gas asociado del campo Shushufindi Bloque # 57



Nota. Agencia de Regulación y control de hidrocarburos

De la figura 4, se concluye que el comportamiento mensual de la producción de gas asociado en el Bloque 57 durante 2024 refleja un equilibrio entre estabilidad operativa y optimización del recurso. Una gestión eficiente no solo minimiza el impacto ambiental, sino que también impulsa el desarrollo energético del país, proporcionando alternativas sostenibles para la generación eléctrica y la producción de GLP. En un escenario global que exige cada vez más eficiencia y sostenibilidad, el aprovechamiento del gas asociado se perfila como una estrategia clave para el futuro energético del Ecuador.

2.5 Cromatografía de gases (CG)

Es una técnica fundamental para analizar compuestos volátiles y semivolátiles, siendo especialmente útil en la industria para la caracterización de gas asociado. Este método permite la separación de mezclas complejas basándose en la interacción diferencial de los componentes con una fase estacionaria y un gas portador, logrando así identificar y cuantificar compuestos específicos con alta precisión (Skoog et al., 2018).

El análisis del gas asociado mediante CG implica determinar su composición química en fracción molar o porcentajes de fracción molar, que incluye la identificación de hidrocarburos ligeros como metano, etano, propano y butano, así como compuestos traza como sulfuros y dióxido de carbono. Estos datos son esenciales para evaluar el potencial energético del gas y decidir sobre su aprovechamiento, ya sea para generación eléctrica o como combustible doméstico (Zhao et al., 2021).

En el caso específico del Ecuador, el gas asociado del campo Shushufindi, Bloque 57, presenta una mezcla compleja de hidrocarburos y gases inertes que requiere análisis detallados para su aprovechamiento efectivo. Según Ramos et al. (2020), la CG es crucial para garantizar que el gas cumpla con estándares de calidad requeridos para su transporte y uso final.

El desafío técnico en el análisis del gas asociado radica en la posible presencia de contaminantes como compuestos sulfurosos y humedad, que pueden afectar los resultados analíticos. Para ello, la industria implementa detectores especializados, como el detector de ionización de llama (FID) para hidrocarburos y el detector de captura de electrones (ECD) para compuestos específicos (Skoog et al., 2018).

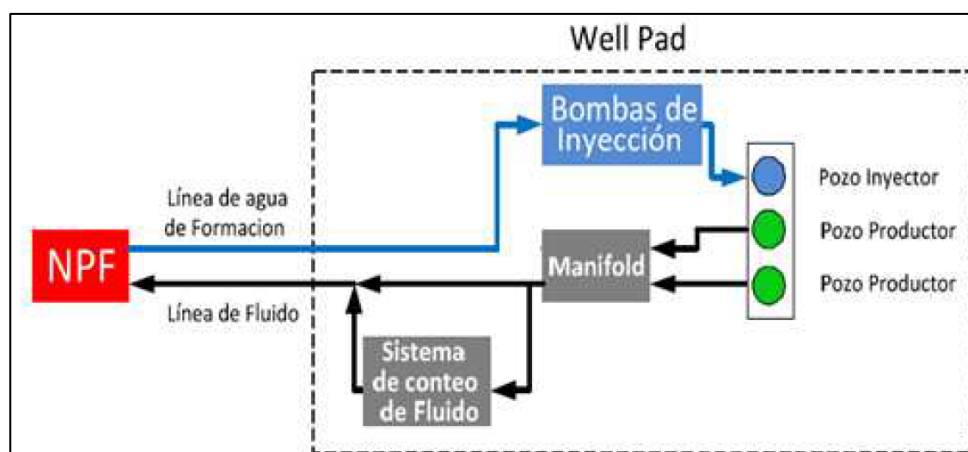
2.6 Descripción del funcionamiento de una plataforma

El fluido contenido en los reservorios es impulsado hasta el cabezal de producción utilizando bombas electrosumergibles. Desde allí, es conducido hacia el manifold, donde, mediante un sistema de válvulas, se puede dirigir hacia las líneas de producción de 8" y 14", o bien hacia un sistema de medición de crudo que posteriormente se reincorpora a la línea de producción (Chasi, 2021)

Por otro lado, el agua de formación, una vez separada del crudo en las instalaciones de procesamiento, es transportada hasta el Well Pad a través de una tubería de 10". Luego, con la ayuda de bombas de alta presión, se inyecta nuevamente en el pozo a través de los cabezales inyectoros. Cabe destacar que este recurso es utilizado en diversas operaciones dentro de la locación para optimizar el desempeño del yacimiento (Chasi, 2021)

Figura 5.

Descripción operativa de una plataforma



Nota. Chasi M, (2021)

El sistema de separación trifásica es una infraestructura fundamental en la producción de hidrocarburos, diseñada para dividir eficientemente los fluidos extraídos del pozo en tres

componentes principales: crudo, gas y agua. Esta separación es necesaria porque, al salir del yacimiento, los hidrocarburos vienen mezclados con agua de formación y gas asociado, lo que impide su procesamiento y comercialización directa. (Speight J. G., 2014)

El separador trifásico opera bajo el principio de la diferencia de densidades y gravedades específicas, permitiendo que cada fluido se segregue naturalmente dentro de un recipiente presurizado (McCain, 1990). A continuación, se describen las etapas principales de este proceso:

2.6.1 Ingreso del Fluido Mixto:

El fluido extraído del pozo ingresa al separador a través de un ducto de alta presión. Al ingreso en el recipiente, la velocidad del fluido disminuye considerablemente, lo que permite que la separación comience de manera natural. (Sinnott, 2020)

2.6.2 Separación del Gas:

Debido a su menor densidad, el gas asciende rápidamente hacia la parte superior del separador. Allí, se encuentra con un sistema de desfangado y deflectores que ayudan a remover pequeñas gotas de líquido, asegurando que solo el gas seco continúe su camino hacia las líneas de compresión o quema controlada. (American Petroleum Institute, 2019)

2.6.3 Separación del Agua y el Crudo:

En la parte inferior del separador, los líquidos comienzan a dividirse por diferencia de densidades. El agua, siendo más pesada, se deposita en el fondo, mientras que el crudo se mantiene en una capa superior. Para mejorar la separación, algunos sistemas incluyen placas coalescentes o elementos internos que favorecen la decantación del agua. (Kohl, 1997)

2.6.4 Extracción y Transporte de los Fluidos Separados:

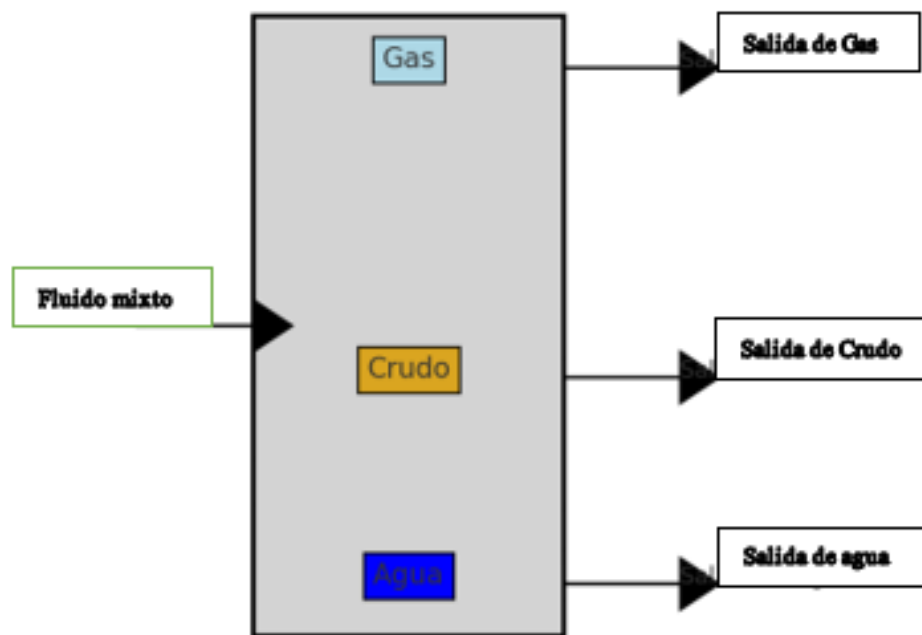
El gas es extraído desde la parte superior y enviado hacia compresores o sistemas de tratamiento. (McCain, 1990)

El crudo se dirige a tanques de almacenamiento o procesos de refinamiento. (Speight J. G., 2014)

El agua de formación es redirigida a sistemas de reinyección o tratamiento ambiental (Sinnott, 2020)

Figura 6

Separador trifásico



2.6.5 Cabezal de producción

El cabezal de producción es un elemento clave en la operación de los pozos petroleros, encargado de regular y controlar el flujo de los fluidos extraídos del yacimiento. Su diseño robusto permite soportar las altas presiones generadas durante la producción, garantizando una extracción segura y eficiente. Está compuesto por una serie de válvulas y conexiones estratégicamente dispuestas que permiten direccionar el fluido hacia diferentes

líneas de producción o sistemas de procesamiento. Además, su capacidad de control individualizado por pozo facilita la optimización operativa y la mitigación de posibles riesgos asociados a variaciones en la presión del reservorio (Arnold, 2008)

2.6.6 Bombas Electrosumergibles (ESP)

Las bombas electrosumergibles son dispositivos de elevación artificial utilizados en pozos cuya presión natural no es suficiente para extraer los hidrocarburos hasta la superficie. Instaladas en el fondo del pozo, estas bombas funcionan mediante un motor sumergible que impulsa el fluido a través de una serie de etapas centrífugas, aumentando su presión de manera progresiva. Su eficiencia y confiabilidad las convierten en una solución clave para mantener un flujo de producción estable, reduciendo la necesidad de intervención manual y minimizando tiempos de inactividad en los pozos productores (Lake, 2014)

2.6.7 Mainfold

El manifold es un sistema de distribución y control fundamental dentro del proceso de producción de hidrocarburos. Su función principal es recibir los fluidos provenientes de múltiples pozos y permitir su direccionamiento hacia diferentes líneas de procesamiento o almacenamiento. A través de un conjunto de válvulas y conexiones, este equipo posibilita la regulación del flujo, la medición del volumen extraído y la segmentación de los fluidos según su destino. Gracias a su diseño versátil, el manifold permite una gestión eficiente de la producción y facilita maniobras operativas como el cierre de pozos o la redirección de fluidos en caso de mantenimiento o contingencias (McCain, 1990)

2.6.8 Bombas de alta presión

Reinyectan agua de formación en los pozos inyectoros. Su función es elevar la presión del agua separada del crudo hasta los niveles requeridos para su reintegración en el yacimiento. Este proceso es fundamental para mantener la presión del reservorio y optimizar

la recuperación de hidrocarburos a lo largo del tiempo. Estas bombas están diseñadas para operar de manera continua bajo condiciones extremas, garantizando un suministro constante y uniforme del fluido inyectado, lo que contribuye a la eficiencia del campo petrolero y a la sostenibilidad de la producción. (Lake, 2014)

2.6.9 Cabezal inyector

El cabezal inyector es el punto de conexión final en la reinyección de agua de formación. Su diseño permite dirigir el fluido a alta presión hacia el pozo inyector, asegurando una distribución homogénea dentro del yacimiento. Equipado con válvulas de seguridad y dispositivos de control, este equipo permite regular el volumen y la presión del agua inyectada, previniendo sobrepresiones que podrían afectar la integridad del reservorio. Su óptimo desempeño es fundamental para el control y manejo de la presión en el campo, contribuyendo a una producción más eficiente y prolongada (Sinnott, 2020)

2.6.10 Planta de compresión

Para facilitar el transporte del gas asociado hacia las instalaciones de aprovechamiento, se instalará un sistema de compresión con una capacidad de succión de 50 psig y descarga de hasta 1000 psig. Este sistema asegurará un flujo continuo y estable de gas, permitiendo su transformación en energía eléctrica y GLP de manera eficiente (McCain, 1990)

2.7 Proceso de gas asociado a electricidad

El gas proveniente de una plataforma se recolecta en un sistema de tuberías que lo conduce hacia una unidad de mezcla. Este proceso garantiza una homogeneización de la composición del gas antes de su posterior compresión, evitando fluctuaciones en la calidad del combustible y asegurando una combustión más eficiente y estable. La mezcla uniforme

de hidrocarburos y gases inertes mejora el desempeño en la etapa de compresión, reduciendo la posibilidad de formación de condensados no deseados (IEA, 2020)

En la unidad de mezcla, el gas procedente de distintas fuentes es combinado mediante un flujo controlado, asegurando una composición balanceada antes de su procesamiento posterior. La mezcla se realiza a través de un diseño de tuberías con inyección de turbulencia, lo que permite la homogenización efectiva del gas.

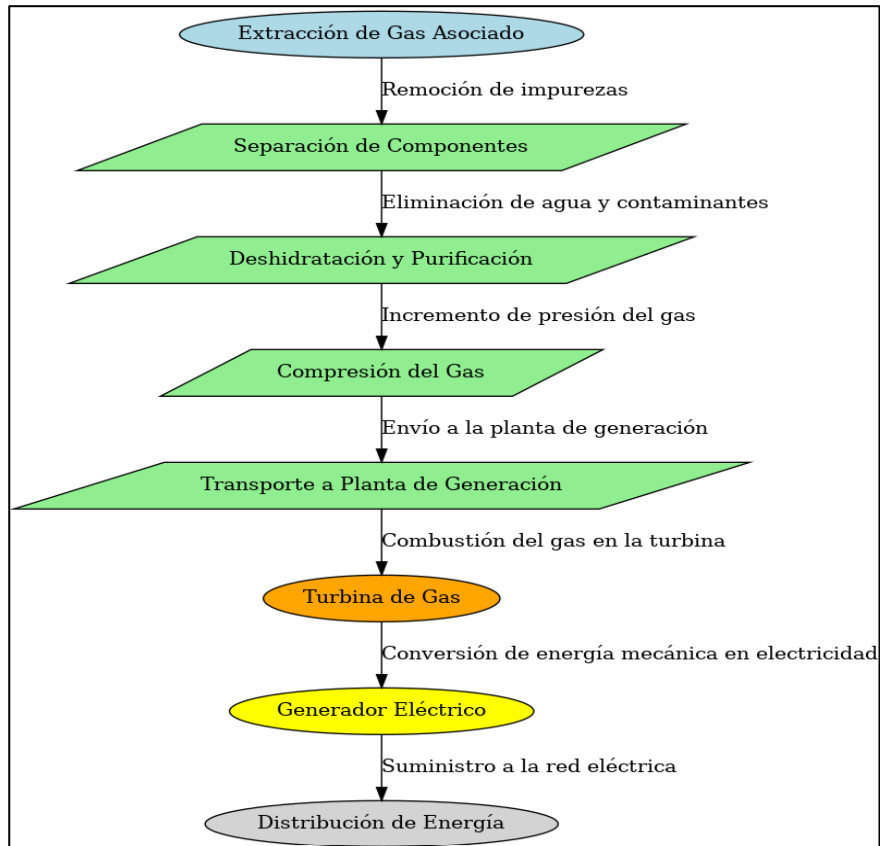
Una vez mezclado, el gas es dirigido hacia un sistema de compresión diseñado para aumentar su presión y optimizar su transporte hacia la unidad de combustión. Este proceso no solo facilita el flujo del gas, sino que también mejora su eficiencia térmica al reducir su volumen y aumentar su densidad. Los compresores pueden ser de tornillo o centrífugos, dependiendo de la presión requerida, y están equipados con sistemas de enfriamiento para evitar sobrecalentamientos y mejorar la vida útil de los equipos.

Para asegurarse una operación eficiente y segura, se implementan sensores de presión y temperatura que permiten un monitoreo en tiempo real de las condiciones del gas. Cualquier variación fuera de los parámetros establecidos activa mecanismos de control que ajustan la velocidad de compresión o desvían el flujo a sistemas de almacenamiento temporal en caso de emergencia.

La Figura 7 muestra un diagrama de flujo del proceso propuesto para el tratamiento del gas asociado y su utilización en la generación eléctrica.

Figura 7

Generación eléctrica a partir del gas asociado



2.8 Acondicionamiento del gas

Para asegurar una combustión eficiente en la generación eléctrica, el gas comprimido atraviesa un proceso de acondicionamiento que elimina impurezas y mejora sus características como combustible (Sinnott, 2020). Este acondicionamiento es fundamental para evitar daños en los equipos de combustión y mejorar el rendimiento energético (Speight J. G., 2014)

2.8.1 Remoción de impurezas

El gas asociado contiene contaminantes como partículas sólidas, agua, dióxido de carbono (CO_2) y sulfuro de hidrógeno (H_2S), los cuales deben ser eliminados para evitar la

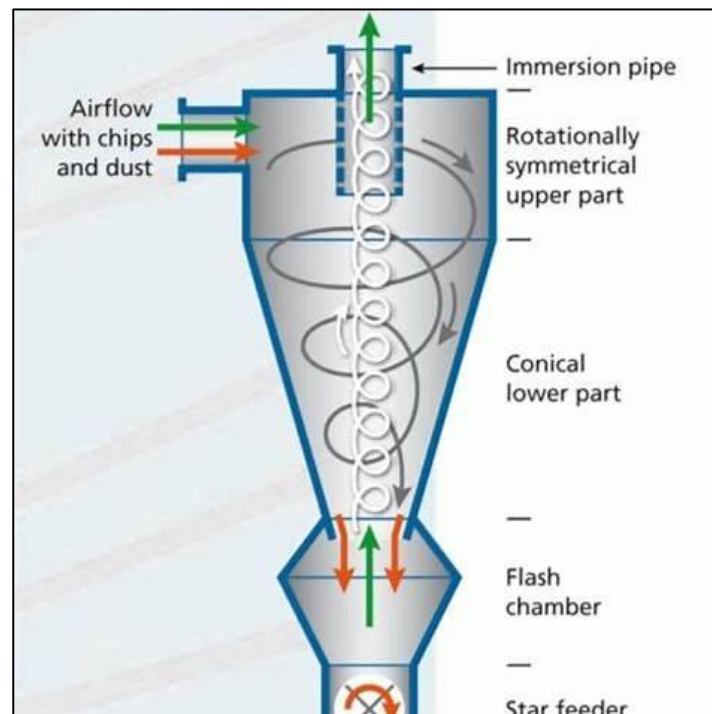
corrosión y el daño en los equipos de generación. Se emplean separadores ciclónicos y filtros coalescentes para la eliminación de líquidos y partículas, asegurando un gas más limpio antes de su procesamiento (Kohl, 1997)

Para la remoción de impurezas, se pueden utilizar los siguientes equipos:

Separador Ciclónico: Elimina partículas sólidas y gotas de líquido del gas mediante fuerzas centrífugas (Sinnott, 2020)

Figura 8

Separador Ciclónico



Nota. <https://www.youtube.com/watch?v=dl2tkKLWQQw>

Filtro Coalescente: Captura aerosoles líquidos y finas partículas sólidas, coalesciéndolas en gotas más grandes para su fácil eliminación (Speight J. G., 2014)

Figura 9

Filtro coalescente



Nota. <https://www.classicfilters.com/es/sin-categorizar/donde-colocar-un-filtro-coalescente/?cn-reloaded=1>

2.8.2 Deshidratación

La humedad presente en el gas puede provocar la formación de hidratos y ocasionar daños en los conductos. Para evitarlo, se emplea un sistema de deshidratación basado en absorción con trietilenglicol (TEG) o adsorción con tamices moleculares. Este proceso es fundamental para asegurar la estabilidad térmica del gas y optimizar su eficiencia en la combustión (Speight J. G., 2014)

Para la deshidratación del gas, se pueden utilizar los siguientes equipos:

Unidad de Deshidratación con Trietilenglicol (TEG): Absorbe la humedad del gas utilizando TEG, previniendo la formación de hidratos y corrosión en las tuberías (Kohl, 1997).

Figura 10

Deshidratadora TEG

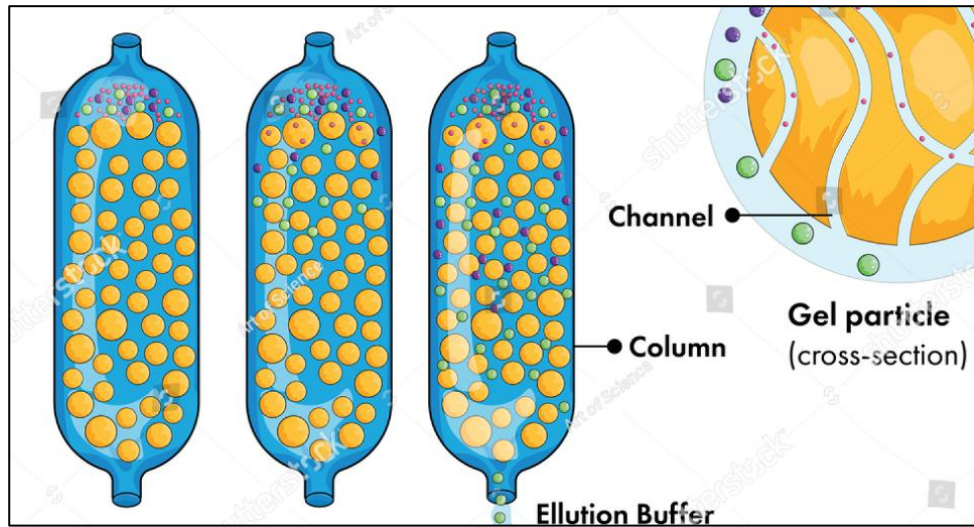


Nota. <https://kimray.com/training/sistema-de-deshidratacion-de-gas-regeneracion-de-glicol-teg>

Tamiz Molecular: Adsorbe moléculas de agua del gas, ofreciendo una deshidratación profunda y eficiente (McCain, 1990).

Figura 11

Tamiz molecular



Nota. https://www.shutterstock.com/es/search/tamiz-molecular?image_type=vector

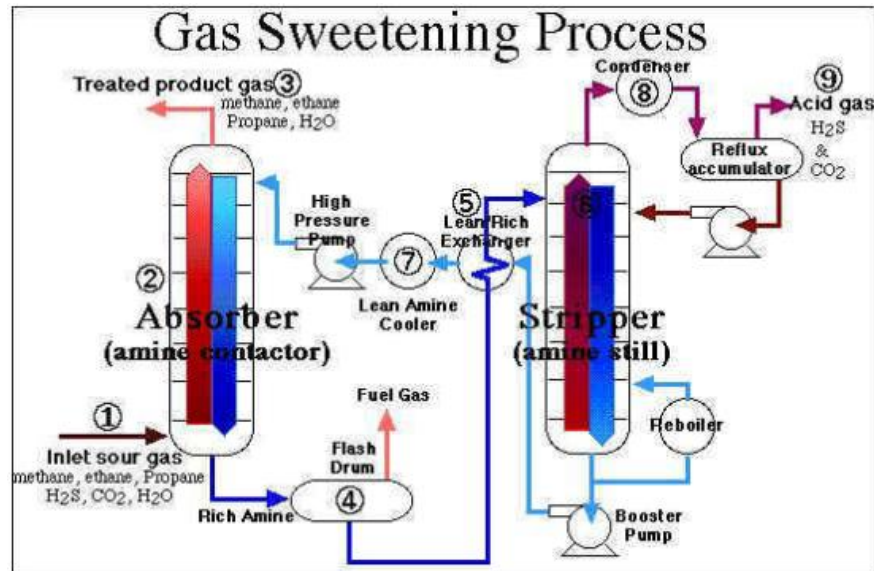
2.8.3 Remoción de Gases Ácidos

Para evitar la corrosión en los sistemas de combustión y reducir las emisiones contaminantes, el gas pasa por un proceso de endulzamiento en el que se eliminan compuestos ácidos como H_2S y CO_2 . Este proceso se lleva el gas se somete a un proceso de endulzamiento a cabo mediante el uso de solventes químicos como aminas o procesos físicos con membranas selectivas. (Sinnott, 2020)

Torre de Endulzamiento con Aminas: Elimina compuestos ácidos como el H_2S y el CO_2 mediante la absorción química con soluciones de aminas (Speight J. G., 2014)

Figura 12

Torre de endulzamiento de Aminas

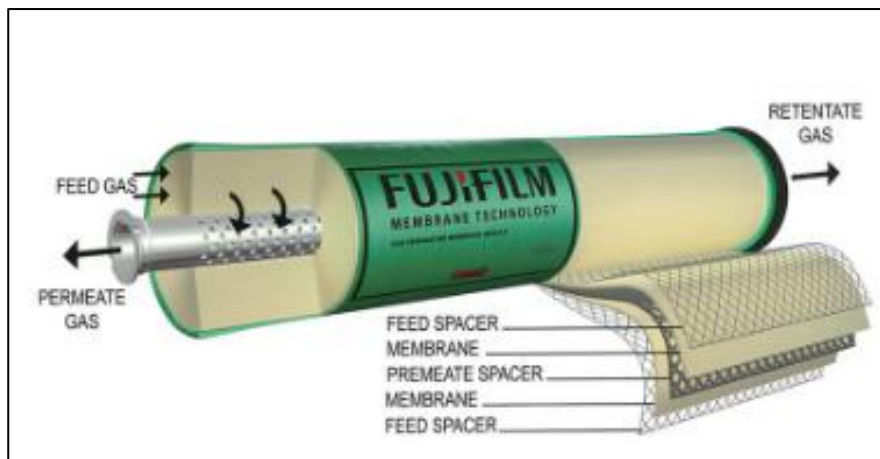


Nota. <https://www.ingenieriaquimica.net/articulos?start=88>

Sistema de Membranas Selectivas: Separa gases ácidos del gas natural utilizando membranas que permiten el paso selectivo de ciertos componentes (Kohl, 1997)

Figura 13

Membranas selectivas



Nota. <https://www.fujifilm.com/mx/es/business/manufacturing-process/gas-separation-membranes/overview>

2.8.4 Regulación de la Presión y Composición:

Antes de ingresar a las turbinas de generación, el gas debe cumplir con ciertos requisitos de presión y composición. Se utilizan válvulas de control y analizadores en tiempo real que monitorean la calidad del gas y realizan ajustes automáticos para garantizar una combustión estable y eficiente (McCain, 1990)

Los equipos que se pueden utilizar para regular la presión son:

Válvula de Control de Presión: Regula la presión del gas dentro de los parámetros óptimos para una combustión eficiente. (Speight J. G., 2014)

Figura 14

Válvula de control



Nota. <https://instrumentacionhoy.blogspot.com/2014/12/valvulas-de-control-conceptos-basicos.html>

Analizador Gas en Tiempo Real: Supervisa la composición del gas para garantizar el cumplimiento de las especificaciones necesarias para la generación eléctrica (Sinnott, 2020)

Figura 15

Medidor de gas en tiempo real



Nota. <https://www.testo.com/es-PE/testo-340/p/0632-3340>

Estos equipos trabajan en conjunto para acondicionar el gas asociado, asegurando su idoneidad como combustible y garantizando la eficiencia y seguridad del proceso.

2.9 Tecnologías para la generación eléctrica con Gas Asociado: Comparación y Aplicaciones

La selección de la tecnología para la generación eléctrica a partir del gas asociado es un aspecto fundamental en el diseño de plantas eficientes y sostenibles. Las tres principales tecnologías empleadas para este fin incluyen turbinas de gas simples, motores de combustión

interna y ciclo combinado. Cada opción ofrece ventajas y limitaciones que deben evaluarse según las características del gas disponible, la eficiencia energética y los costos operativos.

2.9.1 Turbina de Gas Simple

Son una de las tecnologías más usadas en generación eléctrica con gas natural y gas asociado. Este sistema opera bajo el ciclo Brayton, donde el gas se comprime, se mezcla con aire y se incinera en una cámara de combustión, generando gases de escape que impulsan una turbina conectada a un generador eléctrico (Boyce, 2017).

Una de las principales ventajas de las turbinas de gas es su rápida capacidad de arranque, lo que permite que sean utilizadas en aplicaciones de respaldo o generación distribuida (Siemens Energy, 2022). Sin embargo, presentan una eficiencia limitada, con valores que oscilan entre 30% y 40% en condiciones óptimas (International Energy Agency [IEA], 2020). Esto implica que una proporción significativa de la energía del gas se disipa como calor residual.

A pesar de estas limitaciones, las turbinas de gas simples son una opción viable cuando se requiere generación de energía inmediata y se dispone de un suministro estable de gas de calidad. Son ampliamente utilizadas en plataformas petroleras, plantas de energía de ciclo abierto y generación de emergencia.

2.9.2 Motores de Combustión Interna

Representan una alternativa flexible y eficiente para generar electricidad con gas asociado. Funcionan bajo el ciclo Otto o Diesel, dependiendo del tipo de motor, y son capaces de operar con una amplia variedad de composiciones de gas, incluyendo mezclas con alto contenido de propano y butano (Wärtsilä, 2021).

Los motores de combustión interna presentan una mayor eficiencia térmica, alcanzando valores entre 35% y 45% en generación eléctrica (U.S. Energy Information

Administration [EIA], 2021). Además, pueden operar en modo modular, lo que permite escalar la capacidad de generación según la demanda energética (MAN Energy Solutions, 2022).

Sin embargo, su principal desventaja es el mantenimiento frecuente que requieren, debido a la complejidad de sus componentes mecánicos y la necesidad de sistemas de lubricación y enfriamiento más robustos. A pesar de esto, los motores de combustión interna son ideales para plantas de generación descentralizada, operaciones en campos petroleros y microrredes eléctricas.

2.9.3 Ciclo Combinado

Actualmente, es la alternativa más eficiente para la generación eléctrica a partir del gas asociado. Este sistema integra una turbina de gas y una turbina de vapor, reutilizando el calor residual de los gases de escape para generar vapor y producir energía eléctrica adicional (Boyce, 2017).

Gracias a este aprovechamiento del calor, las plantas de ciclo combinado pueden alcanzar eficiencias del 50% al 60%, lo que implica una disminución significativa en el consumo de gas por megavatio generado (Siemens Energy, 2023). Además, su diseño permite menores emisiones de CO₂ y NO_x, cumpliendo con normativas ambientales más estrictas (IEA, 2021).

A pesar de su alta eficiencia, las plantas de ciclo combinado requieren una inversión inicial más alta en comparación con turbinas de gas simples o motores de combustión interna. Sin embargo, el retorno de inversión resulta ventajoso por su menor consumo de combustible y su mayor generación de electricidad por unidad de gas (EIA, 2022). Por esta razón, son la tecnología preferida en grandes plantas de generación eléctrica, proyectos de gas asociado y centrales eléctricas industriales.

Cada tecnología de generación eléctrica con gas asociado tiene aplicaciones específicas según las necesidades del proyecto. Mientras que las turbinas de gas simples son óptimas para una generación rápida, los motores de combustión interna sobresalen por su eficiencia en proyectos descentralizados. Sin embargo, cuando se busca maximizar la eficiencia y reducir el consumo de combustible, el ciclo combinado es la mejor alternativa. La elección final dependerá del suministro de gas, el costo de inversión y la demanda energética del proyecto.

2.10 Proceso de transformación del gas asociado a GLP

La transformación del gas asociado en Gas Licuado de Petróleo (GLP) comienza con la separación del gas del crudo en las estaciones de producción. Este gas contiene hidrocarburos ligeros como metano, etano, propano y butanos, junto con impurezas como dióxido de carbono y sulfuros. Para su aprovechamiento, primero se realiza un proceso de deshidratación y eliminación de impurezas mediante absorción con aminas o procesos criogénicos, según las características del gas producido. Tecnologías recientes han optimizado este proceso, logrando una mayor eficiencia en la remoción de contaminantes y reduciendo costos operativos (Speight, 2020). En Ecuador, la normativa vigente de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (2023), instituye estándares técnicos hacia la pureza del gas tratado antes de su procesamiento para GLP.

Una vez que el gas asociado ha sido purificado, se somete a un proceso de fraccionamiento en plantas de separación de líquidos de gas natural. Aquí, se extraen componentes individuales mediante torres de destilación y absorción, donde los hidrocarburos pesados, como propano y butanos, se condensan para formar GLP. En los últimos cinco años, se han implementado tecnologías de separación criogénica más

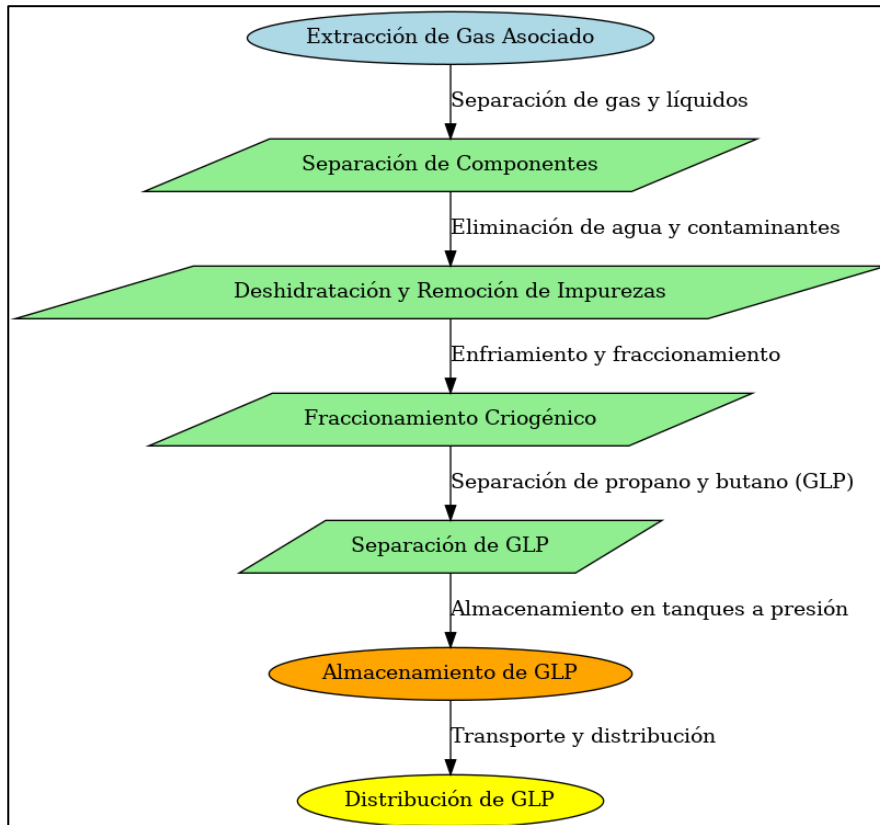
eficientes, como el proceso Turboexpander, que mejora el rendimiento en la extracción de líquidos y reduce el consumo energético (Mokhatab et al., 2019). Experiencias internacionales en países como Estados Unidos y Argentina utilizan el fraccionamiento con este tipo de tecnología puede aumentar la producción de GLP en más del 20 % sin requerir expansiones significativas en infraestructura.

Finalmente, el GLP obtenido es sometido a procesos de almacenamiento, transporte y distribución. En Ecuador, el GLP se almacena en esferas criogénicas o tanques presurizados y se transporta en camiones cisterna hasta los centros de distribución. Un desafío técnico relevante es la infraestructura de almacenamiento, que debe cumplir con normativas de seguridad y eficiencia energética. Tecnologías recientes permiten monitoreo en tiempo real para evitar pérdidas y mejorar la logística de distribución. Si bien el aprovechamiento del gas asociado como GLP tiene beneficios ambientales al reducir la quema de gas en antorcha, su mayor ventaja radica en su impacto técnico, pues optimiza la eficiencia de su uso (Kiss, 2021).

En la figura 16, se presenta un el flujo del proceso propuesto para el tratamiento y producción de GLP a partir del gas asociado:

Figura 16

Obtención de GLP a partir de gas asociado



2.11 Acondicionamiento del gas

El primer paso en el procesamiento del gas asociado es la **remoción de impurezas** que se detalla en el apartado 2.8.

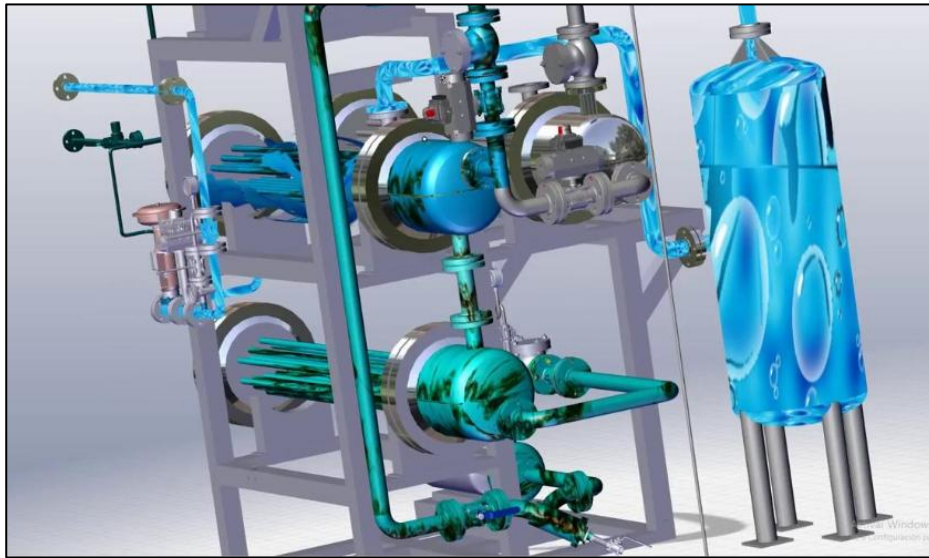
2.12 Fraccionamiento Criogénico

Después del acondicionamiento del gas, se procede al fraccionamiento criogénico, un proceso que enfría el gas a temperaturas extremadamente bajas para separar sus distintos componentes. En esta etapa se obtiene el GLP, compuesto principalmente de propano y butano. (Kidnay, 2011)

Para el fraccionamiento criogénico, se pueden utilizar la unidad de enfriamiento criogénico, el cual reduce la temperatura del gas hasta niveles de licuefacción.

Figura 17.

Unidad de fraccionamiento criogénico



Nota. <https://www.youtube.com/watch?v=dl2tkKLWQQw>

2.13 Almacenamiento y Distribución del GLP:

Una vez obtenido el GLP, este debe ser almacenado en condiciones seguras y posteriormente distribuido para su comercialización y uso final. Para ello, se utilizan tanques a presión diseñados para contener el propano y butano licuados, como esferas de almacenamiento. (American Petroleum Institute, 2019)

Las esferas de almacenamiento: son estructuras esféricas diseñadas para almacenar Gas Licuado de Petróleo (GLP) a presión. Su forma esférica permite una distribución uniforme de la presión interna, ofreciendo una excelente resistencia estructural y eficiencia en el uso del material. (Ltd., s.f.)

Figura 18

Esferas de almacenamiento GLP



Nota. <https://tatsa.mx/recipientes-esfericos-a-presion/>

Compresores de Bombeo: Los compresores de bombeo se utilizan para mover el GLP desde los tanques de almacenamiento hacia las unidades de distribución o transporte. Estos equipos incrementan la presión del gas, facilitando su flujo a través de las tuberías y asegurando una entrega eficiente. (Corken, s.f.)

Figura 19

Compresores de bombeo



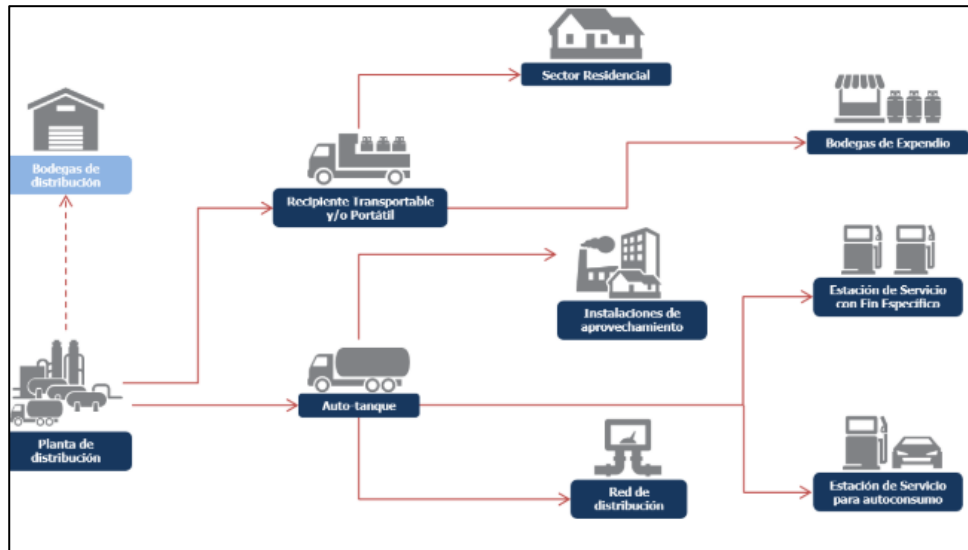
Nota. https://es.made-in-china.com/co_toplongcompressor/product_CNG-Compressor-LPG-Compressor-Dw-6-0-1-3-25-eiuhrgnsg.html

2.14 Carga y Distribución

Los sistemas de carga y distribución están diseñados para transferir el GLP desde las instalaciones de almacenamiento hacia los medios de transporte, como camiones cisterna o cilindros para distribución minorista. Estos sistemas incluyen tuberías, válvulas, bombas y equipos de seguridad (Ingeniería., 2018)

Figura 20.

Sistema de carga y distribución de GLP



Nota: <https://www.gob.mx/cre/acciones-y-programas/distribucion-de-gas-licuado-de-petroleo-mediante-planta-de-distribucion>

CAPÍTULO III: METODOLOGÍA

3.1 Tipo de investigación

Este estudio se inscribe en el ámbito de la investigación aplicada, ya que tiene como objetivo desarrollar soluciones concretas y viables para el aprovechamiento del gas asociado en el campo Shushufindi, Bloque 57. Este enfoque permite convertir el conocimiento teórico en aplicaciones prácticas que favorecen la eficiencia energética y la sostenibilidad ambiental en la industria petrolera ecuatoriana.

Además, la investigación tiene un enfoque descriptivo y exploratorio. Es descriptivo porque analiza en detalle las características del gas asociado, su composición, los volúmenes disponibles y las tecnologías existentes para su aprovechamiento. Es exploratorio porque busca identificar las alternativas más viables dentro del contexto técnico, económico y normativo actual, considerando las condiciones particulares del bloque petrolero estudiado.

3.2 Diseño de investigación

El diseño metodológico es de tipo no experimental y transversal. No es experimental porque no se manipulan variables ni se interviene directamente en el proceso de producción de gas asociado; en su lugar, se estudian datos ya existentes y se modelan escenarios de aprovechamiento. Es transversal porque se analiza la situación en un período de tiempo determinado, con el fin de generar propuestas viables para su implementación.

En el desarrollo del estudio, se utilizan metodologías de análisis de datos combinadas con herramientas de evaluación energética y económica. Si bien no se realizarán pruebas en campo, el uso de modelos de simulación y estudios comparativos aportará un nivel de precisión en la toma de decisiones.

3.3 Población y muestra

El volumen de gas asociado producido es la población de estudio, así como la normativa técnica y regulatoria que rige su aprovechamiento. Dentro de esta población, la muestra se delimita a los registros históricos de producción de gas en el Bloque #57, con especial énfasis en el período más reciente, a fin de garantizar que el análisis refleje la situación actual del campo.

Para la selección de datos, se consideran fuentes como:

- Reportes de producción de Petroamazonas y EP Petroecuador (datos de caudal de gas, contenido de hidrocarburos y composición química).
- Normativa vigente en Ecuador sobre la gestión de gas asociado y reducción de la quema en mecheros.
- Estudios previos sobre proyectos similares implementados en la región o en otros países con condiciones comparables.

La muestra utilizada en este estudio permite definir con precisión el potencial de aprovechamiento del gas, identificando las oportunidades técnicas y financieras.

3.4 Instrumentos de recolección de datos

Para la recopilación y análisis de información, se utilizan múltiples fuentes de datos, incluyendo:

Reportes oficiales.

Informes ambientales y regulatorios.

Publicaciones científicas y técnicas.

Datos estadísticos sobre demanda energética y consumo de GLP en Ecuador.

Análisis comparativo de proyectos similares:

Revisión de casos de éxito en la región.

Identificación de tecnologías utilizadas en otros bloques petroleros con condiciones similares.

3.5 Procedimiento de investigación

El desarrollo del estudio sigue una metodología estructurada en varias etapas:

Fase 1: Diagnóstico del problema

Se analiza la actual gestión del gas asociado en el Bloque #57, identificando las pérdidas energéticas generadas por la quema en mecheros y su impacto ambiental. Se revisan los datos para determinar el volumen de gas disponible y su composición química.

Fase 2: Revisión documental y normativa

Se recopila información técnica sobre procesos de aprovechamiento de gas, tecnologías disponibles y experiencias en otros campos petroleros. Se estudian las regulaciones locales y los incentivos gubernamentales para proyectos de reducción de emisiones y aprovechamiento energético.

Fase 3: Análisis técnico de alternativas

Se comparan diferentes opciones de aprovechamiento del gas asociado, considerando factores como:

Viabilidad tecnológica de la generación eléctrica y producción de GLP.

Costos de implementación y operación.

Rendimiento energético y eficiencia del proceso.

Impacto ambiental y reducción de emisiones.

Fase 4: Evaluación económica y financiera

Se realiza una proyección de inversión, costos operativos y rentabilidad de cada alternativa, empleando herramientas de modelado financiero y análisis de costos-beneficios.

Fase 5: Elaboración de conclusiones y recomendaciones

Con base en los análisis previos, se presentan las mejores estrategias para la implementación del proyecto, considerando tanto el contexto técnico y financiero como la viabilidad regulatoria.

3.6 Análisis de datos

Los datos obtenidos se analizan mediante:

Estadística descriptiva: Para interpretar los volúmenes de gas disponibles y su composición química.

Simulación de escenarios: Para modelar el rendimiento de cada alternativa de aprovechamiento en distintos contextos.

Análisis de costos y beneficios: Para determinar la viabilidad económica del proyecto.

Comparaciones con experiencias previas: Para evaluar la aplicabilidad de tecnologías utilizadas en otros proyectos similares.

3.7 Consideraciones éticas

Este estudio se lleva a cabo respetando los principios de ética técnica, sostenibilidad y responsabilidad ambiental. Se busca reducir la contaminación generada por la quema de gas en mecheros y promover un uso eficiente de los recursos energéticos disponibles.

Además, se cumplen todas las normativas ecuatorianas sobre la gestión de hidrocarburos y mitigación de impactos ambientales. En caso de manejar información confidencial, se garantizará su uso responsable y bajo estándares de ética profesional.

Desde un enfoque social, el proyecto posee el potencial de generar beneficios para las comunidades cercanas mediante la reducción de emisiones contaminantes y el aprovechamiento de energía limpia.

CAPÍTULO IV: PROPUESTA DEL DESARROLLO DEL PROYECTO

TÉCNICO

El aprovechamiento del gas asociado en el campo Shushufindi, Bloque #57, representa una oportunidad estratégica para la generación de electricidad mediante un ciclo combinado. En este capítulo, se presentan los datos característicos del gas disponible, los límites necesarios para su uso en generación, el análisis de su composición y la necesidad de tratamiento previo. Además, se detallan las distintas etapas del proceso de acondicionamiento del gas, los cálculos de balance de materia y energía, y la estimación de la potencia generada con el gas tratado. A través de este análisis, se demuestra la viabilidad técnica del proyecto y se justifica la elección del ciclo combinado como la mejor alternativa.

4.1 Situación actual del Bloque #57, plataformas H y T

En la actualidad, gran parte del gas asociado en el Bloque 57 es venteado o quemado debido a la falta de infraestructura para su aprovechamiento. Esto representa no solo una pérdida de un recurso valioso, sino también un problema ambiental. Para contrarrestar esta situación, se plantea la generación eléctrica y una planta de fraccionamiento para la producción de GLP, lo que permitiría transformar el gas en energía y combustible doméstico, beneficiando tanto a la industria como a las comunidades cercanas.

4.2 Descripción operativa del bloque #57, plataforma H y T

4.2.1 Plataforma H

La plataforma H del Bloque 57 cuenta con 25 pozos en producción, con una capacidad de extracción de 1855 miles de pies cúbicos de gas diario. Su operación se basa en un sistema de separación trifásica que permite la extracción eficiente de crudo, agua y gas. Este gas es transportado a través de una red de ductos hasta la estación de compresión, donde se optimiza su presión para su uso en generación eléctrica o fraccionamiento de GLP. La plataforma está

equipada con sistemas de control de presión y flujo automatizados, garantizando estabilidad en el proceso y reduciendo riesgos operativos. Además, se han implementado estrategias de mantenimiento predictivo, lo que contribuye a una producción más eficiente y sostenible.

4.2.2 Plataforma T

La plataforma T, también con 25 pozos en operación, tiene una producción de 1357 MSCFD. Su infraestructura cuenta con sistemas de captura y procesamiento que optimizan la extracción y separación de los fluidos producidos. Al igual que en la plataforma H, el gas va a la unidad de compresión, donde se acondiciona para su aprovechamiento energético, lo que permite un control preciso de la presión, temperatura y caudal de producción. Además, los sistemas de reinyección de agua aseguran un equilibrio en la presión del yacimiento, contribuyendo a la sostenibilidad del campo. Estas mejoras aumentan la eficiencia operativa, y refuerzan el compromiso con la reducción del impacto ambiental y la optimización del uso del gas asociado.

4.3 Datos del gas asociado

El campo es una fuente importante de gas asociado, el cual puede ser aprovechado para generación eléctrica. Las plataformas H y T reportan un caudal (C) de 3,21 MMSCFD de gas asociado, con las siguientes características fisicoquímicas:

Tabla 1

Datos gas asociado

MUESTRA DE	SHUSHUFINDI PAD T, H
PRESIÓN (PSI)	25
TEMPERATURA (°F)	137
DATE	19-feb-24

Nota. EP Petroecuador

Tabla 2*Composición molar del gas asociado*

Componente	Fracción Molar (%)
Nitrógeno (N₂)	0,17
Metano (CH₄)	75,34
Dióxido de Carbono (CO₂)	2,71
Etano (C₂H₆)	9,73
Agua (H₂O)	0,00
Propano (C₃H₈)	6,2
i-Butano (i-C₄H₁₀)	0,00
n-Butano (n-C₄H₁₀)	4,48
i-Pentano (i-C₅H₁₂)	0,72
n-Hexano (n-C₆H₁₄)	0,07
n-Heptano (n-C₇H₁₆)	0,04

Nota. EP Petroecuador**Tabla 3***Propiedades del Gas*

PROPIEDADES DEL GAS A 14,7 PSI & 60°F		
Poder calorífico Bruto (PCS)	1291,4	BTU/ft ³
Poder calorífico neto (PCI)	1172,9	BTU/ft ³
Peso molecular	22,6	lb/lb-mol
Factor de compresibilidad	0,9935	
Densidad	0,06	lb/ft ³
S.G.	0,7857	
Densidad	0,9616	Kg/m ³

Nota. EP Petroecuador**Tabla 4***Propiedades del gas*

PROPIEDADES DEL GAS A 25 PSI & 137°F		
Factor de compresibilidad	0,9879	
Densidad	0,1419	lb/ft ³
S.G.	0,7902	
Densidad	2,2746	Kg/m ³

Nota. EP Petroecuador

4.4 Límites para el uso Directo en Generación

Para que el gas pueda ser utilizado directamente en un sistema de generación eléctrica, debe cumplir con ciertos parámetros técnicos. En la tabla 5, se comparan valores de la muestra de gas asociado y los valores óptimos recomendados por fabricantes para generación eléctrica:

Tabla 5

Parámetros de cumplimiento para generación eléctrica

Componente	Fracción molar (%)	Recomendado fabricantes (%)	¿Cumple?
Metano (CH ₄)	75,34	70 - 100	Sí
Etano (C ₂ H ₆)	9,73	≤ 10	Sí
Propano (C ₃ H ₈)	6,2	≤ 5	No
n-Butano (n-C ₄ H ₁₀)	4,48	≤ 2	No
Dióxido de Carbono (CO ₂)	2,71	≤ 2	No
Nitrógeno (N ₂)	0,17	≤ 5	Sí
Agua (H ₂ O)	0,00	≤ 0,1	Sí

Nota. El valor recomendado se obtiene de fabricantes de equipos

Con base en esta comparación, el gas no puede ser utilizado directamente en la generación eléctrica sin tratamiento previo, debido a los altos contenidos de propano, n-butano y dióxido de carbono (CO₂), los cuales pueden afectar la estabilidad de combustión y la eficiencia de los equipos generadores.

4.5 Evaluación de Tratamiento Previo

El análisis del gas asociado demuestra que ciertos componentes exceden los límites recomendados para una operación eficiente de equipos de generación. En particular:

El exceso de CO₂ (2,71% vs. ≤ 2%) reduce el poder calorífico y puede generar inestabilidad en la combustión.

El alto contenido de propano (6,2% vs. ≤ 5%) y n-butano (4,48% vs. ≤ 2%) puede afectar el rendimiento de los generadores y causar problemas operativos.

Los demás componentes se encuentran dentro de parámetros aceptables.

El gas es apto para la generación eléctrica, cuando pase por un tratamiento previo que permita reducir estos compuestos a niveles óptimos.

4.6 Tratamiento previo a la generación del gas asociado

Debido a la necesidad de realizar tratamiento previo del gas asociado para el cumplimiento de los parámetros mínimos, se procede a realizar las siguientes etapas:

4.6.1 Etapa 1: Remoción de CO₂ mediante Absorción con Amina

Caudal de entrada (C) = 3,21MMSCFD

$$CO_2removido = (Fracción\ molar\ medida - fracción\ molar\ requerida) * C \quad (1)$$

$$CO_2removido = (0,0271 - 0,0003) * 3,21 = 0,0860 \text{ MMSCFD}$$

$$C_{DESPUÉS\ DEL\ TRATAMIENTO} = 3,21MMSCFD - 0,0860 \text{ MMSCF} = 3,1239 \text{ MMSCFD}$$

Gas después del tratamiento: 3,1239 MMSCFD

CO₂ removido: 0.0860 MMSCFD

Equipo requerido: Torre de absorción con regenerador

Consumo de amina (MEA): 0,3 gal/MMSCF por cada 1% de CO₂ removido

4.6.2 Etapa 2: Remoción de hidrocarburos pesados

Gas antes del tratamiento: 3,1239 MMSCFD

$$C_3H_8removido = (Fracción\ molar\ medida - fracción\ molar\ requerida) * C \quad (2)$$

$$C_3H_8removido = (0.062 - 0,0029) * 3,1239 \text{ MMSCFD} = 0,1846 \text{ MMSCFD}$$

$$C_{\text{DESPUÉS DEL TRATAMIENTO}} = 3,1239 \text{MMSCFD} - 0,1846 \text{MMSCF} = 2,9393 \text{MMSCFD}$$

Gas después del tratamiento: 2,9393 MMSFCD

$$nC_4H_{10} \text{removi} = (\text{Fracción molar medida} - \text{fracción molar requerida}) * C \quad (3)$$

$$nC_4H_{10} \text{removido} = (0.0448 - 0,0022) * 2,9393 \text{MMSCFD} = 0,1252 \text{MMSCFD}$$

$$C_{\text{DESPUÉS DEL TRATAMIENTO}} = 2,9393 \text{MMSCFD} - 0,1252 \text{MMSCF} = 2,8140 \text{MMSCFD}$$

Gas después del tratamiento: 2,8140 MMSFCD

Equipo requerido: Torre de fraccionamiento.

En caso de que el gas asociado presente agua en su caracterización, así sea una pequeña cantidad, es necesario colocar una torre de deshidratación con Trietilenglicol (TEG) para evitar problemas en la turbina o motor de combustión.

4.7 Energía disponible después del tratamiento del gas asociado

Después de aplicar los procesos de tratamiento al gas asociado de las plataformas H y T del Bloque #57, se obtiene un gas más limpio y adecuado para su uso en generación eléctrica. La reducción de dióxido de carbono y de hidrocarburos pesados ha permitido mejorar su estabilidad de combustión y aumentar su eficiencia energética. Para cuantificar la cantidad de energía disponible tras el tratamiento, se realiza un cálculo basado en el caudal final del gas y su poder calorífico neto, lo que nos proporciona una estimación precisa de la capacidad energética que podrá ser aprovechada en el proceso de generación eléctrica.

$$E_{\text{disponible}} = C * PCI \quad (4)$$

$$E_{\text{disponible}} = 2,814 * 1089,7 = 3066,41 \frac{\text{MMBtu}}{\text{día}} = 897955,5 \text{ kWh/día}$$

4.8 Generación de Energía Eléctrica

4.8.1 Selección de la tecnología para generación eléctrica

Los criterios fundamentales a considerar son:

Eficiencia: Se debe optar por una tecnología que aproveche al máximo la energía del gas, como el ciclo combinado, que puede alcanzar una eficiencia del 50-60%. En la tabla 6, se establecen las eficiencias promedio de las diferentes tecnologías.

Tabla 6

Eficiencia comparativa

Tecnología	Eficiencia promedio (%)
Turbina de gas simple	30 – 40%
Ciclo combinado	50 – 60%
Motores de combustión interna	35 – 45%

Nota. Adaptada de datos de la International Energy Agency (IEA)

Consumo de combustible (gas asociado): Es esencial seleccionar un sistema que optimice el uso del gas disponible, reduciendo las pérdidas energéticas y el desperdicio de recursos.

Dado que el ciclo combinado aprovecha mejor la energía térmica, consume menos gas por cada megavatio generado en comparación con las turbinas de gas simples o motores de combustión interna. Esto se traduce en un menor costo operativo y un mejor aprovechamiento del gas asociado.

Reducción de emisiones contaminantes: Tecnologías con menores emisiones de CO₂ y NO_x son preferibles para cumplir con normativas ambientales y minimizar el impacto ambiental.

Tabla 7

Reducción de emisiones contaminantes

Tecnología	Emisiones de CO ₂ (kg/MWh)
Turbina de gas simple	500 – 550
Ciclo combinado	300 – 350
Motores de combustión interna	450 – 500

Nota. Adaptada de datos de la International Energy Agency (IEA)

De la tabla 7, se deduce que el ciclo combinado reduce las emisiones hasta en un 40% respecto a una turbina de gas simple.

Aprovechamiento óptimo del gas asociado: Se deben considerar opciones que puedan manejar variaciones en la composición del gas sin afectar su desempeño.

En este sentido, los motores de combustión interna son más sensibles a cambios en la composición del gas. Así también las turbinas de gas simples, que pueden presentar si tienen un poder calorífico bajo.

Por otro lado, el ciclo combinado es más tolerante a variaciones en la calidad del gas y puede manejar mezclas de gases con mayor estabilidad.

Costos de inversión: Es fundamental analizar la relación costo-beneficio, tomando en cuenta tanto la inversión inicial como los costos operativos a largo plazo. En la tabla 8, se detalla el costo de instalación.

Tabla 8

Costo de instalación estimado

Tecnología	Costo aproximado (USD/kW)
Turbina de gas simple	600 – 1000
Ciclo combinado	900 – 1500
Motores de combustión interna	750 – 1200

Nota. Adaptada de datos de la International Energy Agency (IEA)

Si bien una planta de ciclo combinado tiene un mayor costo de inversión inicial, los costos operativos son más bajos y tiene mayor eficiencia compensan esta inversión en el mediano plazo.

Teniendo en cuenta estos aspectos, el ciclo combinado se presenta como la mejor alternativa debido a su alta eficiencia y menor consumo de gas.

4.8.2 Cálculo del ciclo combinado con gas tratado

Para determinar el desempeño del ciclo combinado utilizando el gas tratado, se realizan cálculos detallados en cada una de sus etapas. Los cálculos incluyen la energía disponible, la potencia generada, la energía recuperada en la caldera y la potencia adicional de la turbina de vapor.

La energía disponible en el gas tratado es 3066,41 MMBTU/día

La potencia generada en la turbina de gas se determina utilizando la eficiencia del sistema y la conversión de energía térmica en electricidad (U.S. Energy Information Administration, 2020):

$$Potencia_{TURBINA\ DE\ GAS}(MW) = \frac{E_{disponible} \times \eta_{TURBINA\ GAS}}{24 \times Factor\ de\ conversi3n\ a\ MWh} \quad (5)$$

Eficiencia de la turbina de gas = 35% ((IEA), Efficiency and emissions in modern power generation, 2020)

Factor de conversión: 1 MWh = 3,412 MMBtu

$$Potencia_{TURBINA DE GAS} = \frac{3066,41 * 0,35}{24 * 3,412} = 13,10 \text{ MW}$$

El calor remanente de los gases de escape de la turbina de gas es aprovechado en la caldera de recuperación de calor y transformarlo en vapor a alta presión. La energía disponible para la generación de vapor se calcula como:

$$E_{RECUPERADA}(\text{MMBtu/día}) = E_{disponible} * (1 - \varepsilon_{TURBINA DE GAS}) \quad (6)$$

$$E_{RECUPERADA} = 3066,41 * (1 - 0,35) = 1993,17 \text{ MMBtu/día} = 2,101 \times 10^{12} \text{ kJ/día}$$

H_{agua alimentación} (~50°C): 419 kJ/kg (Energy, 2023)

H_{vapor sobrecalentado} (~540°C, 100 bar): 2,776 kJ/kg (Tablas de vapor, 2022)

$$Vapor \text{ generado} = \frac{2,255 \times 10^{12} \text{ kJ/día}}{(2776 - 419) \text{ kJ/kg}} = 8,913 \times 10^8 \text{ kg/día} = 37,14 \frac{\text{Toneladas}}{h}$$

Potencia adicional generada en la turbina de vapor se obtiene con la ecuación:

$$Potencia_{TURBINA DE VAPOR}(\text{MW}) = \frac{E_{RECUPERADA} * \varepsilon_{TURBINA VAPOR}}{24 * \text{Factor de conversión a MWh}} \quad (7)$$

Se considera 30% de eficiencia de la turbina de vapor (EIA, 2021)

Factor de conversión: 1 MWh = 3,412 MMBtu

$$Potencia_{TURBINA DE VAPOR} = \frac{1993,17 * 0,30}{24 * 3,412} = 7,30 \text{ MW}$$

Para el cálculo del total de la potencia generada en el ciclo combinado:

$$Potencia \text{ total} = Potencia \text{ Turbina de Gas} + Potencia \text{ Turbina de vapor} \quad (8)$$

$$Potencia = 13,10 + 7,30$$

$$Potencia = 20,4 \text{ MW}$$

Para cuantificar la eficiencia del ciclo combinado, se utiliza la ecuación que relaciona el caudal de gas tratado y la potencia generada:

$$\varepsilon_{CICLO\ COMBINADO} = \frac{Potencia}{C} \quad (9)$$

$$\varepsilon_{CICLO\ COMBINADO} = \frac{20,4\ MW}{2,814\ MMSCFD} = 7,24\ MW/MMSCFD = 0,00724\ kWh/SCF$$

Esto indica que, por cada 1 MMSCFD de gas tratado, el sistema de ciclo combinado genera aproximadamente 7,24 MW de potencia eléctrica; o también que cada pie cúbico de gas tratado produce aproximadamente 0,00724 kWh de electricidad en el sistema de ciclo combinado.

Se presenta en la tabla 9, un consolidado de resultados:

Tabla 9

Resultados del proceso para la obtención de electricidad a partir de gas asociado

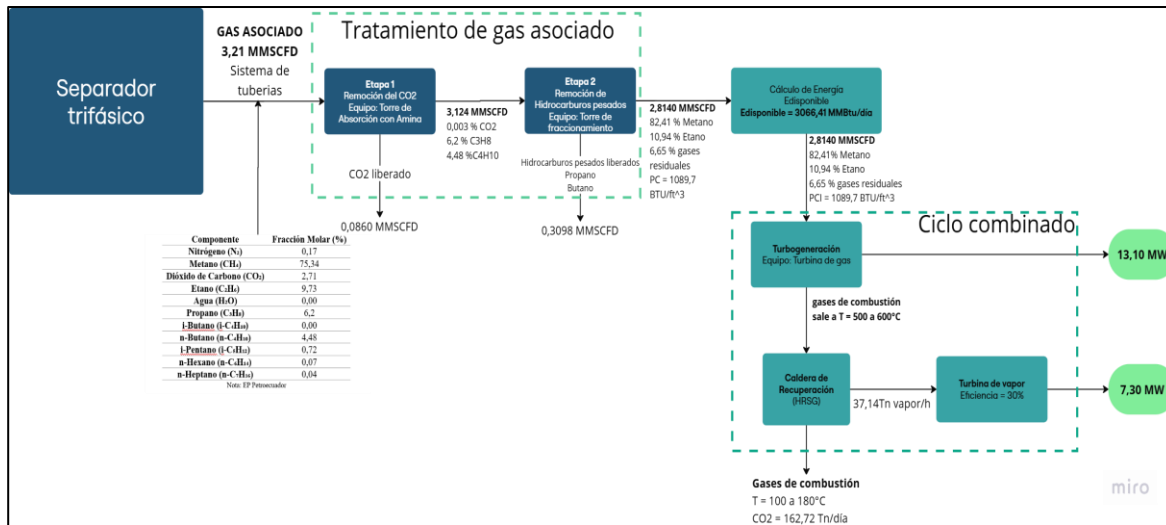
Etap	Flujo de masa	de Poder calorífico	Flujo de energía	de Equipo requerido
Extracción de gas asociado	3,21 MMSCFD	1172,9 BTU/ft ³	3765 MMBTU/día	Separadores trifásicos
Tratamiento del gas				
Remoción del CO ₂	3,1239 MMSCFD	1172,9 BTU/ft ³	3603,5 MMBTU/día	Torre de absorción con amina
Remoción de hidrocarburos pesados C ₃ ⁺	2,8140 MMSCFD	1089,7 BTU/ft ³	3603,5 MMBTU/día	Torre de fraccionamiento.
Generación eléctrica				
Compresión del gas	2,8140 MMSCFD	1089,7 BTU/ft ³	3066,42 MMBTU/día	Compresor de alta presión
Combustión	2,8140 MMSCFD	1089,7 BTU/ft ³	897,95 MWh/día	Turbina de gas
Caldera de recuperación (HRSG)	-	-	-	Caldera de recuperación
Turbina de vapor	37,14 Tn de vapor/h	-	210,1 MWh/día	Turbina de vapor
Emisiones de CO ₂	162,72 Tn/día	-	-	-

Nota. Datos obtenidos de los cálculos realizados

En la figura 21, se detalla el diagrama de flujo del proceso de obtención de generación eléctrica.

Figura 21

Obtención de energía eléctrica



Finalmente, la producción de un pozo petrolero requiere 298 kW (Chasi, 2021) para operación, por lo que con los 20,4 MW producidos, podríamos cubrir la demanda de 68 pozos.

4.9 Producción de GLP a partir de gas asociado

Como otra opción del presente proyecto, se plantea la producción de GLP a partir de gas asociado. En este apartado, se presenta un cálculo detallado sobre la producción potencial de GLP. Este análisis toma en cuenta la composición del gas, la eficiencia de recuperación de los componentes líquidos y los factores de conversión utilizados en la industria.

Para la producción de GLP se consideran los mismos datos presentados en el apartado 3.3 de este capítulo.

Los datos relevantes requeridos para la producción de gas están la tabla 10.

Tabla 10

Caracterización del gas para la producción de GLP

Componente	Fracción Molar (%)
Nitrógeno (N ₂)	0,17
Metano (CH ₄)	75,34
Dióxido de Carbono (CO ₂)	2,71
Etano (C ₂ H ₆)	9,73
Agua (H ₂ O)	0,00
Propano (C ₃ H ₈)	6,2
i-Butano (i-C ₄ H ₁₀)	0,00
n-Butano (n-C ₄ H ₁₀)	4,48
i-Pentano (i-C ₅ H ₁₂)	0,72
n-Hexano (n-C ₆ H ₁₄)	0,07
n-Heptano (n-C ₇ H ₁₆)	0,04
Caudal	3,21 MMSCFD

Nota. EP Petroecuador

Dado que el GLP está compuesto principalmente por propano y butanos, estos componentes son el foco del presente cálculo. Además, la eficiencia de recuperación en la planta de fraccionamiento se establece en:

Propano: 90%

Butano: 90%

4.10 Tratamiento del gas

Consiste en los mismos pasos y equipos detallados en el acápite 3.6.

Una vez realizado la etapa 1 de remoción de CO₂, el próximo paso es el ingreso del gas a la torre de fraccionamiento criogénico, se comprime a 500 psi y enfría a través de intercambiadores de calor a -30°C.

Las condiciones de ingreso y salida de la torre de fraccionamiento criogénico son:

Tabla 11*Condiciones de entrada y salida del gas*

Parámetros	Entrada al fraccionamiento criogénico	Salida del fraccionamiento criogénico
Presión	500 psi	83 psi
Temperatura	-20°C a -40°C	-25°C a -30°C
Estado físico	Gas	Líquido

Nota. Gas turbine Engineering Handbook

Para determinar la cantidad de propano que se podría recuperar, tomando una eficiencia del 90% y los datos presentados en la tabla 9.

$$C_3H_8_{recuperado} = C * Fracción_{propano} * 0,90 \quad (10)$$

$$C_3H_8_{recuperado} = 3,124 * 0,062 * 0,90 = 0,1743 \text{ MMSCFD}$$

Para determinar la cantidad de butano que se podría recuperar, tomando una eficiencia del 90% y los datos presentados en la tabla 9.

$$C_4H_{10}_{recuperado} = C * Fracción \text{ molar}_{butano} * 0,90 \quad (11)$$

$$C_4H_{10}_{recuperado} = 3,124 * 0,0448 * 0,90 = 0,1259 \text{ MMSCFD}$$

Los resultados de la salida del proceso de destilación fraccionada criogénica, se presentan en la tabla 12, cuyo principio de funcionamiento son los puntos de ebullición.

Tabla 12*Resultados de caudales de la salida del fraccionamiento criogénico*

Corriente de salida	Caudal (MMSCFD)
Gas residual (Metano + impurezas)	2,3523
Etano recuperado (C₂H₆)	0,3037
Propano recuperado (C₃H₈)	0,1743
Butano recuperado (C₄H₁₀)	0,1259
Pentanos + recuperados (C₅⁺)	0,0257
GLP total recuperado (C₃ + C₄)	0,3002
Líquidos Totales recuperados (C₂ + C₃+ C₄ + C₅⁺)	0,5628

Nota. Balance de materia en el fraccionamiento criogénico

Con la recuperación de propano y butano, se procede a calcular el total de GLP recuperado:

$$Total\ GLP_{recuperado} = 0,1743 + 0,1259 = 0,3002\ MMSCFD$$

A partir del balance de materia, se determinó que el GLP total recuperado es 0.3002 MMSCFD. Utilizando las densidades promedio de los componentes del GLP:

Densidad del Propano $\rho_{C_3H_8}$: 0,493 TM/MMSCFD (Lake, 2014)

Densidad del Butano $\rho_{C_4H_{10}}$: 0,582 TM/MMSCFD (Lake, 2014)

Se obtiene una producción estimada de:

$$GLP_{recuperado} = C_3H_8_{recuperado} * \rho_{C_3H_8} + C_4H_{10}_{recuperado} * \rho_{C_4H_{10}} \quad (12)$$

$$GLP_{recuperado} = 0,1743 * 0,493 + 0,1259 * 0,582 = 0,1592\ TM/día$$

Esto significa que, a partir del gas asociado procesado en el fraccionamiento criogénico, se pueden obtener aproximadamente 0,1592 Toneladas métricas de GLP por día.

También se pueden calcular los barriles diarios de GLP, considerando la capacidad de un barril de 159 litros:

$$GLP = \frac{GLP_{recuperado\ en\ SCF}}{Factor\ SCF/barril} \quad (13)$$

$$GLP = \frac{0,3002 \times 10^6}{11} = 27290,90 bpd$$

$$GLP = 27290,90\ barriles\ /día * 159\ litros/barril = 4339253,1\ litros/día$$

Una bombona convencional de GLP en Ecuador tiene 15 litros, entonces:

$$\#bombonas = \frac{4339253,1\ litros/día}{15\ litros/bombona} = 289283,54\ bombonas/día$$

La presión de embazado en Ecuador para los tanques de GLP doméstico (15kg) está en el rango de 80 a 120 psi.

Se presentan en la tabla 13 los resultados consolidados obtenidos:

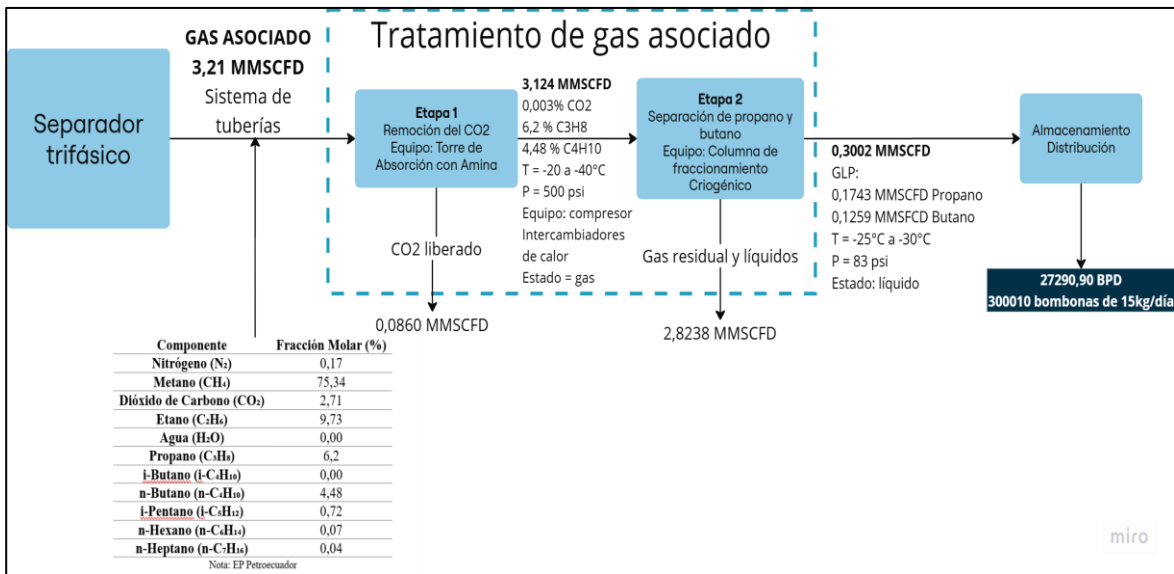
Tabla 13*Resultados de la producción de GLP a partir de gas asociado*

Etapas	Flujo de masa	Poder calorífico	Flujo de energía	Equipo requerido
Extracción de gas asociado	3,21 MMSCFD	1172,9 BTU/ft ³	3765 MMBTU/día	Separadores trifásicos
Tratamiento del gas				
Destilación fraccionada criogénica	3,124 MMSCFD	1172,9 BTU/ft ³	-	Columna de fraccionamiento criogénico
Gas luego del tratamiento	2,8966 MMSCFD	-	-	Tuberías de transferencia
Producción de GLP				
Propano y butano	0.3002 MMSCFD	-	-	Torre de destilación Separadores de fases
Compresión y enfriamiento del GLP	0,1592 Tn/día GLP líquido	-	-	Compresores Criogénicos Intercambiadores de calor
Almacenamiento y distribución	27290,90 bpd	-	-	Tanques esferas
Emisiones de CO₂	79905,4 kg/día	-	-	Sistema de venteo y control de emisiones

La Figura 22 presenta el diagrama de flujo del proceso de producción de GLP.

Figura 22

Producción de GLP



II. CONCLUSIONES

- El análisis realizado permitió identificar que las tecnologías más viables para la captación y procesamiento del gas asociado en el campo Shushufindi Bloque 57, plataformas H y T, son la generación eléctrica mediante ciclo combinado y la producción de GLP a partir de fraccionamiento criogénico. La generación de electricidad se destaca por su alta eficiencia térmica, alcanzando un rendimiento del 60% en la conversión de energía del gas, con una producción estimada de a 486,6 MWh/día partir de 2,81 MMSCFD de gas tratado. Por su parte, la producción de GLP permite la recuperación de hidrocarburos pesados con un rendimiento superior al 95% en la separación de propano y butano, generando un volumen significativo de producto comercializable. Ambas tecnologías presentan niveles adecuados de adaptación técnica, considerando la composición del gas disponible y las condiciones operativas del campo, aunque su selección dependerá del estudio de factibilidad del proyecto.

- Los datos obtenidos reflejan que el gas disponible en el campo Shushufindi tiene un poder calorífico bruto de 1089,7 BTU/ft³ después del tratamiento, lo que lo posibilita el estudio de los dos proyectos. Se determinó que, luego de la remoción del CO₂ y el fraccionamiento criogénico, el caudal disponible para generación es de 2,81 MMSCFD, mientras que la producción de GLP alcanza 27290,90 barriles por día. Sin embargo, el balance de materia en el fraccionamiento criogénico evidenció que más del 98% de los hidrocarburos pesados son eliminados, reduciendo la cantidad de gas disponible para otros usos. Esto indica que la selección de la tecnología debe considerar no solo el potencial energético del gas, sino también su composición y el impacto en la producción de subproductos comercializables, garantizando un aprovechamiento eficiente del recurso disponible.

- El desarrollo del análisis permitió evidenciar que la implementación de cualquiera de las dos opciones evaluadas: generación eléctrica mediante ciclo combinado o producción de GLP mediante fraccionamiento criogénico, requiere una infraestructura especializada y un diseño técnico acorde a las condiciones operativas del campo Shushufindi Bloque 57, plataformas H y T. En el caso de la generación eléctrica, la instalación de turbinas de gas y vapor, calderas de recuperación y sistemas de interconexión a la red es fundamental para garantizar una operación eficiente y estable. Por otro lado, la producción de GLP demanda un tren de fraccionamiento criogénico con unidades de absorción, separación de fases y almacenamiento a presión, lo que implica un mayor grado de complejidad en su implementación. Además, se identificó que la disponibilidad de infraestructura de transporte y comercialización del GLP es un factor determinante para su viabilidad. Esto confirma que, más allá del análisis energético y económico, la elección de la tecnología más adecuada debe considerar las condiciones logísticas y operativas necesarias para su ejecución.

- Desde una perspectiva económica, la producción de GLP genera ingresos significativamente mayores en comparación con la generación de electricidad. Con un volumen de 27290,90 barriles por día y un precio promedio de 80,23 USD/barril, los ingresos diarios estimados ascienden a 2,2 millones de dólares. En contraste, la generación eléctrica con 20,4 MW de capacidad produciría 489,6 MWh/día, generando ingresos diarios de aproximadamente 55,872 USD a un precio promedio de 97 USD/MWh. No obstante, la producción de GLP implica una inversión inicial de 604 millones de dólares, mientras que el ciclo combinado requiere solo 21,5 millones, representando una barrera financiera significativa. Esto evidencia que, aunque la producción de GLP es más rentable a largo plazo, la generación de electricidad ofrece una alternativa más accesible en términos de inversión y

con menor exposición a riesgos financieros, lo que debe considerarse al momento de definir la estrategia de aprovechamiento del gas asociado.

- El análisis del balance de emisiones determinó que la generación de electricidad con el gas tratado emite 162,72 toneladas de CO₂ por día, mientras que la producción de GLP reduce estas emisiones en un 60%, emitiendo 79,9 toneladas de CO₂ diarias. La menor huella de carbono de la producción de GLP se debe a la eliminación de hidrocarburos pesados en el proceso de fraccionamiento criogénico, reduciendo la cantidad de gas que se quema directamente para generación térmica. Sin embargo, el procesamiento de GLP aún genera emisiones indirectas en el transporte y almacenamiento del producto final. En este contexto, si la prioridad es reducir el impacto ambiental, la producción de GLP representa una alternativa más sostenible. No obstante, la generación de electricidad puede optimizarse con tecnologías de captura de carbono, permitiendo una mitigación parcial de su impacto ambiental y favoreciendo su sostenibilidad en el tiempo.

- El análisis de la normativa vigente en el aprovechamiento del gas asociado permitió identificar tanto oportunidades como limitaciones para su uso en generación eléctrica o producción de GLP. Actualmente, las regulaciones nacionales promueven la valorización del gas asociado, impulsando proyectos que reduzcan el venteo y la quema a cielo abierto. En este sentido, la generación eléctrica con ciclo combinado se alinea con las políticas de transición energética, favoreciendo su integración a la red eléctrica y facilitando la obtención de permisos. Por otro lado, la producción de GLP enfrenta desafíos adicionales, ya que requiere infraestructura de procesamiento, almacenamiento y distribución, además de cumplir con estándares estrictos de calidad y seguridad. No obstante, esta opción también representa una oportunidad comercial dentro del mercado de derivados de hidrocarburos.

III.RECOMENDACIONES

- Se recomienda adoptar una estrategia que combine la generación eléctrica con la producción de GLP, en lugar de optar únicamente por una de las dos tecnologías. Esta integración permitiría utilizar el gas residual del proceso de fraccionamiento criogénico para generación eléctrica, asegurando un aprovechamiento energético completo y minimizando el desperdicio del recurso. Además, la sinergia entre ambas tecnologías reduciría la dependencia exclusiva de un solo mercado, diversificando las fuentes de ingresos y aumentando la flexibilidad operativa del proyecto. Implementar un esquema de aprovechamiento dual requerirá un análisis técnico más detallado de la infraestructura existente y de los costos de inversión adicionales, pero su impacto positivo en la eficiencia energética y la rentabilidad podría justificar su implementación. De este modo, se lograría una gestión más sostenible del gas asociado, reduciendo emisiones y generando mayor valor económico.

- Se recomienda fortalecer la gestión legal y ambiental a través de la implementación de protocolos estrictos de monitoreo de emisiones y eficiencia operativa, asegurando que tanto la generación eléctrica como la producción de GLP cumplan con los estándares exigidos. La normativa actual favorece proyectos que contribuyan a la reducción del venteo y la quema de gas asociado, por lo que contar con certificaciones ambientales podría facilitar el acceso a incentivos fiscales y financiamiento sostenible. Adicionalmente, se sugiere realizar estudios periódicos de impacto ambiental, especialmente en lo referente a emisiones de CO₂, para tomar previsiones en caso de ser necesario. La incorporación de tecnologías de captura de carbono o sistemas de optimización del consumo energético podría mejorar aún más la sostenibilidad del proyecto, alineándolo con las tendencias globales de descarbonización.

- Se recomienda realizar un análisis financiero detallado que contemple distintos escenarios de precios y costos operativos. La, generación eléctrica, aunque menos rentable en el corto plazo, tiene una inversión significativamente menor (USD 21,5 millones frente a USD 604 millones para la producción de GLP) y permite una recuperación más rápida del capital. En cambio, la producción de GLP depende de la volatilidad del mercado de hidrocarburos, lo que podría afectar su estabilidad financiera. Para mitigar estos riesgos, se recomienda estructurar contratos de venta a largo plazo, asegurando una demanda estable y reduciendo la incertidumbre comercial. Asimismo, se sugiere evaluar fuentes de financiamiento externo, incluyendo inversión privada o créditos con condiciones favorables, para disminuir el impacto de la inversión inicial y mejorar la viabilidad económica del proyecto.

IV. BIBLIOGRAFÍA

- Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR), A. d. (2023). *Informe de Rendición de cuentas 2023*. Quito.
- Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR), A. d. (2023). *Informe técnico anual sobre la producción de gas asociado*. Quito, Ecuador.
- Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCERNNR), A. d. (2024). *Informe técnico de producción petrolera 2024*. Quito.
- American Petroleum Institute, A. 1. (2019). *Specification for Oil and Gas Separators*. API.
- Arnold, K. &. (2008). *urface Production Operations: Design of Oil Handling Systems and Facilities*. Amsterdam: Gulf Professional Publishing.
- Boyce, M. P. (2017). *Gas turbine engineering handbook*. Boston: gulf Professional Publishing.
- Bueno Díaz, M. V. (2021). Las TIC como mediadoras didácticas en los procesos de enseñanza aprendizaje del área de matemáticas en la básica primaria de la Institución Educativa la Laguna del Municipio de los Santos.
- Cedeño Romero, E. L. (2019). Entornos virtuales de aprendizaje y su rol innovador en el proceso de enseñanza. . *Revista de Ciencias Humanísticas y Sociales* , 138-148.
- Chasi, M. (2021). Estudio de generación eléctrica de un campo del oriente ecuatoriano. . *Estudio de generación eléctrica de un campo del oriente ecuatoriano*. . Quito, Pichincha , Ecuador.
- Corken, I. (s.f.). *Corken Inc*. Obtenido de Compresores y bombas para aplicaciones industriales.: <https://corken.com/>

- Delgado, R. Z. (2019). El m-learning, las ventajas de la utilización de dispositivos móviles en el proceso autónomo de aprendizaje. *Revista de Ciencias Humanísticas y Sociales*, 29-38.
- Díaz granados, F. I. (2006). . Incorporación de TICs en las actividades cotidianas del aula: una experiencia en escuela de provincia. *Zona próxima*, 62-85.
- Energy Information Administration (EIA), U. E. (2021). *Performance comparison of different power generation technologies*. Obtenido de Performance comparison of different power generation technologies: <https://www.eia.gov>
- Enegy, S. (2023). *Combined cycle power plants and efficiency improvements*. Obtenido de Combined cycle power plants and efficiency improvements: <https://www.siemens-energy.com>
- Energy, S. (2022). *Gas turbines: Performance and efficiency overview*. Obtenido de Gas turbines: Performance and efficiency overview: <http://www.siemens-energy.com>
- Energy, S. (2023). Innovations in Combined Cycle Power Plants. *Siemens White Paper*.
- Espín M. & Salas, D. (2021). Diseño de un plan piloto para la implementación de un método químico de recuperación mejorada (EOR) en la areana U inferior del campo Shushufindi - Bloque #57. Shushufindi, Sucumbíos, Ecuador.
- Global Gas Flaring Reduction Partnership (GGFR), G. G. (2021). Best Practices for Gas Flaring Reduction. *Best Practices for Gas Flaring Reduction*. World Bank.
- GLobal, B. (2022). Advancements in Gas Turbine Technology. *BP Technical Publications*.
- Granda Asencio, L. Y. (2019). Las TICs como herramientas didácticas del proceso de enseñanza-aprendizaje. *Conrado*, 104-110.
- Guamán Gómez, V. J. (2019). El aprendizaje significativo desde el contexto de la planificación didáctica. *Conrado*, 218-223.

- Guamán Gómez, V. J.-2. (Guamán Gómez, V. J., & Venet Muñoz, R. (2019). El aprendizaje significativo desde el contexto de la planificación didáctica. *Conrado*, 15(69), 218-223.). Guamán Gómez, V. J., & Venet Muñoz, R. (2019). El aprendizaje significativo desde el contexto de la planificación didáctica. *Conrado*, 15(69), 218-223. *Guamán Gómez, V. J., & Venet Muñoz, R. (2019). El aprendizaje significativo desde el contexto de la planificación didáctica. Conrado, 15(69), 218-223., 218-223.*
- Hidalgo, M. I.-m.-1. (2018). Estrategias metodológicas para el desarrollo del pensamiento lógico-matemático. En D. lia, *Didáctica y Educación*, 9(1), 125-132. Didasc@ lia.
- Ingeniería., I. (2018). *Nueva planta de almacenamiento y distribución de gas licuado*. Obtenido de Nueva planta de almacenamiento y distribución de gas licuado.: <https://ideatsg.com/ingenieria-de-proyectos/ya-estamos-preparando-la-nueva-planta-almacenamiento-distribucion-gas-licuado-murcia/>
- International Energy Agency (IEA), I. E. (2020). *Efficiency and emissions in modern power generation*. Obtenido de <https://www.iea.org>
- International Energy Agency (IEA), I. E. (2023). Natural Gas Market Review. *IEA Publications*.
- Kidnay, A. J. (2011). *Fundamentals of Natural Gas Processing*. CRC Press.
- Kiss, A. A. (2021). Process intensification for sustainable chemical production. Wiley.
- Kohl, A. L. (1997). *Gulf Professional Publishing*. Obtenido de Gas Purification: <https://shop.elsevier.com/books/gas-purification/kohl/978-0-88415-220-0>
- Lake, L. W. (2014). *Petroleum Engineering Handbook*. Universidad de Texas: Society of Petroleum Engineers.

- López, D. C. (2020). Las TIC en los procesos de enseñanza-aprendizaje desarrollados por maestros tutores de Educación Primaria en la Región de Murcia. *RIITE Revista Interuniversitaria de Investigación en Tecnología Educativa*.
- López, J. (2023). Integración Tecnológica en el manejo de gas asociado: Experiencias y proyecciones en América Latina. *Revista Energía y sostenibilidad*, 45-49.
- Ltd., C. S. (s.f.). *Conrex Steel* . Obtenido de esferas para almacenaje LPG: <https://conrexsteel.com/es/esferas-para-almacenaje-lpg/>
- McCain, W. D. (1990). *The Properties of Petroleum Fluids* . PennWell Books.
- Mendoza, L. R. (2020). TIC y neuroeducación como recurso de innovación en el proceso de enseñanza y aprendizaje. . *Revista de Ciencias Humanísticas y Sociales*, 85-96.
- Minas, M. d. (2023). *Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas*. Quito.
- Ministerio de Energía y Minas. (2023). *Plan Nacional de Aprovechamiento del Gas Asociado (2023-2030)*. Quito.
- Mokhatab, S. P. (2019). *Handbook of Natural Gas Transmission and Processing*. Gulf Professional Publishing.
- Mundial, B. (2023). *Estrategias de financiamiento en proyectos energéticos*.
- Pérez, A. &. (2021). Optimización energética: generación eléctrica con gas asociado. *Ingeniería Energética*, 120-135.
- Petroecuador, E. (2023). *Boletín mensual de producción de hidrocarburos*. Quito .
- Petroecuador, E. (2023). *Boletín técnico de caracterización de hidrocarburos*. Quito, Ecuador.
- Pila Moreno, L. L. (2016). Estrategias metodológicas y desarrollo del pensamiento lógico matemático de los niños del 2do año de educación básica paralelo “a”, de la unidad

educativa Isabel de Godín “escuela Simón Bolívar” de la parroquia Veloz, ciudad Riobamba, provincia Chimborazo. *Bachelor's thesis, Riobamba, UNACH 2016.*

Power, G. G. (2022). *General Electric*. Obtenido de <https://www.ge.com/power>

Ramos, G. (2018). *Modelo de confiabilidad para sistemas de levantamiento artificial con bombas eléctrico sumergible del campo Shushufindi-Bloque #57*. Shushufindi, Sucumbíos, Ecuador.

Ramos, J. E. (s.f.). Evaluación de la composición del gas asociado en campos petroleros del Ecuador. *Journal of Hydrocarbon Research*, 78-89.

Renovables, A. d. (2023). *Informe anual sobre la operaciones hidrocarburíferas en Ecuador*. Quito.

Renovables, M. d. (2023). *Plan Nacional de Aprovechamiento de Gas Asociado*. Quito .

Sharma, P. &. (2022). Natural Gas Processing Technologies for Sustainable Energy Production. *Energy Research Journal*.

Sinnott, R. K. (2020). *Chemical Engineering Design: Principles, Practice and Economics of Plant and Process Design* . Elsevier.

Skoog, D. A. (2018). *Fundamentals of Analytical Chemistry*. Cengage Learning.

Solutions, M. E. (2022). *Gas engines for power generation*. Obtenido de Gas engines for power generation: <https://www.man-es.com>

Speight, J. (2020). *Natural Gas Processing: Technology and Engineering Design*. Gulf Professional Publishing.

Speight, J. G. (2014). *Petroleum Refining Processes*. CRC Press.

Vernova, G. (2023). Gas Engines for Distributed Power Generation. *GE Energy Solutions*.

Wärtsilä. (2021). *Gas power plants: Technology, efficiency, and applications*. Obtenido de
Gas power plants: Technology, efficiency, and applications:
<https://www.wartsila.com>

Zambrano, M. (18 de abril de 2022). Infraestructura y desafíos técnicos en el procesamiento
de gas en Ecuador. *Boletín Técnico Hidrocarburiífero*, págs. 35-48.

Anexos

Reportes EP Petroecuador



**LABORATORIO DE TRATAMIENTO QUÍMICO
BLOQUE 57 SHUSHUFINDI**

ANÁLISIS CROMATOGRAFÍA DE GAS

SAMPLE FROM	SHUSHUFINDI PAD T
PRESSURE (psi)	25
TEMPERATURE (°F)	137
DATE	19-Feb-24
PRODUCER SAND:	---
PARAMETER	FRACTION (% molar)
NITROGEN	0.17
METHANE	75.34
CARBON DIOXIDE	2.71
ETHANE	9.73
WATER	0.00
PROPANE	6.20
i-BUTANE	0.00
n-BUTANE	4.48
i-PENTANE	0.72
n-PENTANE+	0.54
n-HEXANE +	0.07
n-HEPTANE+	0.04

GAS PROPERTIES @ 14.7 psig & 60° F		
Gross Heating Value	1,291.4	BTU / ft ³
Net Heating Value	1,172.9	BTU / ft ³
Molecular Weight	22.6	lb/lb-mol
Compresibility Factor	0.9935	
Density	0.0600	lb / ft ³
S.G.	0.7857	
Density	0.9616	Kg / m ³

GAS PROPERTIES @ 25 psig & 137 °F		
Compresibility Factor	0.9879	
Density	0.1419	lb / ft ³
S.G.	0.7902	
Density	2.2746	Kg / m ³



LABORATORIO DE TRATAMIENTO QUÍMICO
BLOQUE 57 SHUSHUFINDI

ANÁLISIS CROMATOGRFÍA DE GAS

SAMPLE FROM	SHSW-171
PRESSURE (psi)	50
TEMPERATURE (°F)	100
DATE	3-Jan-23
PRODUCER SAND:	UI
PARAMETER	FRACTION (% molar)
NITROGEN	2.15
METHANE	46.31
CARBON DIOXIDE	28.98
ETHANE	10.61
WATER	0.06
PROPANE	6.57
i-BUTANE	1.44
n-BUTANE	2.87
i-PENTANE	0.54
n-PENTANE+	0.34
n-HEXANE +	0.07
n-HEPTANE+	0.05

GAS PROPERTIES @ 14.7 psig & 60° F		
Gross Heating Value	1,003.3	BTU / ft ³
Net Heating Value	913.4	BTU / ft ³
Molecular Weight	30.1	lb/lb-mol
Compressibility Factor	0.9921	
Density	0.0801	lb / ft ³
S.G.	1.0493	
Density	1.2842	Kg / m ³

GAS PROPERTIES @ 50 psig & 100 °F		
Compressibility Factor	0.9711	
Density	0.3344	lb / ft ³
S.G.	1.0721	
Density	5.3618	Kg / m ³