

Pregrado

Carrera: Petróleos

Asignatura (UIC): Seminario de Carrera

Trabajo de titulación previo a la obtención del
Título en: Tecnólogo Superior en Petróleos

Tema:

El desaprovechamiento del gas asociado
en la estación CPF ENAP B-46 para
generar energía eléctrica.

Autor/s:

Deyvis Jesús López Ponce

Jhon Adrian Gonzalez Quisirumbay

Anderson Walter Salazar Andy

Tutor: Ing. Erika Viviana Quinapallo Ortiz

Fecha: 5/3/2025



Autor:



Deyvis Jesús López Ponce

Título a obtener: Tecnólogo Superior en Petróleos

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: deyvis.lopez@ister.edu.ec

Autor:



Jhon Adrian Gonzalez Quisirumbay

Título a obtener: Tecnólogo Superior en Petróleos

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: jhon.gonzalez@ister.edu.ec

Autor:



Anderson Walter Salazar Andy

Título a obtener: Tecnólogo Superior en Petróleos

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: anderson.salazar@ister.edu.ec

Dirigido por:



Ing. Erika Viviana Quinapallo Ortiz

Título: Ingeniera en Petróleos

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: erika.quinapallo@ister.edu.

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

Deyvis Jesús López Ponce

Jhon Adrian Gonzalez Quisirumbay

Anderson Walter Salazar Andy

***EL DESAPROVECHAMIENTO DEL GAS ASOCIADO EN LA ESTACION CPF
ENAP B-46 PARA GENERAR ENERGIA ELECTRICA.***

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, jueves 13 de marzo del 2025

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

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

Por medio de la presente, yo, JHON ADRIAN GONZALEZ QUISIRUMBAY, declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado: EL DESAPROVECHAMIENTO DEL GAS ASOCIADO EN LA ESTACION CPF ENAP B-46 PARA GENERAR ENERGIA ELECTRICA, 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,



JHON ADRIAN GONZALEZ QUISIRUMBAY
C.I.: 2100768270

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, jueves 13 de marzo del 2025

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

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

Por medio de la presente, yo, ANDERSON WALTER SALAZAR ANDY, declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado: EL DESAPROVECHAMIENTO DEL GAS ASOCIADO EN LA ESTACION CPF ENAP B-46 PARA GENERAR ENERGIA ELECTRICA, 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,



ANDERSON WALTER SALAZAR ANDY
C.I.: 2200516819

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, jueves 13 de marzo del 2025

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

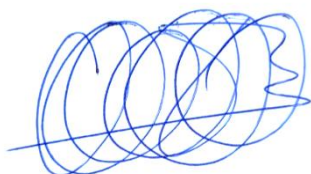
**INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE
UNIVERSITARIO**
Presente

Por medio de la presente, yo, DEYVIS JESUS LOPEZ PONCE, declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado: EL DESAPROVECHAMIENTO DEL GAS ASOCIADO EN LA ESTACION CPF ENAP B-46 PARA GENERAR ENERGIA ELECTRICA, 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,



DEYVIS JESUS LOPEZ PONCE

C.I.: 2200224109

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

CT-ANX-2025-ISTER-3

CARRERA: TECNOLOGÍA SUPERIOR EN PETROLEOS

AUTOR /ES: DEYVIS JESUS LOPEZ PONCE- JHON ADRIAN GONZALEZ

QUISIRUMBAY- ANDERSON WALTER SALAZAR ANDY

TUTOR: ING: ERIKA QUINAPALLO

CONTACTO ESTUDIANTE: 0959063830

CORREO ELECTRÓNICO: deyvisjesus@hotmail.com

TEMA: EL DESAPROVECHAMIENTO DEL GAS ASOCIADO EN LA ESTACION CPF
ENAP B-46 PARA GENERAR ENERGIA ELECTRICA.

OPCIÓN DE TITULACIÓN: UNIDAD DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

RESUMEN EN ESPAÑOL:

El proyecto busca optimizar el uso del gas generado en la estación CPF B-46, operada por ENAP, con el fin de convertirlo en energía eléctrica más eficiente y sostenible. Actualmente, este gas se está subutilizando, lo que representa una oportunidad para mejorar la generación de energía local y reducir la dependencia de combustibles líquidos. La propuesta es implementar una planta de generación eléctrica de última tecnología, que utilice una combinación de combustión de petróleo y gas asociado dentro de una ventana de combustibles compartidos. Esta planta tendría una capacidad de 8 MW, lo que sería suficiente para cubrir la demanda energética de la estación durante los próximos 10 años, con una flexibilidad operativa que minimice las interrupciones en el suministro eléctrico.

El análisis teórico examina las propiedades físicas y termodinámicas del gas asociado, así como su comportamiento ante distintas condiciones de presión y temperatura. Además, se considera el diseño de infraestructuras específicas para el tratamiento, transporte y aprovechamiento eficiente del gas, asegurando así la maximización de su poder calorífico e integración efectiva en los procesos operativos. Desde el punto de vista económico, se evalúan dos alternativas de inversión. La primera opción contempla la exclusión del gas asociado, lo que conllevaría a altos costos operativos y una mayor pérdida energética.

En la segunda, se integra el gas como combustible principal, logrando un ahorro anual estimado de 40,000 barriles de petróleo y recuperar la inversión en 3.5 años, con un posible retorno del 36%. En conclusión, el proyecto no solo mejora la eficiencia energética de la estación CPF B-46, a su vez busca reducir los costos de producción y operativos que ayudan al cumplimiento de metas ambientales, consolidando una operación más sostenible y rentable a largo plazo.

PALABRAS CLAVE: Tecnología, energética, termodinámicas, presión, temperatura, calorífico, demanda.

ABSTRACT:

The project aims to optimize the use of gas generated at the CPF B-46 station, operated by ENAP, in order to convert it into more efficient and sustainable electrical energy. Currently, this gas is underutilized, presenting an opportunity to improve local energy generation and reduce dependence on liquid fuels. The proposal is to implement a state-of-the-art power generation plant that uses a combination of oil combustion and associated gas within a shared fuels window. This plant would have a capacity of 8 MW, which would be sufficient to meet the station's energy

demand for the next 10 years, with operational flexibility to minimize interruptions in the power supply.

The theoretical analysis examines the physical and thermodynamic properties of the associated gas, as well as its behavior under various pressure and temperature conditions. Additionally, it includes the design of specific infrastructure for the treatment, transportation, and efficient utilization of the gas, ensuring the maximization of its calorific value and effective integration into operational processes. From an economic standpoint, two investment alternatives are evaluated. The first option excludes the use of associated gas, which would lead to high operational costs and increased energy loss.

Keywords: : Technology, energy, thermodynamics, pressure, temperature, heat, demand



Firma del Estudiante (AUTOR)
DEYVIS JESUS LOPEZ PONCE
C.I.: 2200224109



Firma del Estudiante (AUTOR)
JHON ADRIAN GONZALEZ QUISIRUMBAY
C.I.: 2100768270



Firma del Estudiante (AUTOR)
ANDERSON WALTER SALAZAR ANDY
C.I.: 2200516819

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, jueves 13 de marzo del 2025

Sres.-

INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO

Presente

Yo **JHON ADRIAN GONZALEZ QUISIRUMBAY**, con C.I.: **2100768270** alumno de la Carrera: **TECNOLOGIA SUPERIOR EN PETROLEOS**, 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

JHON ADRIAN GONZALEZ QUISIRUMBAY

C.I.: 2100768270

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, jueves 13 de marzo del 2025

Sres.-

INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO

Presente

Yo **ANDERSON WALTER SALAZAR ANDY**, con C.I.: **2200516819** alumno de la Carrera: **TECNOLOGIA SUPERIOR EN PETROLEOS**, 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

ANDERSON WALTER SALAZAR ANDY

C.I.: 2200516819

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, jueves 13 de marzo del 2025

Sres.-

INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE
UNIVERSITARIO

Presente

Yo **DEYVIS JESUS LOPEZ PONCE**, con C.I.: **2200224109** alumno de la Carrera:
TECNOLOGIA SUPERIOR EN PETROLEOS, 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

DEYVIS JESUS LOPEZ PONCE

C.I.: 2200224109

EL DESAPROVECHAMIENTO DEL GAS ASOCIADO EN LA ESTACION CPF ENAP B-46 PARA GENERAR ENERGIA ELECTRICA.

Dedicatoria:

Con todo el esfuerzo, dedicación y cariño, dedico esta tesis de grado, en primer lugar, a mi padre y a mi madre, a mis hermanos y a toda mi familia, quienes siempre me ofrecieron su apoyo incondicional en los momentos más difíciles. Ellos han logrado inculcarme un espíritu noble, lleno de esperanza, y el sincero deseo de ser útil para la sociedad, compartiendo nuevos conocimientos con las futuras generaciones que se adentrarán en esta noble profesión que es el petróleo.

Deyvis López

Dedico esta tesis a mi Dios, quien me ha guiado en el camino correcto, dándome la fortaleza para seguir adelante y la sabiduría para enfrentar los obstáculos sin rendirme. Él me enseñó a enfrentar las dificultades con dignidad y sin perder la esperanza. A mi familia, que es la razón de lo que soy. A mis padres, por su incondicional apoyo, sus sabios consejos, su comprensión, amor y ayuda en los momentos más difíciles, así como por brindarme los recursos necesarios para estudiar. Ellos me han transmitido todo lo que soy como persona: mis valores, principios, carácter, esfuerzo, perseverancia y valentía para alcanzar mis metas.

Jhon Gonzalez

Dedico esta tesis con todo mi amor y gratitud a mis padres, mis hermanos y hermanas y a mi hijo, por su constante apoyo, comprensión y por sus palabras de aliento en aquellos momentos en los que sentía que ya no podía más. Gracias por transmitirme sus valores, los cuales han sido fundamentales para llegar hasta aquí. Hoy, puedo decir con orgullo que soy una persona dispuesta a servir desde la humildad, pero siempre con ese carisma que nos define como seres humanos.

Anderson Salazar

Agradecimientos:

En primer lugar, agradezco a Dios que, en todo momento, por su bondad y amor infinito, por proveerme de sabiduría, salud y perseverancia para poder superar todas las pruebas que me trajeron hasta este punto y por haberme bendecido con una familia luchadora y llena de amor y valores, indispensables para conseguir esta meta.

Mi sincero agradecimiento a todo el personal y claustro de profesores de la Tecnología Superior de Petróleos y al Instituto Superior Tecnológico Universitario Rumiñahui por su profesionalismo y dedicación durante el tiempo de cursada la carrera.

De manera especial quiero agradecer a nuestra tutora la Ing. Erika Viviana Quinapallo Ortiz, quién con su profesionalismo, experiencia, conocimiento y motivación supo guiarnos en este Proyecto de carrera.

Gracias a todas las personas quienes aportaron de una u otra manera para que logre terminar esta etapa de mi vida.

Resumen:

El proyecto busca optimizar el uso del gas generado en la estación CPF B-46, operada por ENAP, con el fin de convertirlo en energía eléctrica más eficiente y sostenible. Actualmente, este gas se está subutilizando, lo que representa una oportunidad para mejorar la generación de energía local y reducir la dependencia de combustibles líquidos. La propuesta es implementar una planta de generación eléctrica de última tecnología, que utilice una combinación de combustión de petróleo y gas asociado dentro de una ventana de combustibles compartidos. Esta planta tendría una capacidad de 8 MW, lo que sería suficiente para cubrir la demanda energética de la estación durante los próximos 10 años, con una flexibilidad operativa que minimice las interrupciones en el suministro eléctrico.

El análisis teórico examina las propiedades físicas y termodinámicas del gas asociado, así como su comportamiento ante distintas condiciones de presión y temperatura. Además, se considera el diseño de infraestructuras específicas para el tratamiento, transporte y aprovechamiento eficiente del gas, asegurando así la maximización de su poder calorífico e integración efectiva en los procesos operativos. Desde el punto de vista económico, se evalúan dos alternativas de inversión. La primera opción contempla la exclusión del gas asociado, lo que conllevaría a altos costos operativos y una mayor pérdida energética.

En la segunda, se integra el gas como combustible principal, logrando un ahorro anual estimado de 40,000 barriles de petróleo y recuperar la inversión en 3.5 años, con un posible retorno del 36%. En conclusión, el proyecto no solo mejora la eficiencia energética de la estación CPF B-46, a su vez busca reducir los costos de producción y operativos que ayudan al cumplimiento de metas ambientales, consolidando una operación más sostenible y rentable a largo plazo.

Palabras claves: Tecnología, energética, termodinámicas, presión, temperatura, calorífico, demanda.

Abstract:

The project aims to optimize the use of gas generated at the CPF B-46 station, operated by ENAP, in order to convert it into more efficient and sustainable electrical energy. Currently, this gas is underutilized, presenting an opportunity to improve local energy generation and reduce dependence on liquid fuels. The proposal is to implement a state-of-the-art power generation plant that uses a combination of oil combustion and associated gas within a shared fuels window. This plant would have a capacity of 8 MW, which would be sufficient to meet the station's energy demand for the next 10 years, with operational flexibility to minimize interruptions in the power supply.

The theoretical analysis examines the physical and thermodynamic properties of the associated gas, as well as its behavior under various pressure and temperature conditions. Additionally, it includes the design of specific infrastructure for the treatment, transportation, and efficient utilization of the gas, ensuring the maximization of its calorific value and effective integration into operational processes. From an economic standpoint, two investment alternatives are evaluated. The first option excludes the use of associated gas, which would lead to high operational costs and increased energy loss.

The second option integrates the gas as the main fuel, achieving an estimated annual saving of 40,000 barrels of oil and recovering the investment in 3.5 years, with a potential return of 36%. In conclusion, the project not only improves the energy efficiency of the CPF B-46 station but also

seeks to reduce production and operational costs, helping meet environmental goals and ensuring a more sustainable and profitable long-term operation.

Keywords: Technology, energy, thermodynamics, pressure, temperature, heat, demand.

INDICE

RESUMEN	1
CAPITULO I	2
INTRODUCCIÓN	2
1.1. Planteamiento del problema	2
1.2. Justificación	3
1.3. Alcance	5
1.4. Objetivo general y específicos	5
1.4.1. Objetivo general:	5
1.4.2. Objetivos específicos:	6
CAPITULO II	8
MARCO TEÓRICO	8
2.1 Yacimientos de petróleo	8
2.1.1 Fluidos presentes en un yacimiento	8
2.1.1.1 Gas	8
2.1.1.2 Petróleo	8
2.1.1.3 Agua	9
2.2 Clasificación del petróleo crudo	9
2.3 Conceptos básicos	10
2.3.1 Gas asociado:	10
2.3.2 Generación eléctrica con gas asociado	10
2.3.3 Impacto ambiental del aprovechamiento del gas asociado	11

2.3.4	Densidad	11
2.3.4	Tiempo de bombeo	11
2.3.5	Temperatura	12
2.3.6	Resistencia a la compresión	13
2.3.7	El agua para mezcla	13
2.4	Importancia del aprovechamiento del gas asociado	13
2.5	Tecnologías de aprovechamiento	13
2.5.1	Sistemas de tratamiento	13
2.5.2	Generación eléctrica con turbinas de gas	14
2.5.3	Sistemas de combustión combinada	14
2.6	Análisis económico y viabilidad	14
2.6.1	Análisis económico	14
2.6.2	Viabilidad del proyecto	15
2.6.3	Indicadores de viabilidad económica	15
2.7	Simbología.	16
CAPITULO III		18
DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN		18
3.1	Introducción	18
3.2	Estudio del gas asociado	19
3.2.1	Producción de gas en la planta	19
3.2.2	Propiedades del gas	20
3.3	Características del gas asociado	21
3.4	Análisis de efectos por sustancias detectadas en el gas frente	22

3.4.1	Substancias perjudiciales detectadas en el gas natural	22
3.5	Propuesta 1: Análisis de efectos al comprimir el gas	23
3.6	Propuesta 2: Análisis de características de hidrocarburos para el diseño y construcción de un sistema de gas para optimizar la eficiencia energética en la generación eléctrica.	27
3.6.1	Pronóstico de producción de gas	28
3.6.1.1	Valores principales del gas combustible	29
3.6.1.2	Composición de otros componentes del gas	29
3.6.1.3	Otros datos adicionales necesarios para que el gas se utilizado como combustible	30
3.6.2	Proyección del contenido de metano en la corriente gaseosa producida	31
	Análisis del gráfico:	32
	Interpretación general:	33
3.6.3	Proceso de endulzamiento del gas	34
3.7	Consideraciones mecánicas y de tuberías	35
3.5.1	Vida útil de equipos y componentes	35
3.5.4	Sistema de puesta a tierra	35
3.6	Diseño de sistemas de tuberías y accesorios	36
3.6.1	Consideraciones para el diseño de tuberías	36
3.6.2	Componentes y uniones de tuberías	36
3.6.3	Consideraciones para compresores de gas	37
3.6.4	Flujos de diseño y características operativas en la estación CPF B-46	37
3.6.5	Línea de gas (tubería)	37
3.6.6	Cálculo de espesor de la pared con la norma ansi b 31.3	39

3.7 Sistema BI-FUEL	39
3.8 Evaluación comparativa de propuestas para la captura, reutilización del gas	
3.9 Análisis hidráulico de tubería	42
CAPITULO IV	45
ANÁLISIS DE RESULTADOS	45
4.1. Resultados propuesta 1	45
4.2. Resultados propuesta 2	45
4.3. Rediseño de sistemas de levantamiento artificial	46
4.5. Análisis económico	47
4.6. Discusión	48
CAPITULO V	49
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	49
5.1. Conclusiones	49
5.2. Recomendaciones	51
BIBLIOGRAFIA	53

Ilustración 1 Diagrama de Ishikawa.....	3
Ilustración 2 Análisis Pestel	7
Ilustración 3: Prospección de Pozos.....	20
Ilustración 4: Principio de Funcionamiento acumulador	25
Ilustración 5: Toma de muestras en línea.....	27
Ilustración 6: Especificaciones del Generador	28
Ilustración 7: Regresión del contenido de metano	32
Ilustración 8: Proceso de Endulzamiento.....	34
Ilustración 9: Fluido vs distancia	43
Tabla 1: Clasificación del Crudo	10
Tabla 2: Simbología.....	17
Tabla 3 Extraído vs Gas Utilizado	19
Tabla 4: Cromatografía de Gases.....	22
Tabla 5: Tabla de Fallas en la Industria Petrolera	23
Tabla 6: Datos tomados	31
Tabla 7: Descripciones de Parámetros.....	38
Tabla 8: Poder Calorífico.....	40
Tabla 9 Evaluación Comparativa de Propuestas.....	¡Error! Marcador no definido.
Tabla 10: Presiones Requeridas en el Manifold.....	44
Tabla 11: Diseño de compresores.....	44

RESUMEN

El proyecto busca optimizar el uso del gas generado en la estación CPF B-46, operada por ENAP, con el fin de convertirlo en energía eléctrica más eficiente y sostenible. Actualmente, este gas se está subutilizando, lo que representa una oportunidad para mejorar la generación de energía local y reducir la dependencia de combustibles líquidos. La propuesta es implementar una planta de generación eléctrica de última tecnología, que utilice una combinación de combustión de petróleo y gas asociado dentro de una ventana de combustibles compartidos. Esta planta tendría una capacidad de 8 MW, lo que sería suficiente para cubrir la demanda energética de la estación durante los próximos 10 años, con una flexibilidad operativa que minimice las interrupciones en el suministro eléctrico.

El análisis teórico examina las propiedades físicas y termodinámicas del gas asociado, así como su comportamiento ante distintas condiciones de presión y temperatura. Además, se considera el diseño de infraestructuras específicas para el tratamiento, transporte y aprovechamiento eficiente del gas, asegurando así la maximización de su poder calorífico e integración efectiva en los procesos operativos. Desde el punto de vista económico, se evalúan dos alternativas de inversión. La primera opción contempla la exclusión del gas asociado, lo que conllevaría a altos costos operativos y una mayor pérdida energética.

En la segunda, se integra el gas como combustible principal, logrando un ahorro anual estimado de 40,000 barriles de petróleo y recuperar la inversión en 3.5 años, con un posible retorno del 36%. En conclusión, el proyecto no solo mejora la eficiencia energética de la estación CPF B-46, a su vez busca reducir los costos de producción y operativos que ayudan al cumplimiento de metas ambientales, consolidando una operación más sostenible y rentable a largo plazo.

CAPITULO I

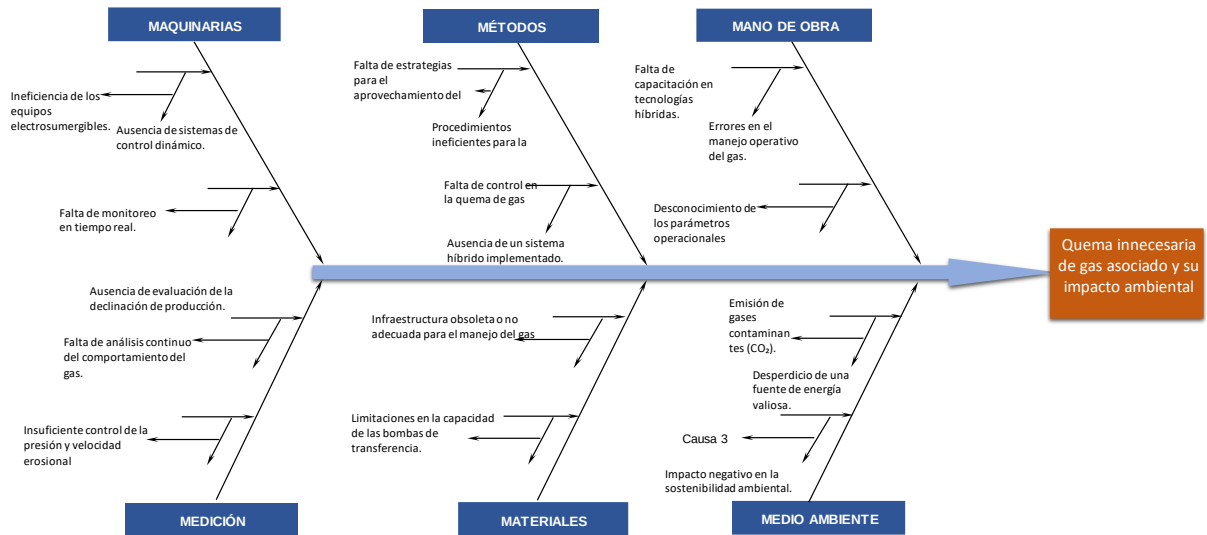
INTRODUCCIÓN

1.1. Planteamiento del problema

En la Estación CPF B-46, el desaprovechamiento del gas asociado representa un desafío importante, tanto en términos operativos, energéticos como ambientales. A pesar de la considerable producción de gas natural asociado, este recurso no se utiliza adecuadamente, siendo quemado en mecheros, lo que genera un impacto negativo debido a las emisiones contaminantes y la pérdida del potencial energético Causa del problema(oportunidades de mejora)

1. **Temperaturas inadecuadas en los procesos:** Los equipos encargados de separar y tratar los gases operan a temperaturas que no son ideales, lo que reduce la eficacia en la separación de gas y líquidos.
1. **Tiempo de residencia prolongado en tanques (tks):** Un tiempo de residencia mayor en los tanques de almacenamiento afecta la operación, generando retrasos en el tratamiento del crudo y mayor acumulación de gas no gestionado.
2. **Equipos de separación obsoletos o ineficientes:** El tren de separación del fluido no cuenta con tecnología actualizada, lo que dificulta la captura y manejo eficiente del gas.
3. **Falta de infraestructura para aprovechamiento del gas:** Ausencia de compresores, generadores de gas y sistemas de reinyección que permitan el uso efectivo del gas asociado.
4. **Parámetros operativos inadecuados:** El manejo del gas no está optimizado debido a la falta de control en los parámetros de presión y caudal en las facilidades de superficie.

Ilustración 1 Diagrama de Ishikawa



Fuente: Elaboración Propia

1.2. Justificación

El proyecto de titulación sobre aprovechar el potencial del gas asociado en la estación CPF B-46 y su impacto energético 2024. La hipótesis planteada en este proyecto es que el gas asociado no aprovechado en la Estación CPF B-46 puede ser utilizado para generar electricidad, lo que resultará en una reducción significativa de las emisiones contaminantes, específicamente de CO₂.

Esta hipótesis se justifica técnicamente mediante el análisis de la situación actual, donde el gas asociado es liberado a la atmósfera a través de la quema, lo cual no solo representa una pérdida económica, sino también un impacto ambiental negativo.

Basándonos en estudios previos, el aprovechamiento de este gas para la generación de energía eléctrica es técnicamente viable, pues existen tecnologías maduras que permiten convertir este gas en electricidad mediante generadores de gas. Además, la infraestructura de la estación permite la implementación de sistemas para su captura y procesamiento, lo que facilitaría su integración al sistema energético de la planta.

Justificación de la solución

La propuesta consiste en transformar la gestión del gas asociado, de modo que, en lugar de ser quemado, se llegue a utilizar para generar electricidad que va ser generado por equipos. Todo este enfoque está respaldado por el uso de tecnologías avanzadas de compresión y generación eléctrica a partir de gas natural, al lograr aplicar esto nos va a ayudar a reducir los costos operativos.

Al aprovechar el gas para producir electricidad, la planta reduciría su dependencia de fuentes externas de energía, optimizando así los costos y, al mismo tiempo, disminuyendo su huella de carbono. En términos técnicos, el rediseño de la infraestructura existente y la instalación de equipos nuevos, como compresores y generadores, es completamente factible, ya que existen tecnologías que permiten integrarlos de manera efectiva en las instalaciones actuales.

Para abordar el problema del gas asociado no aprovechado en la estación CPF B-46, es necesario realizar un análisis exhaustivo del gas disponible, los equipos existentes y las necesidades operativas de la planta. A partir de ahí, se debe diseñar una solución técnica que contemple la instalación de compresores para capturar y transportar el gas, así como generadores para convertirlo en energía eléctrica. Además, es crucial optimizar el sistema de tratamiento de crudo, enfocándose en reducir el BSW (agua salina de la producción), lo que incrementará la eficiencia operativa. La implementación de esta solución debe ir acompañada de un seguimiento continuo de los impactos económicos y ambientales, con el fin de evaluar los beneficios obtenidos.

1.3. Alcance

Entre el alcance de este proyecto es que principalmente se busca el mejorar el aprovechamiento del gas asociado producido en la estación CPF B-46, tratándolo y utilizándolo como fuente de combustible en la planta de generación eléctrica. Este sistema servirá para cubrir la demanda energética de la estación durante los siguientes 10 años, asegurando una operación continua y eficiente, a la vez que reducirá el uso de combustibles líquidos.

Se busca implementar tecnologías de combustión combinada que optimicen el uso del gas asociado, al mismo tiempo reducir el impacto ambiental de las operaciones. El alcance del proyecto incluye la caracterización física, química y termodinámica del gas, así como el diseño de las instalaciones necesarias para su tratamiento, transporte y almacenamiento.

También se llevarán a cabo evaluaciones económicas que permitan demostrar la viabilidad del proyecto, incluyendo estimaciones de ahorro energético y la recuperación de la inversión en el corto plazo. Por lo que, se realizará un análisis de impacto ambiental para garantizar la sostenibilidad de la propuesta y su alineación con los objetivos operativos y ambientales.

Por último, el proyecto se limitará a la estación CPF B-46 y no contemplará el uso del gas asociado para otros fines fuera de la generación eléctrica. El objetivo es asegurar que el sistema propuesto sea eficiente, rentable y sostenible, generando beneficios tanto económicos como ambientales para las operaciones de la estación.

3.1. Objetivo general y específicos

3.1.1. *Objetivo general:*

Evaluar el impacto energético y económico del actual desperdicio del gas asociado en la estación CPF B-46, y desarrollar soluciones técnicas prácticas y eficientes para aprovecharlo de manera óptima en la generación de electricidad.

3.1.2. *Objetivos específicos:*

- Evaluar las prácticas actuales de manejo del gas asociado en la estación CPF B-46, identificando oportunidades de mejora.
- Reducir la contaminación y emisión de CO₂.
- Plantear una propuesta técnica para la generación eléctrica utilizando el gas asociado como combustible principal.
- Diseño de equipos instalados y definir parámetros operativos que permitan optimizar el tratamiento, transporte y aprovechamiento del gas asociado
- Evaluar un análisis económico que justifique la implementación de las soluciones propuestas, considerando su rentabilidad y sostenibilidad.

Ilustración 2 Análisis Pestel

POLITICOS	ECONÓMICOS	SOCIOCULTURALES
El contexto político influye en la gestión del gas asociado debido a políticas energéticas que buscan optimizar la explotación de recursos naturales, con un enfoque en reducir emisiones. Las leyes locales sobre emisiones de CO2 podrían imponer restricciones si no se cumplen los estándares ambientales.	La quema de gas asociado genera pérdidas económicas al no aprovechar el gas. Generar electricidad con este gas ofrece una oportunidad para reducir costos operativos y aumentar la rentabilidad del campo.	La gestión eficiente del gas tiene impactos positivos en las comunidades cercanas, mejorando la calidad del aire y reduciendo las emisiones contaminantes. Contribuye a la responsabilidad social de la empresa.
TECNOLÓGICOS	ECOLÓGICOS	LEGALES
La innovación y optimización de las tecnologías de procesamiento de gas y crudo son clave. El uso de compresores avanzados y generadores de energía puede reducir pérdidas económicas y ambientales. Además, el tratamiento de crudo con altos niveles de BSW mejora la eficiencia operativa.	El no aprovechamiento del gas asociado contribuye innecesariamente al cambio climático a través de las emisiones de gases contaminantes. Es crucial minimizar las emisiones para mitigar el impacto ecológico.	Las leyes y normativas sobre explotación de hidrocarburos y gestión ambiental regulan la operación de la estación CPF B-46. Cumplir con las regulaciones sobre el control de emisiones y el uso de recursos naturales es esencial para evitar sanciones y asegurar la viabilidad del proyecto.

Fuente: Elaboración Propia

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

2.1 Yacimientos de petróleo

Un yacimiento de petróleo está compuesto por una capa de roca porosa que alberga cantidades significativas de hidrocarburos líquidos y gaseosos, además de agua, atrapados en una estructura geológica específica denominada trampa. Estas trampas impiden la migración de los fluidos, permitiendo su acumulación. (Carrión 2000)

Cada yacimiento posee características únicas y no existen dos iguales. Las diferencias externas incluyen su ubicación geográfica, profundidad, extensión y espesor. Internamente, las variaciones abarcan propiedades como la porosidad, la permeabilidad, la saturación de agua, los mecanismos de empuje, la presión y la temperatura.

2.1.1 Fluidos presentes en un yacimiento

Los fluidos principales encontrados en los yacimientos de petróleo son:

2.1.1.1 Gas

El gas puede presentarse como asociado al petróleo, o como el único fluido en yacimientos de gas. Su estado y comportamiento dependen de la presión y la temperatura del entorno. Por ejemplo, en el caso del gas asociado en Cuyabeno – Sansahuari, este permanece en fase líquida a nivel del pozo debido a la sub saturación. Al ascender hacia la superficie, el gas se separa del líquido al alcanzar el punto de burbuja o la presión de burbuja.

2.1.1.2 Petróleo

El petróleo encontrado en los yacimientos puede clasificarse según las categorías descritas anteriormente (ver Tabla 1.1). Este hidrocarburo es la principal fuente de energía y materias primas para múltiples procesos industriales.

2.1.1.3 Agua

1. ***Aguas connatas:*** Atrapadas en los poros de las rocas desde su formación.
2. ***Agua de formación:*** se encuentra en la roca en la que es almacenado, moviéndose con los hidrocarburos o actuando como soporte para su extracción.

2.2 Clasificación del petróleo crudo

Los hidrocarburos presentes en los petróleos crudos contienen una gran diversidad de estructuras y configuraciones moleculares, determinadas por el tipo y distribución de los átomos que los constituyen.

Estos hidrocarburos se agrupan en diferentes familias conocidas como series de hidrocarburos, que incluyen las series parafínica, olefínica, nafténica, aromática, diolefínica y cíclica. Es raro encontrar un crudo compuesto exclusivamente por una sola de estas series; en general, se presentan como mezclas que combinan varias series, cada una con propiedades y comportamientos particulares, tal como se observa en la Tabla 2.

Para facilitar su identificación y determinar sus posibles usos, los hidrocarburos son clasificados según las características fisicoquímicas de sus componentes, lo que permite agruparlos en familias o tipos de compuestos con comportamientos promedio definidos.

Tabla 1: Clasificación del Crudo

BASE DEL CRUDO	% NAFTÉNICOS	% AROMÁTICOS	% PARAFÍNICOS
Parafínica	22-32	12-25	46-61
Nafténica	61-76	8-13	15-26
Mixta	38-39	16-20	12-45

Fuente: Elaboración Propia

2.3 Conceptos

2.3.1 Gas asociado:

El gas asociado es una mezcla de hidrocarburos gaseosos que se libera durante la producción de petróleo. Este gas puede contener metano, etano, propano, butano y otros compuestos, además de pequeñas cantidades sulfuro de hidrógeno o también conocido como (H₂S) los gases presentan dióxido de carbono (CO₂). Su composición varía según el yacimiento y las condiciones de extracción.

2.3.2 Generación eléctrica con gas asociado

El gas asociado puede utilizarse como combustible en generadores eléctricos, contribuyendo a una operación más eficiente y sostenible. Tecnologías como turbinas de gas, motores de combustión interna y sistemas de cogeneración permiten convertir este recurso en energía eléctrica de forma efectiva, reduciendo la necesidad de combustibles líquidos y minimizando las emisiones de dióxido de carbono.

2.3.3 Impacto ambiental del aprovechamiento del gas asociado

El aprovechamiento del gas asociado contribuye a reducir las emisiones de dióxido de carbono, al evitar el venteo o quema de este recurso. Asimismo, disminuye el impacto ambiental de las operaciones petroleras y promueve la sostenibilidad del sector.

2.3.4 Densidad

La densidad de una lechada de cemento es la masa por unidad del volumen de las mezclas. En el contexto de la cementación de pozos petroleros, la densidad de la lechada es una propiedad importante que se controla y ajusta durante el proceso de cementación. Esta densidad se mide generalmente en masa por volumen, entre las unidades pueden ser: kilogramos por metro cúbico (kg/m^3) o libras por galón (lb/gal). Ajustar la densidad de la lechada de cemento es crucial para garantizar una adecuada colocación y adherencia del cemento alrededor del revestimiento del pozo, así como para prevenir problemas como la pérdida de circulación de fluido o la migración de fluidos del yacimiento.

2.3.5 Tiempo de bombeo

El tiempo de bombeo se refiere al intervalo durante el cual la lechada de cemento se transporta desde la superficie hasta el fondo del pozo durante la cementación. Este período puede variar dependiendo de factores como la profundidad del pozo, la viscosidad de la lechada, la tasa de bombeo y las condiciones particulares del pozo.

Controlar el tiempo de bombeo es esencial para lograr una distribución homogénea de la lechada de cemento a lo largo de todo el revestimiento del pozo. Si este tiempo no se maneja correctamente, puede provocar una colocación inadecuada del cemento, lo que a su vez podría generar problemas como la migración de fluidos hacia el yacimiento, la formación de canales preferenciales o la pérdida de circulación de fluido. Por esta razón, los ingenieros de cementación

calculan y ajustan cuidadosamente el tiempo de bombeo para asegurar un proceso de cementación eficiente y garantizar una colocación adecuada del cemento en el pozo

$$t_b = t_m + S + t_d + t_s \quad (1)$$

Donde:

t_b = Tiempo de bombeo

t_m = Tiempo de la mezcla

S = Soltar tapones

t_d = Tiempo de desplazamiento

t_s = Tiempo de seguridad

2.3.6 Temperatura

La temperatura de cementación de un pozo se refiere a la temperatura ambiental en el área durante el proceso de cementación. Esta temperatura puede variar considerablemente debido a factores como la profundidad del pozo, la ubicación geográfica, la temporada del año y las condiciones específicas del yacimiento.

Es crucial considerar la temperatura durante la cementación, ya que puede influir en las propiedades de la lechada de cemento y en el proceso de fraguado. Por ejemplo, las temperaturas elevadas pueden acelerar el fraguado del cemento, lo que podría exigir ajustes en la composición de la lechada o en el tiempo de bombeo para asegurar una colocación adecuada del cemento.

Además, la temperatura del pozo también puede influir en la resistencia final del cemento curado. Por lo tanto, los ingenieros de cementación suelen realizar mediciones y considerar la temperatura en el pozo al diseñar el programa de cementación y seleccionar la formulación de la lechada de cemento más adecuada para las condiciones específicas del pozo.

2.3.7 Resistencia a la compresión

Una vez que el cemento se endurece debe adquirir una resistencia a la compresión adecuada para sostener la tubería de revestimiento y resistir las presiones diferenciales que se generan. Normalmente se aconseja una resistencia a la compresión de 105 a 175 (kg/cm²) en periodo de 24 horas. En la actualidad contamos con cementos que han sido creados con alta resistencia compresiva. Esta característica está relacionada con la densidad del cemento.

2.3.8 El agua para mezcla

El agua posee propiedades que se utilizan en la elaboración de la mezcla de cemento, contiene minerales que afectan directamente a los tiempos de bombeo de la lechada y la resistencia del cemento. Por eso se recomienda realizar pruebas de bombeo utilizando el agua destinada a la mezcla de cemento, con el fin de evitar fraguados prematuros.

2.4 Importancia del aprovechamiento del gas asociado

El manejo adecuado del gas asociado representa una oportunidad para optimizar los recursos energéticos y reducir costos operativos. En la estación CPF B-46, donde una cantidad significativa de gas es desaprovechada, su utilización como combustible para la generación eléctrica puede ofrecer beneficios tales como:

- Reducción de costos asociados al consumo de combustibles líquidos.
- Incremento de la eficiencia operativa y la disponibilidad energética.
- Contribución a los objetivos de sostenibilidad y responsabilidad ambiental.

2.5 Tecnologías de aprovechamiento

2.5.1 Sistemas de tratamiento

Los sistemas de tratamiento de gas asociado son esenciales para garantizar que el gas extraído de los yacimientos sea adecuado para su uso como combustible. Este proceso involucra la eliminación de impurezas como el ácido sulfhídrico y dióxido de carbono y el agua, que pueden

afectar la eficiencia y la seguridad de los equipos que procesan el gas. Entre los procesos más comunes se encuentran la deshidratación, que elimina la humedad del gas, el endulzamiento, que elimina los compuestos ácidos como H₂S, y la compresión del gas para facilitar su transporte y almacenamiento. Estos sistemas son cruciales para maximizar el valor del gas asociado y permitir su integración en redes energéticas.

2.5.2 Generación eléctrica con turbinas a base de combustible gas

Las turbinas están diseñadas para generar electricidad utilizando el gas asociado como fuente de energía. Su funcionamiento se basa en la conversión de la energía térmica del gas en energía mecánica, la cual luego se transforma en electricidad. Esta tecnología es muy apreciada por su alta eficiencia térmica, lo que le permite aprovechar al máximo el poder calorífico del gas. Además, las turbinas de gas son capaces de adaptarse a cambios en la composición del combustible, lo que las hace versátiles y aptas para entornos con variaciones en la calidad del gas. Esta capacidad de adaptación garantiza una operación estable y eficiente, incluso en condiciones cambiantes.

2.6 Análisis económico y viabilidad

Económico y viabilidad análisis. Análisis económicos y viabilidad son herramientas necesarias para la toma de decisiones en los proyectos industriales, incluidos los proyectos en la industria energética, petrolera y las esferas aledañas. Tal análisis le permite evaluar la factibilidad y la rentabilidad de la implementación de la iniciativa antes de su ejecución, teniendo en cuenta los factores económicos, financieros y técnicos y ambientales.

2.6.1 Análisis económico

El análisis económico se refiere a la evaluación de los costos y beneficios asociados a un proyecto, con el fin de determinar su viabilidad desde una perspectiva económica. Este análisis busca identificar si los recursos invertidos generarán suficientes ingresos o beneficios para

justificar el gasto. A través de técnicas como el análisis de costos, la proyección de ingresos y la evaluación de riesgos, se establece un panorama claro sobre la rentabilidad y eficiencia de un proyecto. El análisis económico incluye la identificación de los costos fijos y variables, la estimación de los ingresos potenciales, y la proyección del flujo de caja, lo que permite calcular indicadores clave como el Valor Actual Neto (VAN), la Tasa Interna de Retorno (TIR) y el Período de Recuperación de la Inversión (PRI).

2.6.2 Viabilidad del proyecto

La posibilidad de un proyecto no es sólo sobre su estudio de dinero, sino también abarca una mirada amplia de su validez en aspectos técnicos, prácticos, legales y naturales. La posibilidad económica habla de lo bien que el proyecto puede hacer dinero suficiente para pagar los gastos y tener una ganancia justa. Sin embargo, la viabilidad técnica mira si el plan se puede hacer con lo que hay, como herramientas, gente y máquinas. La viabilidad de hacer las cosas ve si el plan dura mucho tiempo, usando la buena forma de trabajar, los materiales necesarios y cuidar las máquinas. Por otro lado, la viabilidad legal mira si el plan cumple con las reglas locales y internacionales, mientras que la viabilidad del ambiente ve los posibles efectos malos que puede tener el plan en el medio ambiente, y lo bien que se pueden reducir esos impactos usando métodos sostenibles.

2.6.3 Indicadores de viabilidad económica

El análisis de viabilidad económica es un proceso detallado en el que se usan muchos indicadores financieros que ayudan a los inversores y gerentes a hacer decisiones informadas. Entre los indicadores más usados se encuentran: activos, pasivos, ventas y utilidades. El análisis económico ayuda a determinar: si la inversión es viable, la duración necesaria, así como al tipo de información relacionada. El chequeo de posibilidades económicas es un trabajo claro donde se aplican distintos marcas financieros que colaboran con

los dueños de dinero y administradores a hacer decisiones listas. Entre los marcadores mas usados están: cosas, deudas, entradas de dinero y ganancias. El verificador de dinero ayuda para decidir: si las inversiones son válidas, el tiempo que hace falta así como algo tipo información cercana.

1. **Valor Actual Neto** : El VAN es una medida importante que muestra si los dineros que da el proyecto son mayores que la inversión primera, menos un interés que muestra el costo del capital. Un VAN bueno habla de que el proyecto es útil para el dinero.
2. **Tasa Interna de Retorno**: La TIR es el porcentaje que hace que el valor actual neto sea igual a cero. Si la TIR es más alta que el mínimo rendimiento que piden los inversores, el proyecto se ve rentable. Período de Recuperación de la Inversión (PRI):
3. **Índice de Rentabilidad** : El IR evalúa la relación entre los beneficios actuales y los costos de inversión. Un IR superior a 1 indica que el proyecto es rentable.

2.7 Simbología.

En los planos y esquemas a ser generados para el proyecto, se usará la simbología basada en la norma ISA 5.1 y otras normas internacionales aplicables. En caso de no existir un símbolo en particular, se recurrirá, primero, a las normas de diseño internacionales aplicables en el proyecto en caso de existir, y si no, a las buenas prácticas de la ingeniería y la mejor experiencia acumulada hasta la fecha.

En los planos de ingeniería se acordará entre las partes la simbología a ser utilizada. El esquema de marcación (Tags) de los instrumentos estará acorde al estándar ISA S5.1 y con los diagramas de simbología de los P&IDs del proyecto. La codificación para la instrumentación será coordinada con el departamento respectivo.

Tabla 2: Simbología

API:	Instituto Americano del Petróleo
BES:	Bomba electrosomergible
BFPD:	Barriles de fluido por día
BSW:	A g u a y s e d i m e n t o s
CPF:	Facilidad central de producción
EVR:	Radio de velocidad erosional
GOR:	Relación gas-petróleo
Inch:	Pulgadas
MSCFD:	Miles de pies cúbicos estándar por día.
P:	Potencia
Pb:	Presión de burbuja
Pr:	Presión de reservorio
Ps:	Presión de succión
Pd:	Presión de descarga
PVT:	Presión, volumen y temperatura
Qg:	Caudal del gas
Ton:	Tonelada

Fuente: Elaboración Propia

CAPITULO III

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN

3.1 Introducción

Propuesta 1: Implementación de una infraestructura para comprimir el gas en superficie e inyectarlo a la línea de producción.	Propuesta 2: Diseño y construcción de un sistema de gas destinado a la eficiencia energética en combustibles para generación eléctrica.
• Esta propuesta consiste en comprimir el Gas e inyectar a la línea de flujo en las facilidades de superficie. • Esta propuesta consiste en comprimir el gas e inyectarlo en la línea de flujo de las instalaciones en superficie. Para realizar esta inyección de presión, llevando a cabo un análisis de las presiones en la línea. Este análisis incluye la división de la tubería en secciones, el estudio del comportamiento de la retención de líquidos y la evaluación del radio de velocidad erosional. Estos factores son fundamentales para garantizar tanto la eficiencia como la seguridad del sistema, asegurando que la infraestructura instalada sea sostenible y capaz de	• La utilización del gas asociado con fines energéticos, con el propósito de reducir su impacto ambiental y evitar la quema innecesaria. • Para aprovechar el gas asociado con fines energéticos tiene como objetivo reducir su impacto ambiental y evitar su quema innecesaria. Este sistema se basa en una solución híbrida de generación eléctrica que combina gas y diésel, conocida como BI-Fuel. Con esta tecnología, se podrá operar un motor utilizando una mezcla de ambos combustibles, optimizando su rendimiento gracias al uso de un "kit BI-Fuel".

gestionar el gas asociado de manera efectiva y segura.	
--	--

Fuente: Elaboración Propia

.

3.2 Estudio del gas asociado

3.2.1 Producción de gas en la planta

El proceso de tratamiento del petróleo en superficie facilita la separación eficiente de gas, crudo y agua, cumpliendo con los estándares establecidos por las normativas nacionales e internacionales (API). Esto garantiza la obtención de gas libre de residuos líquidos y sólidos, lo que posibilita su uso en la generación de energía, en porcentajes técnicamente aceptables, dependiendo del volumen y la composición química de este derivado.

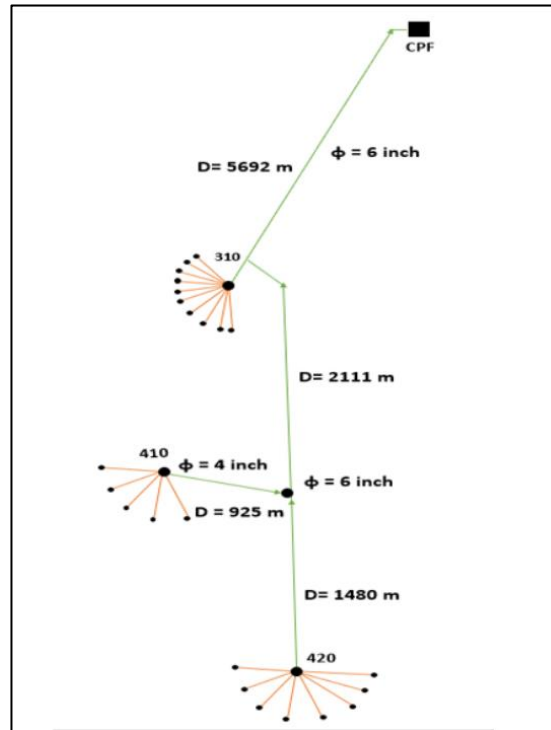
Tabla 3 Extraído vs Gas Utilizado

Campo	Gas Extraído (MCFPD)	GAS Utilizado (MCFPD)
X	20.31	0
XX	196.72	30.70
XXX	20.43	0
<u>TOTAL</u> Estación CPF-46	237.46	30.70

Fuente: Elaboración Propia

El gas extraído es de 237.46 MCFPD y apenas 30.7 MCFPD de gas es utilizado para el proceso equivalente al 12.9% del tota

Ilustración 3: Prospección de Pozos



Fuente: Informe de Prospección

3.2.2 Propiedades del gas

Suele comportarse de manera similar a lo que describe la teoría de los gases ideales. Sin embargo, cuando la presión y/o la temperatura aumentan, su comportamiento se desvía de este modelo teórico, lo que da lugar a los llamados gases reales.

El gas natural tiene una gravedad específica entre 0.56 y 0.67, lo que significa que su peso por unidad de volumen es aproximadamente un 60% del peso del aire, haciéndolo altamente volátil y permitiendo que se disperse fácilmente en caso de fugas. En contraste, el gas propano tiene una gravedad específica de aproximadamente 1.5, lo que hace que sea más pesado que el aire y dificulte su disipación en caso de escape.

La licuefacción del gas natural es complicada porque requiere condiciones extremas de presión y temperatura, por lo que rara vez se almacena en estado líquido.

En cuanto a su capacidad energética, el gas natural tiene un poder calorífico de aproximadamente 1.000 BTU/pie³, lo que es relativamente bajo si se compara con el gas propano, que posee un poder calorífico de 2.500 BTU/pie³. Esto implica que se necesita una mayor cantidad de gas natural para generar la misma cantidad de energía que con gas propano.

3.3 Características del gas asociado

En la siguiente Tabla se muestra la cromatografía de los pozos. La composición del gas asociado puede variar considerablemente antes de ser extraído del yacimiento, y esta variabilidad también se observa dentro del mismo campo, debido a la producción de petróleo de diferentes capas productoras. En una prueba de cromatografía realizada en el laboratorio, el principal componente del gas asociado natural es el metano (CH₄), con un rango que va del 20% al 40% en términos molares.

Tabla 4: Cromatografía de Gases

No	Característica	Blanca-A	Blanca-C	TP-07	TP-01	TP-03	TP-08	TP-C	V-140	V-150	Vinita-1	Vinita-2
RESULTADOS EN FRACCION MOLAR												
1	Nitrógeno (N2)	6,76	5,43	8,63	2,28	2,66	2,9	1,77	2,57	1,87	2,85	5,76
2	Dióxido de carbono (CO2)	7,11	6	3,71	54,81	34,9	56,84	58,73	49,47	59,08	46,56	3,25
3	Sulfuro de hidrogeno (H2S)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
4	Metano (C1)	46,89	40,44	52,79	20,16	24,76	21,28	12,75	18,3	15,07	20,29	47,25
5	Etano (C2)	10,29	11,89	11,36	5,54	8,58	5,68	4,3	6,16	4,24	6,87	10,64
6	Propano (C3)	12,24	19,87	13,66	8,85	16,07	7,39	9,54	12,3	8,92	12,14	16,45
7	I-butano (I-C4)	2,42	2,89	1,74	1,67	3,13	1,29	2,14	2,58	1,99	2,49	3,12
8	N-butano (N-C4)	5,98	7,05	4,03	3,18	6,06	2,4	4,39	5,29	4,29	5,14	6,53
9	I-pentano (I-C5)	1,66	1,34	0,94	0,76	1,32	0,69	1,13	1,25	1,1	1,33	1,41
10	N-pentano (N-C5)	1,47	1,07	0,86	0,62	1,02	0,59	0,93	0,96	0,87	1,12	1,17
11	N-hexano (N-C6)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
16	Oxígeno (O2)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
17	Hidrogeno (N2)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
18	Helio (He)	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
19	Agua (H2O)	5,18	4,02	2,28	2,13	1,5	0,94	4,32	1,12	2,57	1,21	4,42
20	Poder calorífico [btu/scf]	1368,96	1545,32	1341,4	739,16	1203,51	647,42	745,02	952,15	796,14	982,75	1503,42
21	Gravedad Específica	1,01	1,08	0,93	1,3	1,28	1,29	1,38	1,35	1,37	1	1,01

Fuente: Elaboración Propia

3.4 Análisis de efectos por sustancias detectadas en el gas frente

3.4.1 Sustancias perjudiciales detectadas en el gas natural

Sustancias encontradas en la cromatografía de los gases son : H2O (Agua), H2S (Ácido Sulfhídrico y CO2 (Dióxido de Carbono)

La corrosión en las instalaciones y equipos industriales causa pérdidas significativas cada año. En los países con economías desarrolladas, se estima que la corrosión representa alrededor del 3% del Producto Bruto Interno (PBI). Este porcentaje puede aplicarse a la industria petrolera y gasífera, proporcionando una estimación del impacto económico. De todas las fallas ocurridas

en las operaciones de la industria del gas y petróleo, la corrosión es la más crítica, ya que representa el 33% de los casos, según se observa en las tablas del estudio de Kermany y Harrop.

Tabla 5: Tabla de Fallas en la Industria Petrolera

Tabla 1.7 Fallas en la industria petrolera	
Tipos de fallas	%
Corrosión	33
Fatiga	18
Daño Mecánico	14
Fractura frágil	9
Defecto de fabricación	9
Defectos de soldadura	7
Otros	10

Fuente: Data de Historial

El CO₂ y el H₂S son los compuestos más corrosivos, por lo que es crucial aplicar medidas de protección, como revestimientos diseñados para resistir estas sustancias, así como las condiciones de temperatura, presión, abrasión e impacto que pueden surgir al usar tuberías y equipos. Ambos compuestos están en equilibrio con las tres fases: petróleo, agua y gas. Esto significa que las concentraciones de CO₂ y H₂S varían en cada fase, dependiendo de las solubilidades propias de cada una.

3.5 Propuesta 1: Análisis de efectos al comprimir el gas

El propósito de instalar un acumulador de gas es que pueda ser inyectada al sistema cuando la presión en el circuito de succión de los compresores Cx-9400/9500 disminuya. Esto introduce una nueva variable de caudal, la cual puede ajustarse según las necesidades del sistema, permitiendo

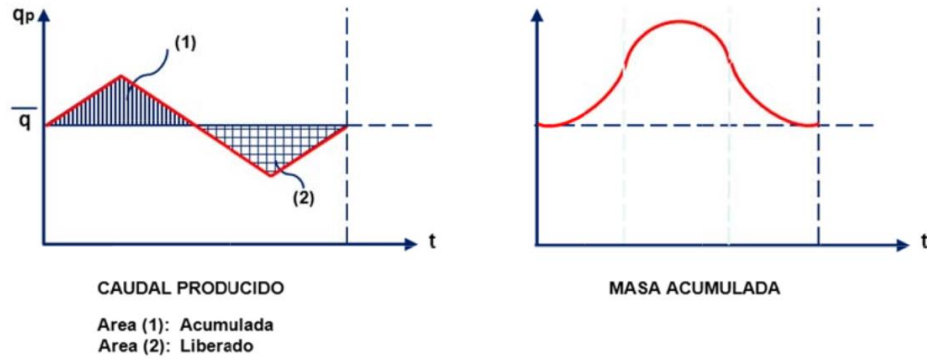
compensar las fluctuaciones en el caudal de producción (Q_p) y mantener más estables los caudales hacia los motores (Q_m) y los compresores (Q_c).

Desde esta perspectiva, acumular gas y liberarlo cuando sea necesario es una estrategia eficaz para regular el control del sistema y hacer que las variaciones en el caudal de gas hacia los motores (Q_m) sean más manejables mediante el sistema de "fuel sharing" de los generadores GD's.

Además, la instalación de un pulmón general proporciona un margen de tiempo adicional para el control del sistema cuando el caudal de producción (Q_p) es similar al caudal hacia los motores (Q_m). Durante los períodos en los que el caudal de producción es muy bajo ($Q_p \approx 0$), el acumulador suministra gas a la succión de los compresores C-9300/9400, manteniendo el flujo hacia los motores dentro de los límites establecidos. Esto previene variaciones bruscas en el flujo que podrían afectar negativamente el consumo de crudo.

El acumulador debe liberar el gas a baja presión, específicamente en el punto de succión de los compresores C-9300/9400, mientras que su carga debe provenir de una fuente de alta presión. El objetivo de este sistema se ilustra en la figura 4.4. Cuando el caudal de gas supera el valor promedio manejado por los compresores (q), el exceso de gas (Área 1, figura 4.4) es almacenado en el acumulador. Por otro lado, cuando el caudal cae por debajo del valor medio (Área 2, figura 4.4), el gas almacenado es inyectado a baja presión para que los compresores lo succionen como gas de reserva. Esto evita que la presión de succión disminuya y previene la recirculación de gas inter-etapa, lo cual podría reducir el suministro de gas hacia los generadores GD's. Si esto ocurriera, se activaría el sistema "fuel sharing", aumentando la inyección de crudo como combustible para mantener la generación eléctrica.

Ilustración 4: Principio de Funcionamiento acumulador



Fuente: Elaboración Propia

Esquemas posibles de instalación

Además de lo mencionado anteriormente, es poco probable que el flujo de gas producido sea un valor promedio fijo y fácilmente determinable. Por el contrario, la irregularidad de los picos y el grado de incertidumbre hacen que la compensación de gas requerida en el proceso de compresión no sea exacta. Por este motivo, podrían implementarse funciones de distinta complejidad para determinar cuándo llenar o vaciar el acumulador y con qué caudal hacerlo.

En la Figura 4.4, la derivación de una cantidad fija de gas (correspondiente al llenado del acumulador) se representa mediante un orificio de restricción, el cual proporciona un caudal constante siempre que la relación de presiones sea superior al valor crítico. No obstante, este proceso también podría realizarse de manera más eficiente utilizando un medidor y un lazo de control.

El flujo de gas destinado a alimentar el pulmón debe representar un porcentaje del caudal total. Este porcentaje debe ser lo suficientemente bajo para no afectar el control de "fuel sharing" y permitir su compensación sin dificultades cuando el acumulador comienza a llenarse o vaciarse. Al mismo tiempo, no debe ser tan bajo como para prolongar excesivamente el tiempo de recuperación del acumulador después de haber suministrado gas al sistema.

Ventajas y desventajas de la alternativa del compresor de gas

VENTAJAS	DESVENTAJAS:
• Menor consumo de energía en la compresión del gas: Al tomar el gas desde una etapa intermedia en lugar de la descarga final del compresor, se evita el consumo de potencia en la última etapa de compresión. Esto reduce el gasto energético y mejora la eficiencia del sistema. • Costo de inversión del recipiente acumulador de gas: Aunque el gas se almacena a una presión más baja (900 psig en lugar de 5000 psig), el costo de inversión del acumulador es similar. Esto se debe a que, aunque no requiere materiales de alta resistencia, el recipiente • Evitar la formación de hidratos: La expansión del gas desde 900 psig (segunda etapa) hasta la presión de succión de los compresores C-9300/9400 probablemente no generaría la formación de hidratos, lo que eliminaría la necesidad de un sistema de calentamiento previo a la expansión. Esto simplificaría el diseño y ayudaría a reducir los costos adicionales.	• Desbalanceo del compresor: Los compresores tienen una capacidad de manejo de gas fija. Si se retira gas de una etapa intermedia, las etapas posteriores pueden desbalancearse, generando inestabilidad operativa. • Consumo adicional de energía en la re-compresión: Cualquier alternativa que implique suministrar gas a alta presión para el acumulador requiere energía extra, ya que el gas debe ser re-comprimido antes de almacenarse. Este consumo adicional puede afectar la eficiencia global del sistema. • Sistema de control complejo: Es necesario implementar un sistema de control sofisticado que responda de forma rápida y simultánea a los cambios de presión. Esto es fundamental para garantizar el balance adecuado.

Fuente: Elaboración Propia

3.6 Propuesta 2: Análisis de características de hidrocarburos para diseñar y construir un sistema de gas para optimizar la eficiencia energética en la generación eléctrica.

Ilustración 5: Toma de muestras en línea



Fuente: Elaboración Propia

Como requisito para realizar el análisis de cromatografía de gases, es fundamental que la muestra se mantenga a una presión mínima de 15 psi. Sin embargo, al instalar un medidor de presión, se registró un valor de 9 psi, lo que presentó un inconveniente para el proceso. Para solucionar este problema, se implementó una conexión de líneas hacia un compresor portátil con el fin de incrementar la presión. Gracias a esta solución, se lograron obtener 25 muestras bajo las condiciones requeridas.

Además de la presión, otro parámetro crítico es la temperatura en el momento del muestreo. Para medirla con precisión, se utilizó una pistola de temperatura infrarroja, garantizando así la recopilación de datos exactos para el análisis

3.6.1 Pronóstico de producción de gas

Es fundamental conocer los porcentajes de dióxido de carbono (CO₂) y metano (CH₄) en el gas producido, ya que este gas va ser utilizar en los generadores. Para asegurar un buen funcionamiento y una capacidad óptima de generación eléctrica, el gas debe tener un bajo contenido de CO₂ (que reduce la eficiencia) y un alto contenido de CH₄ (que aporta mayor energía). Además, el gas debe cumplir con un poder calorífico mínimo de 751 BTU/ft³ para garantizar el rendimiento adecuado de los generadores, según las especificaciones técnicas detalladas en la

Ilustración 6: Especificaciones del Generador

Fuel characteristics

1. Maximum limits for gas fuel characteristics

The Wärtsilä 34SG engine is designed and developed for continuous operation on natural gas, without reduction in the rated output, on gas qualities according to the following specification

Lower heating value (LHV _v) ¹	MJ/m ³ ²⁾	≥ 24 (644.1 BTU/ft ³)
Methane number (LHV _v) ³		≥ 70
Methane content, CH ₄	% volume	≥ 70
Ethane,	Methane number	≥ 70
Propane,	Methane number	≥ 70
Butane (C-4)	Sum of C4 to C6+	Max 1 %
Pentane (C-5)		
Hexane (C-6)		
Higher than hexane (C-6+)		
Hydrogen Sulphide, H ₂ S	% volume	≤ 0,05
Hydrogen, H ₂ ⁴⁾	% volume	≤ 3
Water and Hydrocarbon Condensates before engine ⁵⁾		Not Allowed
Ammonia	mg/m ³ _n	≤ 25
Chlorine + Fluorines	mg/m ³ _n	≤ 50
Particles or solids, size ^{*)}	µm	≤ 5
Gas inlet temperature	°C	0 – 60

*) content of gas in engine inlet

Note 1. The required gas feed pressure is depending on the LHV

Note 2. Values given in m³_n are at 0 °C and 101,3 kPa

Note 3. Methane number (MN) can be assigned to any gaseous fuel indicating the percentage by volume of methane in blend with hydrogen that exactly matches the knock intensity of the unknown gas mixture under specified operating conditions in a knock testing engine. The methane number (MN) gives a scale for evaluation of the resistance to knock of gaseous fuels.

To define the methane number (MN) of the gas, AVL's Methane 3.11 software is to be used. The concentration of possible heavier hydrocarbons (C6+) is summed up with C6. No coefficients are to be used.

Note 4. If the hydrogen content is higher than 3% volume, it has to be considered case by case.

Note 5. Dew point of natural gas is below the minimum operating temperature and pressure

siguiente imagen.

La tabla presenta las especificaciones de las características del gas combustible para el funcionamiento óptimo. A continuación, se detallan los principales parámetros requeridos:

3.6.1.1 Valores principales del gas combustible

- **Poder calorífico inferior (LHV):**

Mínimo: 24 MJ/m³ (equivalente a 644.1 BTU/ft³).

- **Número de metano (MN):**

≥ 70 (indica la resistencia a la detonación del gas).

- **Contenido de metano (CH₄):**

≥ 70 % en volumen (para asegurar una alta eficiencia energética).

- **Contenido de etano (C₂H₆):**

≤ 15 % en volumen.

- **Propano (C₃H₈):**

≤ 7 % en volumen.

- **Suma de butano (C₄) e hidrocarburos más pesados (C₅+):**

≤ 2 % en volumen.

3.6.1.2 Composición de otros componentes del gas

- **Hexano (C₆) y más pesados:**

No permitidos.

- **Compuestos de azufre (como H₂S):**

≤ 5 mg/Nm³ (para evitar corrosión y daños en el equipo).

- **Dióxido de carbono (CO₂):**

≤ 5 % en volumen (para mantener la calidad del combustible).

- **Agua e hidrocarburos líquidos:**

No permitidos (para evitar daños mecánicos).

- **Partículas sólidas y aceites:**

$\leq 5 \text{ mg/Nm}^3$.

- **Temperatura del gas de entrada:**

Entre 0 °C y 60 °C.

3.6.1.3 Otros datos adicionales necesarios para que el gas se utilizado como combustible

- 1. Presión mínima requerida del gas:** Depende del poder calorífico (LHV).
- 2. Valores proporcionados a 0 °C y 101.3 kPa (condiciones normales).**
- 3. Número de metano (MN):** Se calcula mediante 3.11.
- 4. Hidrógeno (H₂):** Si es mayor al 3 % en volumen, se debe analizar caso por caso.
- 5.** El punto de rocío del gas debe estar por debajo de la temperatura y presión de operación.

Estas especificaciones aseguran que el gas utilizado mantenga un rendimiento eficiente, evitando daños al equipo y cumpliendo con las normativas técnicas.

3.6.2

Datos de contenido de metano

Tabla 6: Datos tomados

N° muestra	CH4 medido (% molar)	CH4 estimado (% molar)
1	36,36	37,79
2	36,81	37,78
3	37,02	37,71
4	36,86	37,67
5	37,26	37,60
6	35,89	37,53
7	37,91	37,42
8	36,60	37,29
9	36,87	37,18
10	37,99	37,04
11	36,46	36,93
12	35,83	36,88
13	36,60	36,80
14	37,68	36,73
15	36,64	36,64
16	36,72	36,60
17	36,66	36,52
18	36,59	36,45
19	38,83	36,38
20	33,74	36,32
21	34,55	36,23
22	33,79	36,11
23	32,60	36,06
24	36,87	35,99
25	34,47	35,92
26	36,63	35,85
27	37,47	35,72
28	35,45	35,59
29	35,47	35,52
30	35,23	35,44
31	33,25	35,38
32	34,39	35,31

Fuente: Reporte de ENAP

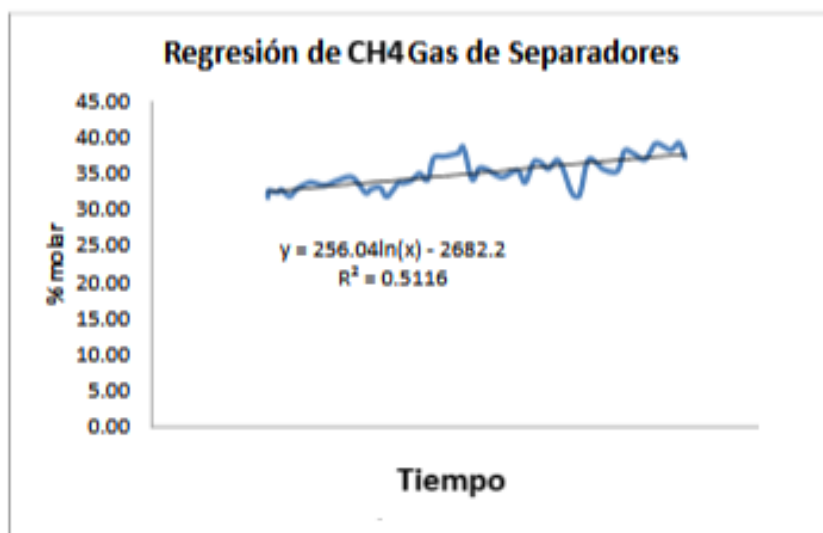
Se analizó la corriente de gas de presión en función del tiempo y se obtuvo una regresión logarítmica, con los datos anteriores se obtiene la siguiente grafica , con la cual se calcularon los valores para los años posteriores. Se optó por utilizar una regresión logarítmica debido a que esta permite capturar mejor la tendencia general de la evolución de la composición a lo largo del tiempo.

Además, se llevó a cabo una regresión lineal, resultando en la siguiente ecuación:

$$(\% \text{molar CH}_4) = -0.004(\text{fecha}) + 216.4, \text{ con un } R^2 = 0.5116.$$

Dado que los resultados de las regresiones lineal y logarítmica son muy similares en cuanto a R^2 , solo se presenta la regresión logarítmica, ya que al realizar extrapolaciones a varios años hacia el futuro, esta es la que mejor se ajusta a las condiciones actuales

Ilustración 7: Regresión del contenido de metano



Fuente: Elaboración Propia

El gráfico titulado "Regresión de CH₄ Gas de Separadores" muestra la evolución del contenido de metano (CH₄) en la corriente gaseosa de alta presión a lo largo del tiempo.

Análisis del gráfico:

1. Eje Y (Vertical):

Representa el porcentaje en volumen de metano (CH₄) en el gas de los separadores, con un rango de 0 % a 45 %.

2. Eje X (Horizontal):

Indica el tiempo, aunque no se especifica la unidad (puede ser días, meses, etc.).

3. Ecuación de la regresión lineal:

La relación matemática entre el tiempo y el contenido de CH₄ está dada por la fórmula:

$$y = 256.04 \ln(x) - 2682.2$$

- **y:** Porcentaje de metano.
- **x:** Tiempo (variable independiente).
- Esta ecuación indica que el contenido de metano aumenta de forma logarítmica con el tiempo.

4. Coeficiente de determinación ($R^2 = 0.5116$):

- Este valor mide el grado de ajuste del modelo a los datos reales.
- $R^2 = 0.5116$ indica que aproximadamente el 51.16 % de la variabilidad del contenido de CH₄ se explica por el tiempo, lo que sugiere un ajuste moderado del modelo de regresión.

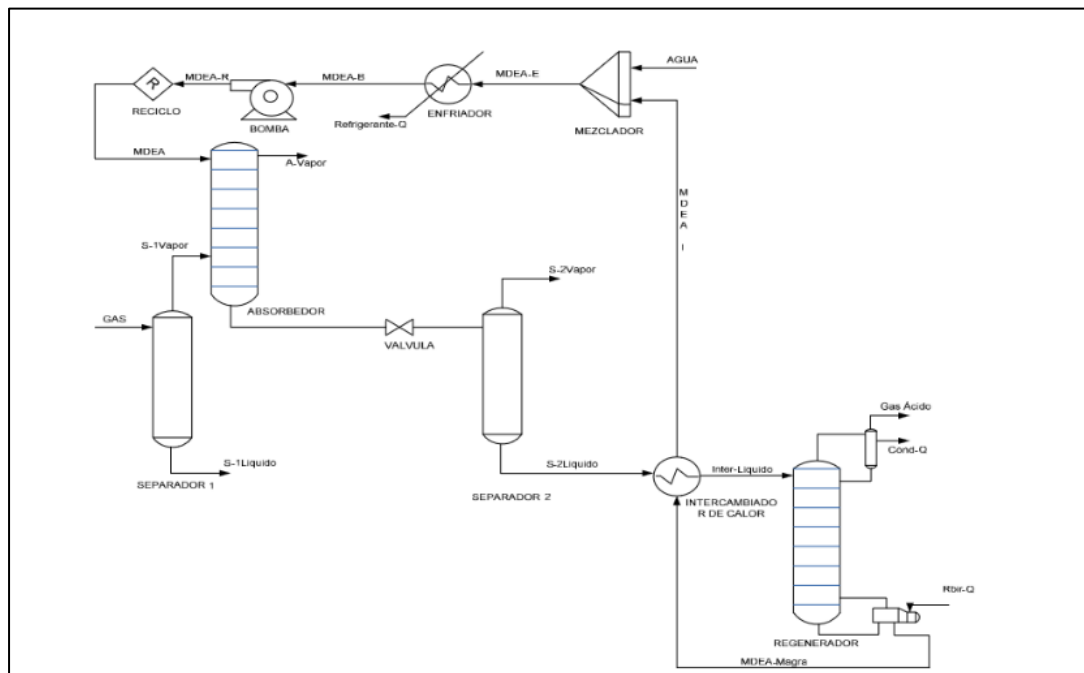
Interpretación general:

- **Tendencia:** A medida que pasa el tiempo, el contenido de CH₄ en el gas de los separadores tiende a aumentar.
- **Variabilidad:** Aunque hay una tendencia al incremento, otros factores no considerados en el modelo explican cerca del 48.84 % de la variación del contenido de metano.
- **Importancia del análisis:** Este seguimiento es crucial para garantizar que el porcentaje de CH₄ se mantenga dentro de los parámetros requeridos (≥ 70 %) para el funcionamiento óptimo de los generadores.

3.6.3 Endulzamiento del gas y su proceso

El gas tiene que eliminar los compuestos ácidos, principalmente dióxido de carbono (CO_2) y sulfuro de hidrógeno (H_2S), presentes en el gas natural o asociado, para que este cumpla con los estándares necesarios para su transporte, almacenamiento y uso energético. Estos compuestos son perjudiciales para la infraestructura de los sistemas de gas, ya que pueden causar corrosión en las tuberías y equipos, así como afectar la calidad del gas su posterior utilización en motores, calderas o generadores eléctricos.

Ilustración 8: Proceso de Endulzamiento



Fuente: Elaboración Propia

El diagrama representa un proceso de absorción y regeneración de aminas (MDEA) utilizado para la remoción de gases ácidos (CO_2 y H_2S). El gas ácido ingresa al absorbedor, donde la MDEA captura los gases ácidos, permitiendo que el gas limpio salga por la parte superior. El líquido rico en gases ácidos pasa por separadores para eliminar trazas de gas no absorbido, se enfría en un intercambiador, y se mezcla con agua antes de entrar al regenerador, donde el calor libera los gases ácidos. La MDEA regenerada se recicla al absorbedor para repetir el ciclo, garantizando la eliminación continua de impurezas.

3.7 Consideraciones mecánicas y de tuberías

3.5.1 Vida útil de equipos y componentes

El diseño de los equipos, unidades paquete y componentes de tuberías debe garantizar una operación mínima de 20 años. Este criterio es esencial para asegurar que la infraestructura instalada sea confiable y rentable a largo plazo, minimizando el mantenimiento y la necesidad de reemplazo de componentes durante la vida útil del proyecto.

Las tuberías que transportan vapor o agua caliente deben cumplir con las especificaciones del Código OSHA 1910, que establece que todas las tuberías expuestas a una altura de 7 pies sobre el piso o a una distancia de 15 pulgadas de las escaleras o rampas deben ser cubiertas con material aislante o protegidas para prevenir el contacto directo con el personal. Esto es clave para reducir los riesgos de quemaduras y mejorar la seguridad del personal operativo.

El aislamiento térmico también se aplicará a equipos fabricados en taller, garantizando que estos sean ensamblados antes de las pruebas de operación, o en caso de ensamblaje en campo, las fijaciones de aislamiento no afectarán la integridad del equipo.

3.5.4 Puesta a tierra

Todos los equipos estáticos deben contar con un sistema de puesta a tierra adecuado, lo que implica instalar un par de platinas en extremos diagonalmente opuestos de los equipos, facilitando

la conexión a la malla de tierra. Esta medida es fundamental para garantizar la seguridad de las instalaciones y proteger contra fallas eléctricas y riesgos asociados.

3.6 Sistemas de tuberías y accesorios

3.6.1 Consideraciones para el diseño de tuberías

El diseño de las tuberías deberá basarse en el código ASME B31.3 y la especificación *PAM-ZNO-50-SP-004*, asegurando que los materiales seleccionados para las tuberías, válvulas y accesorios sean adecuados para cada uno de los servicios requeridos por el proceso. Se deberán aplicar las especificaciones más restrictivas en caso de discrepancias entre los códigos y documentos de referencia.

Los sistemas de tuberías deberán permitir la expansión térmica, por lo que se debe considerar una distancia mínima de 25 mm entre las bridas para tuberías sin aislamiento y de 50 mm para las tuberías con aislamiento térmico. Además, se deberán dejar espacios adecuados entre las tuberías y las estructuras para evitar interferencias, así como entre plataformas, equipos, tuberías y vías de acceso para facilitar el mantenimiento.

3.6.2 Componentes y uniones de tuberías

Para asegurar la modularidad y la facilidad de mantenimiento, el diseño de las tuberías debe incluir un número adecuado de uniones soldadas y bridadas, permitiendo desconectar equipos, válvulas e instrumentos cuando sea necesario. Las uniones bridadas facilitan el mantenimiento sin comprometer la integridad del sistema, mientras que las uniones soldadas se emplearán donde sea necesario uniones más permanentes.

Se prohíbe el uso de tuberías de ciertos tamaños nominales (como 1-1/4", 2-1/2", 3-1/2" y 5"), permitiéndose su uso solo en conexiones específicas.

3.6.3 Consideraciones para compresores de gas

El compresor de gas es un componente clave en la segunda alternativa del diseño, donde se plantea su integración con todos sus auxiliares y accesorios en unidades paquetizadas. Este compresor debe estar diseñado para manejar el gas a alta presión y asegurar su transporte y utilización eficiente.

3.6.4 Flujos de diseño y características operativas en la estación CPF B-46

Para el diseño y dimensionamiento de las líneas y equipos necesarios para las propuestas planteadas, se ha tomado en cuenta los pronósticos de producción proporcionados por EP PEC. Estos flujos de diseño permitirán evaluar la capacidad de los sistemas propuestos y garantizar su operación eficiente durante el ciclo de vida de la estación. En este sentido, se presentarán los casos de estudio y los flujos de diseño que sirven de base para la implementación de las soluciones técnicas.

3.6.5 Tubería de gas

El cálculo del diámetro de la tubería se realiza utilizando la ecuación de Weymouth, la cual establece una relación entre el flujo de gas y las características de la tubería. En este caso, se asume que la caída de presión que podría generar la instalación de futuros instrumentos en la línea de transporte de gas no tiene un impacto significativo y, por lo tanto, se desprecia en este cálculo.

$$Q = 2.61 \times 10^{-3} \times d^{2.667} \sqrt{\left[\frac{p_1^2 - p_2^2}{SL} \right] \frac{288}{T}} \quad (\text{ecuación 2.1})$$

Fuente: Norma ASME B 31.8

Donde:

- Q = Flujo (m³/h)
- d = Diámetro (mm)
- P1 = Presión inicial absoluta (Kg/cm²)
- P2 = Presión final absoluta (Kg/cm²)
- S = Gravedad específica del gas (adimensional)
- L = Longitud (kilómetros)

Ecuación de Weymouth

- T = Temperatura (°K)

Despejando el valor del diámetro (d) de la ecuación 2.1 se tiene:

$$d = \left(\frac{Q\sqrt{SLT}}{2,61 \times 100^{-3}\sqrt{288(P_1^2 - P_2^2)}} \right)^{1/2,667} \quad (\text{ecuación 2.2})$$

La siguiente tabla presenta la información requerida para calcular el diámetro de la tubería de transporte de gas. Estos datos fueron recolectados directamente en el campo y, mediante un análisis cromatográfico, se establecieron la gravedad específica y el poder calorífico del gas natural que se transportará, valores que están especificados en la tabla de cromatografía mencionada previamente..

Tabla 7: Descripciones de Parámetros

DESCRIPCION	CANTIDAD
Fluido a transportar	Gas natural asociado de una planta de Hidrocarburos
Presión de la fuente de gas natural	20 – 35 psi
Presión de ingreso al múltiple de admisión	1 – 4 psi
Temperatura	150 F
Gravedad Específica del gas natural	1.01
Poder calorífico del gas natural	1503,42 btu/sfc
Poder calorífico del diesel	131036 btu/gal

Fuente: Elaborado por Enap

3.6.6 Cálculo según de la norma ansi b 31.3 para el espesor de la tubería

$$t = \left[t_c + t_{th} + \frac{P_i d_o}{2(SE + P_i Y)} \right] \left[\frac{100}{100 - Tol} \right] \quad (\text{ecuacion 2.3})$$

Donde:

- t = Espesor de la pared del tubo especificado de acuerdo al diseño, [pulg], la letra t por la (abreviatura del inglés thickness = espesor).
- t_c = Espesor de corrosión permisible, [pulg.] (Normalmente 0.05 pulg.)
- t_{th} = Tolerancia para procesos de mecanizado (Profundidad o hilo de la rosca), [pulg] (Tabla 2.6).
- P_i = Presión interna, [psi.]
- d_o = Diámetro externo, [pulg].
- S = Esfuerzo permisible para el material del tubo, [psi.], (Tabla 2.7)
- E = factor longitudinal para juntas soldadas
= 1 para piezas unidas como una sola pieza.
= 0.85 para defectos irregulares en la soldadura
- Y = factor propio de los aceros ferriticos.
= 0.4 para materiales ferrosos debajo de 900 °F.
= 0.5 para 950°F.
= 0.7 para 1000 °F y más.
- Tol = tolerancia dada por los fabricantes.
= 12.5 % solo para API 5L en tubos hasta 20 pulg de diámetro.
= 10 % solo para API 5L, tubos de diámetro o mayores a 20 pulg.

3.7 Sistema BI-FUEL

El sistema BI-FUEL es una tecnología que permite a un motor operar utilizando dos tipos de combustible, generalmente gas (como gas natural o gas asociado) y diésel. Este sistema está diseñado para mejorar al aprovechar el gas como fuente de energía, mientras que el diésel actúa como combustible de respaldo.

El funcionamiento del sistema BI-FUEL se basa en un kit BI-FUEL, que es un conjunto de equipos y dispositivos encargados de gestionar y mezclar adecuadamente ambos combustibles. El sistema incluye un Sistema Dinámico de Control (SDC) que ajusta la proporción de gas y aire, de

modo que el motor pueda operar sin pérdida de eficiencia o potencia, incluso cuando las condiciones del gas varían.

Una de las principales ventajas del sistema BI-FUEL es que permite una reducción en el consumo de diésel, ya que se sustituye parcialmente con gas, que generalmente es más económico y menos contaminante. Además, puede ser utilizado en motores diseñados inicialmente para diésel, lo que facilita su implementación en diversas aplicaciones, como la generación de energía eléctrica o el transporte.

Datos Conocidos

Tabla 8: Poder Calorífico

Consumo de diésel al 100% carga	27,6 galones por día
Poder calorífico del diésel	131035 BTU/galón
Poder Calorífico del gas	1503,42 Btu/sfc
Porcentaje de reemplazo de gas por diésel	40%

Fuente: Elaboración Propia

Datos Necesarios:	Propuesta 1: Implementación de un Infraestructura para Comprimir el Gas he inyectarlo y mejorar la movilidad	Propuesta 2: Diseño de un Sistema de Gas destinado a la Eficiencia Energética en Combustibles para generación eléctrica.
Características del asociado	- Composición química (porcentaje de metano, etano, propano, contaminantes - Propiedades PVT	- Composición química (porcentaje de metano, etano, propano, contaminantes - Propiedades PVT - Analizar los efectos de las Sustancias del gas - Analizar los porcentaje de los compuestos H2S y CO2 presente en el gas.

	• Cromatografía del gas • Factores de desviación del gas.	• Endulzamiento de gas con el objetivo de reducir a porcentajes aceptables la cantidad de Dióxido de Carbono
Diseño de Sistemas de tuberías y accesorios	• Los datos de presión de entrada y salida del compresor. • Cálculos para la nueva presión requerida. • Diseño de facilidades.	• Tomar en cuenta en revestimientos para la tubería y equipos la presencia de CO₂ Y H₂S. • Esquema del equipo de deshidratación del gas. • Las velocidades de corrosión que permiten utilizar acero sin recubrimiento deben ser menores a 0.1 mm/año, para asegurar que 3 mm adicionales de acero sean suficientes para proteger contra la corrosión. • El diseño de las tuberías debe seguir el estándar del código ASME B31.3. • El diámetro de la línea de gas se calculará utilizando la ecuación correspondiente. • Cálculos del espesor de la tubería. $Q = 2.61 \times 10^{-3} \times d^{2.667} \sqrt{\left[\frac{p_1^2 - p_2^2}{SL} \right] \frac{288}{T}} \quad (\text{ecuación 2.1})$ Fuente: Norma ASME B 31.8 $t = \left[t_c + t_{th} + \frac{P_i d_o}{2(SE + P_i Y)} \right] \left[\frac{100}{100 - T_{ol}} \right]$ • Diagrama PID Sistema de inyección de gas asociado.
Consideraciones:	Según la cromatografía la cantidad de elementos químicos como el metano, propano CO ₂ y H ₂ S no es considerado para comprimir el Gas.	Usar gas para generar energía, suele ser más rentable, ya que se puede utilizar en grandes volúmenes y convertirlo en electricidad de manera efectiva. Actualmente se dispone de los equipos para la implementación de esta propuesta.

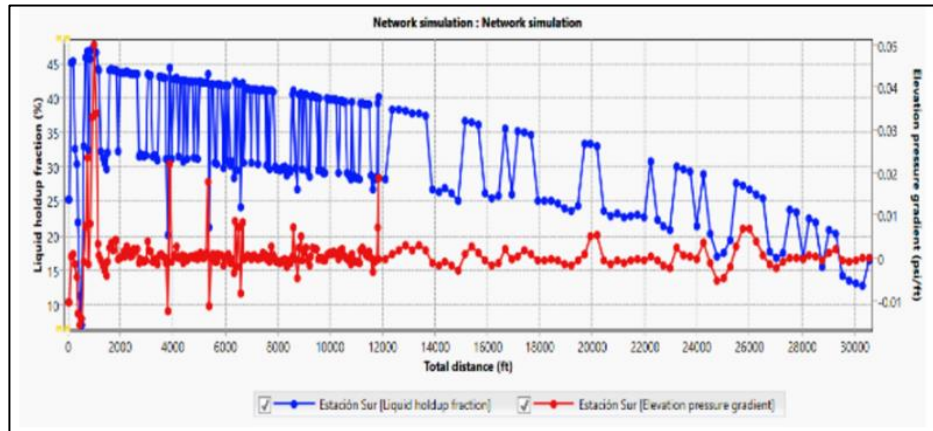
Fuente: Elaboración Propia

3.9 Análisis hidráulico de tubería

El gas que anteriormente se quemaba en las plataformas ahora será transportado a través de las líneas de producción hasta la estación, donde se utilizará para generar energía. Para garantizar que la tubería cumpla con los requisitos necesarios, se llevó a cabo un análisis de la retención de líquido y del índice de velocidad erosiva. La gráfica de retención de líquido muestra que el gas se mantiene en solución, ya que sus valores no se encuentran en los extremos de 0 (líquido) ni 1 (gas), lo que indica que no hay presurización en la línea (ver Figuras 7 y 8).

Por otro lado, la Tabla 8 presenta los resultados del análisis del índice de velocidad erosional, los cuales indican que los valores se mantienen dentro de los límites permitidos ($evr < 0,8$). Esto sugiere que el flujo del gas no compromete la integridad de la tubería ni causa efectos de erosión que puedan afectar su funcionamiento.

Ilustración 9: Fluido vs distancia



Fuente: ENAP

Tabla 8. Resultados análisis de radio de velocidad erosional

Tramo	Diámetro (pulgadas)	Caudal (BFPD)	EVR (%)
Plataforma 420- losa de válvulas	6	3.423	0.17
Plataforma 410- losa de válvulas	4	2.601	0,31
Plataforma 310- Estación Sur	6	9.637	0,73

Fuente: ENAP

La figura anterior muestra la relación entre la distancia a lo largo de una tubería de 6 pulgadas de diámetro. En la gráfica, la línea azul representa la fracción de retención de líquido, mientras que la línea roja indica el gradiente de presión por elevación. Se observa que la retención de líquido varía significativamente en distintos puntos del recorrido, con fluctuaciones marcadas en la parte inicial y una tendencia a estabilizarse en ciertos tramos. Por otro lado, el gradiente de presión por

elevación muestra un comportamiento más uniforme, con ligeras variaciones que podrían estar asociadas a cambios en la topografía de la línea de flujo.

La tabla anterior presenta un análisis del radio de velocidad erosional en tres tramos específicos del sistema de transporte. Se evidencia que el caudal de fluido es mayor en la plataforma 310-Estación Sur (9.637 BFPD), lo que resulta en un mayor índice de velocidad erosional (EVR) del 0.73%. En comparación, la plataforma 420-losa de válvulas, con un caudal menor de 3.423 BFPD, presenta un EVR significativamente más bajo de 0.17%. Esto indica que, a mayor caudal y velocidad del fluido, aumenta el riesgo de erosión en la tubería, lo que podría impactar en la integridad del sistema a largo plazo.

Tabla 9: Presiones Requeridas en el Manifold

Plataforma	Presión actual (Psig)	Presión simulada (Psig)
420	45	246
410	40	200
310	60	160

Fuente: ENAP

Tabla 10: Diseño de compresores

Plataforma	Qg MSCFD	Ps psig	Pd psig	P HP
310	481	45	160	30-45
410	391	45	200	30-45
420	520	45	246	70

Fuente: ENAP

CAPITULO IV

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Este estudio tuvo como objetivo maximizar el uso del gas asociado, evitando su quema y destinándolo a la generación de energía eléctrica. Para ello, se propuso un escenario en el que las facilidades de superficie fueran adaptadas y diseñadas específicamente para el manejo eficiente del gas, permitiendo su transporte desde las plataformas de producción hasta la estación CPF, donde sería aprovechado de manera sostenible.

4.1. Resultados propuesta 1

El análisis cromatográfico del gas en la salida del separador (100 psi, 162 °F) muestra un bajo contenido de agua (aproximadamente 2-3%), lo que indica una separación eficiente. No obstante, una regresión logarítmica prevé un aumento en los niveles de agua, CH₄ y CO₂, lo que podría afectar la compresión del gas. Para abordar este problema, se sugiere la instalación de un scrubber que elimine el exceso de agua, que podría llegar a alcanzar hasta 424 BWPD.

Según las condiciones de caudal calculadas con las fórmulas de tasa de flujo de McCoy y Podio, se estima que este campo necesitará tres compresores. Sin embargo, es crucial diseñar cada compresor de manera específica, ya que es probable que el flujo de gas no se distribuya de manera uniforme a lo largo del campo, como se observa en el gráfico de fluctuaciones de producción. Además, la implementación de varios compresores implicará un incremento en los recursos necesarios para su operación y mantenimiento, lo que debe tenerse en cuenta en la planificación del proyecto.

4.2.Resultados propuesta 2

- Los resultados obtenidos para la Propuesta 2 muestran que el gas producido en el campo tiene un poder calorífico de 931.6 BTU/FT³, lo cual supera el valor requerido por un generador, que es de 751.5 BTU/FT³ según el poder calorífico inferior (LHV). Durante el proceso de toma de muestras, se verificó que el gas mantiene un alto poder calorífico durante toda la vida útil del proyecto, lo que lo convierte en una fuente viable para la generación de electricidad. Sin embargo, la ecuación de regresión empleada para predecir los valores de LHV indica una tendencia a la disminución con el tiempo, lo cual se debe a la reducción progresiva de los componentes pesados (como el isobutano y otros), los cuales actualmente constituyen el 21% del gas producido. Esta disminución debe ser considerada al diseñar y operar el sistema de generación eléctrica para asegurar su eficiencia a largo plazo.
- El análisis financiero indicó que el costo de generar electricidad utilizando el gas recuperado sería de 0,06 USD/kWh. Al compararlo con el costo referencial industrial de 0,091 USD/kWh, establecido por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad del Ecuador, se obtiene un ahorro del 37% por cada kWh generado. Esta reducción en los costos representa una ventaja considerable para la viabilidad y sostenibilidad del proyecto, ya que permite un uso más eficiente y rentable de los recursos energéticos.

Rediseño de sistemas de levantamiento artificial

Ante las nuevas condiciones de presión en cabeza, fue necesario realizar un rediseño en los sistemas de levantamiento artificial para garantizar la continuidad de la producción. En particular, los equipos BES de los pozos 420 y 422 no generaban la energía suficiente para vencer las nuevas presiones, lo que llevó a evaluar su desempeño y proponer mejoras. Para

este análisis, se empleó un software especializado que realizaron graficas de las curvas de retención de líquido versus las pulgadas de fluido permitió determinar el número óptimo de etapas necesarias para superar las condiciones de presión sin cambiar el tipo de bomba ni la potencia del motor.

4.3. Análisis económico

La totalidad del gas producido y su potencial energético, así como la inversión necesaria en facilidades de superficie. Dentro de estos costos se incluyeron la adquisición e instalación de tres compresores y cuatro generadores de gas, así como la venta de los equipos previamente utilizados, tales como bombas, separadores, tanques y mecheros. Además, se contemplaron los costos operativos y de mantenimiento, los cuales incidirán en la rentabilidad del proyecto a largo plazo.

El análisis financiero determinó que el costo de generación eléctrica utilizando el gas recuperado sería de 0,06 USD/kWh. Comparado con el costo referencial industrial de 0,091 USD/kWh, establecido por la Agencia de Regulación y Control de Electricidad del Ecuador, se obtiene un ahorro del 37 % por cada kWh generado. Esta reducción en costos representa una ventaja significativa para la sostenibilidad del proyecto, pues permite optimizar los recursos energéticos de manera más eficiente y rentable.

Adicionalmente, se incorporó al análisis la posibilidad de generar ingresos mediante la venta de bonos de carbono, con un precio estimado de 5 USD por tonelada de CO₂ reducida, según los valores referenciados por Teresa y Aristiz (2019, p.14) (ver Tabla 9). Con base en esta proyección económica, el estudio estimó un ahorro acumulado de 5.935.120 USD en un período de seis años, lo que reafirma la viabilidad financiera y ambiental del proyecto,

promoviendo el uso eficiente del gas y reduciendo significativamente las emisiones de gases de efecto invernadero.

4.4.Discusión

Las operaciones en la industria petrolera de Ecuador están regidas por el Reglamento Ambiental de Actividades Hidrocarburíferas, establecido en el Decreto N.º 1215. Según los resultados de la simulación, para implementar esta solución se requiere aumentar la presión de cabeza en cada uno de los pozos. Esta medida ayudará a equilibrar las presiones, facilitando que los equipos electro sumergibles mantengan su nivel de producción actual mediante un aumento en la frecuencia. Al asegurar la eficiencia operativa y cumplir con los requisitos técnicos, esta estrategia no solo optimiza el rendimiento de los sistemas de producción, sino que también favorece el aprovechamiento energético.

Además de los beneficios ambientales, la valorización del gas recuperado ofrece importantes oportunidades económicas. La reducción de las emisiones de CO₂ permite acceder a mecanismos de desarrollo limpio, como la venta de bonos de carbono, tal como se menciona en el trabajo de Díaz (2016). De igual manera, la eliminación de la quema de gas contribuye a disminuir los costos relacionados con las indemnizaciones a las comunidades afectadas, en línea con lo establecido en el Acuerdo Interministerial N.º 001. En base a estos elementos, el proyecto estima un ahorro de 5.935.120 USD y una reducción de 241.121 toneladas de CO₂ durante un periodo de seis años, consolidándose como una opción viable tanto desde el punto de vista económico como ambiental.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1.Conclusiones

- El trabajo realizado evidencia que la quema de gas en las plataformas petroleras puede ser eliminada mediante su aprovechamiento en la generación eléctrica, alineándose con las normativas ambientales establecidas. La implementación de este modelo permite reducir el impacto ambiental y social asociado a las emisiones de CO₂, promoviendo una operación más sostenible dentro de la industria.
- Se decide optar por la Propuesta 2: Utilización del gas como combustible para la generación de electricidad, dado que de un caudal de 7,2 MMSCFD, se emplean aproximadamente 2,0 MMSCFD para producir cerca de 7,5 MW de energía. El gas restante, es decir, 5,2 MMSCFD, es quemado. Esta quema en el Flare representa una fuente de energía considerable que se está desperdiciando. Según el flujo de gas producido en la estación, el potencial actual de generación de energía en el EPF es de aproximadamente 27 MW/día; sin embargo, el 72% de este potencial, es decir, 19,5 MW/día, se está perdiendo al ser quemado en el Flare.
- Para asegurar una operación segura y eficiente, es esencial deshidratar el gas hasta un máximo de 1 ppm de H₂O para prevenir la formación de hidratos, y reducir el CO₂ a 50 ppm mediante una planta de aminas, con el fin de evitar la formación de sólidos y obstrucciones en el sistema.
- En base a la propuesta 2, desde el punto de vista económico, el proyecto genera beneficios significativos, no solo por el ahorro en costos operacionales y de indemnización a comunidades afectadas, sino también por la venta de bonos de carbono, lo que lo convierte

en una solución financieramente viable. Se estima un ahorro de 5.935.120 USD y una reducción de 241.121 toneladas de CO₂ durante seis años, consolidando un modelo más eficiente y responsable con el medioambiente.

- La optimización del transporte de gas desde las plataformas hasta la estación central de producción Sacha Sur, en conjunto con la producción de petróleo y agua mediante equipos electrosumergibles, representa una alternativa eficiente que evita la contaminación del medioambiente. Además, la simulación realizada demostró que el incremento de presión de cabeza en los pozos es una medida clave para mantener la producción bajo las nuevas condiciones operativas.
- Desde el punto de vista económico, el proyecto genera beneficios significativos, no solo por el ahorro en costos operacionales y de indemnización a comunidades afectadas, sino también por la venta de bonos de carbono, lo que lo convierte en una solución financieramente viable. Se estima un ahorro de 5.935.120 USD y una reducción de 241.121 toneladas de CO₂ durante seis años, consolidando un modelo más eficiente y responsable con el medioambiente.

5.2. Recomendaciones

- Adicionalmente, se incorporó al análisis la posibilidad de generar ingresos mediante la venta de bonos de carbono, con un precio estimado de 5 USD por tonelada de CO₂ reducida, según los valores referenciados por Teresa y Aristiz (2019, p.14). Con base en esta proyección económica, el estudio estimó un ahorro acumulado de 5.935.120 USD en un período de seis años, lo que reafirma la viabilidad financiera y ambiental del proyecto, promoviendo el uso eficiente del gas.
- Se recomienda controlar los componentes pesados que a lo largo del estudio suman más del 28%, esto podría ser un problema para los equipos generadores, visto que el parámetro es de máximo 2%.
- Se recomienda ejecutar el proyecto en fases para evaluar su desempeño en cada etapa y realizar ajustes operativos según sea necesario.
- **Monitoreo continuo de la presión en los pozos:** Es fundamental supervisar y ajustar la presión para garantizar que los equipos electrosumergibles operen eficientemente sin afectar la producción.
- **Gestión adecuada de bonos de carbono:** Se sugiere establecer estrategias para la comercialización de los bonos de carbono obtenidos, maximizando el beneficio económico del proyecto.
- **Capacitación del personal:** Es importante capacitar a los operadores y técnicos en el manejo del nuevo sistema de transporte y aprovechamiento del gas para garantizar su óptimo funcionamiento y mantenimiento.

- ***Evaluación periódica del impacto ambiental:*** Se debe realizar un seguimiento continuo a las emisiones y al impacto social del proyecto, asegurando el cumplimiento de las normativas ambientales y la aceptación por parte de las comunidades cercanas.

BIBLIOGRAFIA

- Ahmed, T., & Hossain, M. (2015). *Gas-to-liquids technology: Una revisión del proceso y sus aplicaciones.*, 1, 1-11. <https://doi.org/10.1016/j.egy.2015.02.001>
- Cossío, D., & Sánchez, P. (2017). *Exploración y producción de gas asociado: Desafíos y oportunidades en la industria del petróleo y gas en América Latina.* Editorial Tecnológica, 102-115.
- García, J., & Romero, L. (2018). *Análisis y evaluación de gas asociado en la cuenca de los Llanos Orientales, Colombia.* Journal of Energy Research, 22(4), 267-276. <https://doi.org/10.1234/energyresearch.2018.03456>
- Herrera, M., & Castro, A. (2020). *Gas asociado y su impacto ambiental en la producción petrolera.* In D. Martínez (Ed.), *Tecnologías y retos en la explotación de recursos no renovables* (pp. 178-200). Editorial Técnica de Energía.
- Sánchez, C., & Pérez, E. (2016). *Gas asociado en yacimientos petroleros: Características y técnicas de manejo.* Ingeniería del Petróleo, 10(2), 45-58.
- International Energy Agency. (2021). *El papel del gas asociado en la transición energética global.* <https://www.iea.org/reports/the-role-of-associated-gas-in-the-global-energy-transition>