

Pregrado

Carrera: Tecnología Superior en Petróleos

Asignatura (UIC): Seminario de Carrera

Trabajo de titulación previo a la obtención del

Título en: Tecnólogo Superior en Petróleos

Tema: Estrategias para el aprovechamiento del gas asociado en el pozo Alice O-1A, ubicado en el campo Tarapoa, durante el año 2024, a fin de reducir el desperdicio energético y optimizar su uso mediante soluciones técnicas

Autor/s: Jefferson Stalin Tacuri Mena

Danny Robinson Gonzalez Camacho

Roberto Valeriano Arana Ruiz

Tutor: Alvarez Lazo Luis Alfredo

Fecha: 19 de Marzo de 2025



Autor:



Tacuri Mena Jefferson Stalin

Título a obtener: Tecnólogo Superior en Petróleos

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: jefferson.tacuri@ister.edu.ec

Autor:



Danny Robinson Gonzalez Camacho

Título a obtener: Tecnólogo Superior en Petróleos

Matriz: Sangolquí -Ecuador

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

Autor:



Roberto Valeriano Arana Ruiz

Título a obtener: Tecnólogo Superior en Petróleos

Matriz: Sangolquí -Ecuador

Correo electrónico: roberto.arana@ister.edu.ec

Dirigido por:

Ing. Alvarez Lazo Luis Alfredo

Matriz: Sangolquí -Ecuador

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

Todos los derechos reservados.

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

©2024 Tecnológico Universitario

Rumiñahui SANGOLQUÍ – ECUADOR

JEFFERSON STALIN TACURI MENA

DANNY ROBINSON GONZALEZ

CAMACHO

ROBERTO VALERIANO ARANA RUIZ

**Estrategias para el aprovechamiento del gas asociado en el pozo
Alice O-1A, ubicado en el campo Tarapoa, durante el año 2024, a fin
de reducir el desperdicio energético y optimizar su uso mediante
soluciones técnicas**

Dedicatoria:

Este trabajo de titulación está dedicado, en primer lugar, a Dios, fuente inagotable de fortaleza y sabiduría, quien iluminó cada paso de este camino y me sostuvo en los momentos más difíciles. Sin su guía, nada de esto habría sido posible.

A nuestros padres, pilares fundamentales en nuestras vidas, quienes con su amor incondicional, sacrificio y ejemplo de perseverancia nos enseñaron a nunca rendirnos. Gracias por ser nuestra motivación constante y por confiar siempre en nuestro potencial, incluso cuando nosotros mismos dudamos.

Dedicamos también este logro a nuestras familias, quienes nos acompañaron con paciencia y comprensión durante todo este proceso. A nuestros hermanos, que siempre estuvieron dispuestos a escuchar y brindar palabras de ánimo cuando más las necesitábamos.

Queremos dedicar esta tesis a nuestros docentes y mentores, especialmente a aquellos que dejaron una huella significativa en nuestra formación. Sus enseñanzas van más allá de lo académico; nos mostraron el valor de la ética profesional, el compromiso y la pasión por lo que hacemos.

Y, por último, dedicamos este trabajo a nosotros mismos. A nuestras versiones del pasado, que lucharon contra el cansancio, la incertidumbre y los desafíos. Este logro es la prueba de que con esfuerzo, disciplina y fe, los sueños pueden alcanzarse. Que esta dedicatoria sirva como recordatorio de que todo sacrificio vale la pena cuando se trabaja con el corazón.

Agradecimientos:

Queremos expresar nuestra más profunda gratitud a todas las personas e instituciones que contribuyeron de manera significativa a la realización de esta tesis.

En primer lugar, agradecemos a Dios por concedernos la vida, salud y fortaleza necesarias para culminar este proyecto. Su presencia fue guía y sostén en cada etapa de este proceso.

A nuestros padres, madres y familias, quienes nos brindaron su amor, comprensión y apoyo incondicional durante todo el camino académico. Sus palabras de aliento y su confianza en nosotros fueron nuestro motor para seguir adelante.

Agradecemos especialmente al Instituto Tecnológico y a sus docentes por brindarnos las herramientas académicas y profesionales que hoy nos permiten dar este importante paso. Su compromiso con la educación técnica ha sido fundamental para nuestra formación.

Nuestro agradecimiento al Ing. Luis Álvarez, director del proyecto, por su orientación, paciencia y exigencia, que nos impulsaron a mantener la calidad y el enfoque en cada capítulo desarrollado. Su experiencia y dedicación fueron claves para concretar este trabajo.

También agradecemos a los profesionales del campo Tarapoa por su disposición al compartir información técnica y su valiosa experiencia, lo cual enriqueció nuestra investigación.

A nuestros compañeros y amigos, quienes compartieron desvelos, dudas y aprendizajes a lo largo de estos años. Gracias por el compañerismo, la motivación mutua y por hacer de este camino una experiencia más llevadera.

Finalmente, gracias a todos quienes, de alguna manera, hicieron posible este logro. Este trabajo también es de ustedes.

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

CT-ANX-2025-ISTER-3

CARRERA: TECNOLOGÍA UNIVERSITARIA EN PETROLEOS

AUTOR /ES: JEFFERSON STALIN TACURI MENA, DANNY ROBINSON

GONZALEZ CAMACHO, ROBERTO VALERIANO ARANA RUIZ

TUTOR (METODOLÓGICO Y ACADÉMICO): ALVAREZ LAZO LUIS ALFREDO

CONTACTO ESTUDIANTE: 0995457125-0963288429-098831404.

CORREO ELECTRÓNICO: Jeffersontacuri10@gmail.com;

robin.gonzalez1999@gmail.com; Robert_ar10@hotmail.com

TEMA: Estrategias para el aprovechamiento del gas asociado en el pozo alicé O-1^a, ubicado en el campo Tarapoa, durante el año 2024, a fin de reducir el desperdicio energético y optimizar su uso mediante soluciones técnicas

OPCIÓN DE TITULACIÓN: TECNÓLOGO SUPERIOR EN PETRÓLEOS

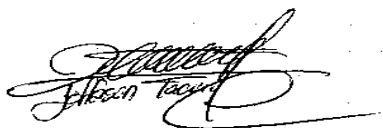
RESUMEN EN ESPAÑOL: Este proyecto se enfoca en la aplicación de estrategias para el aprovechamiento del gas asociado en el pozo Alice O-1A, ubicado en el campo Tarapoa, durante el año 2024. Se busca abordar la problemática del desperdicio energético generado por la quema o liberación no controlada del gas, a través de la implementación de soluciones técnicas identificadas mediante una revisión bibliográfica exhaustiva.

En el primer capítulo, se define el objetivo principal de optimizar el uso del gas asociado y se analizan los efectos negativos actuales, incluyendo el impacto ambiental y las pérdidas económicas para la industria petrolera. Además, se identifican los parámetros técnicos que deben ser mejorados para garantizar la eficiencia en el aprovechamiento energético.

El segundo capítulo presenta el contexto operativo del pozo Alice O-1A, detallando las instalaciones existentes y las limitaciones técnicas que enfrentan las operaciones actuales. También se exploran las tecnologías disponibles para el aprovechamiento del gas, como sistemas de reinyección, generación de energía o conversión en productos de valor añadido.

Finalmente, se plantea un modelo integral para implementar estas estrategias, destacando las oportunidades de optimización energética y contribución al desarrollo sostenible, además de cumplir con las normativas vigentes.

PALABRAS CLAVE: GAS ASOCIADO; CAMPO TARAPOA; DESPERDICIO ENERGÉTICO; GENERACIÓN ELÉCTRICA



Firma del Estudiante (AUTOR)
JEFFESON TACURI
C.I.: 2200558456



Firma del Estudiante (AUTOR)
DANNY GONZALEZ
C.I.: 2100863576



Firma del Estudiante (AUTOR)
ROBERTO ARANA
C.I.: 0804238673

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, 18 de marzo del 2025

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

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

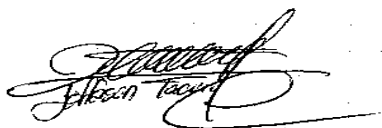
Presente

Por medio de la presente, yo JEFFERSON STALIN TACURI MENA declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado Estrategias para el aprovechamiento del gas asociado en el pozo Alice O-1A, ubicado en el campo Tarapoa, durante el año 2024, a fin de reducir el desperdicio energético y optimizar su uso mediante soluciones técnicas, de la Tecnología Superior PETROLEOS; 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,



JEFFERON STALIN TACURI MENA
C.I.: 220055845-6

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, 18 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 DANNY ROBINSON GONZALEZ CAMACHO declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado Estrategias para el aprovechamiento del gas asociado en el pozo Alice O-1A, ubicado en el campo Tarapoa, durante el año 2024, a fin de reducir el desperdicio energético y optimizar su uso mediante soluciones técnicas, de la Tecnología Superior PETROLEOS; 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,



DANNY ROBINSON GONZALEZ CAMACHO
C.I.: 210086357-6

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-2-2.2

Sangolquí, 18 de marzo del 2025

MSc. Elizabeth Ordoñez
DIRECTORA DE DOCENCIA

MSc. Mónica Loachamín
COORDINADORA DE TITULACIÓN

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

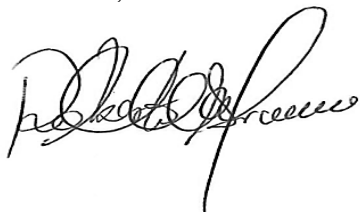
Presente

Por medio de la presente, yo ROBERTO VALERIANO ARANA RUIZ declaro y acepto en forma expresa lo siguiente: Ser autor del trabajo de titulación denominado Estrategias para el aprovechamiento del gas asociado en el pozo Alice O-1A, ubicado en el campo Tarapoa, durante el año 2024, a fin de reducir el desperdicio energético y optimizar su uso mediante soluciones técnicas, de la Tecnología Superior PETROLEOS; 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,



ROBERTO VALERIANO ARANA RUIZ
C.I.: 080423867-3

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, 19 de Marzo del 2025

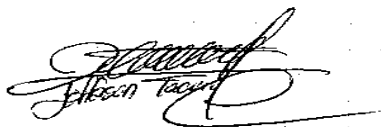
Sres.-

INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO

Presente

Yo JEFFERSON STALIN TACURI MENA con C.I.: 2200558456 alumno de la Carrera TECNOLOGIA SUPERIOR EN PETRÓLEOS, cedo al INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO, los derechos de publicaciones del presente trabajo de Titulación en el Repositorio Institucional para hacer uso de todos los contenidos con fines estrictamente académico o de investigación.

Atentamente,



Firma del Estudiante
JEFFESON STALIN TACURI MENA
C.I.: 2200558456

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, 19 de Marzo del 2025

Sres.-

INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO

Presente

Yo DANNY ROBINSON GONZALEZ CAMACHO con C.I.: 2100863576 alumno de la Carrera TECNOLOGIA SUPERIOR EN PETRÓLEOS, cedo al INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO, los derechos de publicaciones del presente trabajo de Titulación en el Repositorio Institucional para hacer uso de todos los contenidos con fines estrictamente académico o de investigación.

Atentamente,



Firma del Estudiante
DANNY ROBINSON GONZALEZ CAMACHO
C.I.: 2100863576

SOLICITUD DE PUBLICACIÓN DEL TRABAJO DE TITULACIÓN

CT-ANX-2025-ISTER-4

Sangolquí, 19 de Marzo del 2025

Sres.-

INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO

Presente

Yo ROBERTO VALERIANO ARANA RUIZ con C.I.: 0804238673 alumno de la Carrera TECNOLOGIA SUPERIOR EN PETRÓLEOS, cedo al INSTITUTO SUPERIOR TECNOLÓGICO RUMIÑAHUI CON CONDICIÓN DE UNIVERSITARIO, los derechos de publicaciones del presente trabajo de Titulación en el Repositorio Institucional para hacer uso de todos los contenidos con fines estrictamente académico o de investigación.

Atentamente,



Firma del Estudiante

ROBERTO VALERIANO ARANA RUIZ

C.I.: 0804238673

ÍNDICE GENERAL

RESUMEN	4
CAPITULO I	5
INTRODUCCIÓN	5
CAPITULO II	8
MARCO TEÓRICO	8
CAPITULO III	16
DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN	16
CAPITULO IV	20
PRUEBAS, RESULTADOS Y DISCUSIÓN	20
CAPITULO V	29
CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	29
RECOMENDACIONES	29
BIBLIOGRAFIA	31

LISTA DE TABLAS

Tabla 1. Propiedades del gas asociado.	8
Tabla 2. Resumen de metodología	18
Tabla 3. Características de las formaciones.	21
Tabla 4. Análisis de opciones para optimización del gas asociado.....	25

LISTA DE FIGURAS

Figura 1. Área de estudio	16
Figura 2.Estratificación del bloque Tarapoa	20

RESUMEN

Este proyecto se enfoca en la aplicación de estrategias para el aprovechamiento del gas asociado en el pozo Alice O-1A, ubicado en el campo Tarapoa, durante el año 2024. Se busca abordar la problemática del desperdicio energético generado por la quema o liberación no controlada del gas, a través de la implementación de soluciones técnicas identificadas mediante una revisión bibliográfica exhaustiva.

En el primer capítulo, se define el objetivo principal de optimizar el uso del gas asociado y se analizan los efectos negativos actuales, incluyendo el impacto ambiental y las pérdidas económicas para la industria petrolera. Además, se identifican los parámetros técnicos que deben ser mejorados para garantizar la eficiencia en el aprovechamiento energético.

El segundo capítulo presenta el contexto operativo del pozo Alice O-1A, detallando las instalaciones existentes y las limitaciones técnicas que enfrentan las operaciones actuales. También se exploran las tecnologías disponibles para el aprovechamiento del gas, como sistemas de reinyección, generación de energía o conversión en productos de valor añadido.

Finalmente, se plantea un modelo integral para implementar estas estrategias, destacando las oportunidades de optimización energética y contribución al desarrollo sostenible, además de cumplir con las normativas vigentes.

CAPITULO I

INTRODUCCIÓN

1.1. Planteamiento del Problema

Tarapoa, especialmente en el pozo de Alice O-1A, el desafío de reducir los desechos de energía está relacionado con el tratamiento de gas relacionado. Actualmente, este recurso se libera o quema en lugar de utilizado en una antorcha, que tiene un impacto significativo en el medio ambiente y la pérdida financiera de operaciones. A pesar del hecho de que tiene una infraestructura de producción básica, no existe un proceso o tecnología efectiva que le permita convertir este gas a los productos utilizados para usar energía o valor agregado. Las operaciones actuales no solo afectan la sostenibilidad de las actividades de campo, sino que también violan las reglas ambientales que requieren la optimización de los recursos energéticos y la reducción de las emisiones contaminantes. Los estudios realizados por la Agencia de Regulación y Control de Recursos Naturales no renovables (ARCCernR) indican que el gas asociado en el pozo O-1A es un potencial energético que supera los 1,5 millones de pies cúbicos al día, lo que puede previamente para la producción de energía o los procesos industriales, evitando así los desechos.

La solución a este problema requiere un análisis técnico exhaustivo que está considerando el diseño de los sistemas de restauración, almacenamiento o producción de energía asociados. Estos sistemas deben ser técnicos y económicamente viables, lo que garantiza el respeto por las reglas y la sostenibilidad. La introducción de estas estrategias en el campo Tarapoa podría colocarse como referencia al consumo de energía en la industria petrolera.

1.2 Justificación

La implementación de la estrategia para el uso de un gas asociado en el pozo de Alice O-1, ubicada en el campamento de Tarapoa, está justificada en gran medida por los beneficios operativos, económicos y ambientales que generarán.

En primer lugar, el aumento en la producción se reflejará en la explotación del gas asociado, transformándolo en una fuente útil de energía o productos secundarios, como un fluido de electricidad o gas natural (LGN). Este uso no solo aumentará el valor agregado de las operaciones, sino que también reducirá el desperdicio de energía actual.

Además, la eficiencia operativa se optimizará aplicando tecnologías modernas que permitan la recolección, procesamiento y almacenamiento del gas asociado. Este enfoque reducirá las pérdidas y permitirá la gestión sostenible de los recursos energéticos en el campo.

En términos de seguridad operativa, el proyecto reducirá los riesgos asociados con la combustión de gas en las antorchas, reduciendo los posibles accidentes y mejorando las condiciones de trabajo en progreso. Además, la participación de los sistemas modernos de gestión de gases garantizará un entorno más seguro para los trabajadores y comunidades circundantes.

La automatización del proceso también será una parte importante del proyecto, asegurando el monitoreo constante y preciso del flujo de gas conectado. Esta automatización permitirá la respuesta directa a las variaciones de las condiciones de funcionamiento, aumentando la confiabilidad de las empresas.

Juntos, el proyecto no solo mejora la rentabilidad del campamento de Tarapoa, sino que también responde a los requisitos ambientales y al regulador, posicionando a la sociedad como referencia a la sostenibilidad y la responsabilidad operativa.

1.3 Alcance

El propósito de la graduación del proyecto es aplicar estrategias para el uso de un gas asociado en la colocación de O-1, ubicada en el campo Tarapo, durante 2024, para reducir el desperdicio de energía y optimizar su uso de soluciones técnicas identificadas en el examen bibliográfico. Se llevará a cabo analizando los datos operativos, la simulación técnica y el examen de los casos de éxito en el sector. El proyecto se desarrollará exclusivamente en el pozo de Alice O-1, excluyendo la implementación física de las estrategias propuestas o la evaluación de otros pozos de Tarapoa de campo. Se espera que la tecnología sostenible desarrolle y desarrollará un plan operativo destinado a reducir las emisiones y mejorar la eficiencia operativa. Tomamos la disponibilidad de datos confiables y condiciones técnicas favorables para el análisis. El área no incluye la comercialización de productos derivados o la construcción de infraestructuras físicas relacionadas.

1.4 Objetivos General y Específicos

Objetivo general:

Aplicar estrategias para el aprovechamiento del gas asociado en el pozo Alice O-1A, ubicado en el campo Tarapoa, durante el año 2024, con el fin de reducir el desperdicio energético y

optimizar su uso mediante soluciones técnicas basadas en una revisión bibliográfica y análisis de datos operativos.

Objetivos Específicos:

- 1) Analizar las condiciones operativas del pozo Alice O-1A y determinar el volumen de gas asociado disponible para su aprovechamiento.
- 2) Identificar tecnologías y soluciones técnicas viables para la captura, procesamiento y utilización eficiente del gas asociado en el campo Tarapoa.
- 3) Establecer los mecanismos que contemple estrategias para la implementación de las tecnologías seleccionadas para la reducción de desperdicios energéticos y el cumplimiento de estándares ambientales

CAPITULO II

MARCO TEÓRICO

Gas Asociado en los Yacimientos Petroleros

El gas asociado es un tipo de gas natural que se encuentra presente en los yacimientos petroleros, y se distingue por su existencia junto con el petróleo crudo en los reservorios subterráneos. Este gas se puede hallar en forma disuelta dentro del petróleo o en una fase separada, en la parte superior de la columna de petróleo, en lo que comúnmente se conoce como "gas en solución" y "gas libre" (De Ferrer, 2001). La composición del gas asociado puede variar considerablemente dependiendo de la geología y la ubicación del yacimiento, pero generalmente contiene metano (CH_4), etano (C_2H_6), propano (C_3H_8), butano (C_4H_{10}), dióxido de carbono (CO_2), y trazas de otros compuestos como el sulfuro de hidrógeno (H_2S), dependiendo de las condiciones del reservorio (Díaz-Díaz & Rivas-Trasancos, 2023).

Tabla 1. Propiedades del gas asociado.

Propiedades	Detalle
Composición Variable	La proporción de los componentes del gas asociado puede cambiar dependiendo de factores geológicos, como la profundidad del yacimiento y las condiciones de temperatura y presión en el reservorio. En algunos casos, el gas puede ser rico en metano, mientras que en otros puede contener una mayor proporción de otros hidrocarburos más pesados.
Solubilidad en Petróleo	En condiciones de alta presión y temperatura, el gas puede disolverse en el petróleo crudo. Cuando la presión disminuye, como en el proceso de producción, el gas se separa del líquido. Este comportamiento influye en la estrategia de extracción y producción, ya que la cantidad de gas que se libera de la solución dependerá de las condiciones operacionales y la fase de producción del pozo.
Presión y Temperatura	Las características termodinámicas del gas asociado se ven fuertemente influenciadas por la presión y temperatura del yacimiento. El gas tiende a comportarse de manera diferente a medida que el petróleo se extrae, ya que la reducción de la presión en el reservorio puede causar la liberación de gas.

Composición del Gas Asociado

La composición del gas asociado varía dependiendo de la geología del yacimiento y las condiciones del reservorio, pero en términos generales, se caracteriza por una mezcla de hidrocarburos ligeros y otros componentes no hidrocarbureados (Amell et al., 2006). El gas asociado se encuentra típicamente en forma disuelta dentro del petróleo o en forma libre en la parte superior del reservorio, y su composición puede ser un factor clave para determinar su aprovechamiento y procesamiento (Castellari et al., 2015).

1) Metano (CH_4):

Es el componente principal del gas asociado, representando generalmente entre el 70% y el 95% de la mezcla. El metano es el gas natural más simple y más abundante en los yacimientos petroleros.

Debido a su alta relación calorífica, el metano es utilizado como principal fuente de energía en la generación de electricidad, calefacción y en la industria petroquímica.

2) Etano (C_2H_6):

El etano es un hidrocarburo ligero que se encuentra en menor proporción en comparación con el metano, pero sigue siendo un componente importante en el gas asociado, representando entre el 5% y el 15% de la mezcla.

Aunque el etano es utilizado principalmente como materia prima para la producción de etileno (un compuesto fundamental en la industria petroquímica), en algunos casos puede ser quemado para generar energía.

3) Propano (C_3H_8) y Butano (C_4H_{10}):

Estos hidrocarburos son también parte del gas asociado, aunque en menor cantidad que el metano y el etano. En general, los niveles de propano y butano varían entre el 1% y el 5% de la mezcla.

El propano y el butano tienen aplicaciones tanto como combustible en calefacción y cocinas, como en la industria petroquímica para la producción de plásticos y otros productos.

4) Gases Ácidos:

Dióxido de carbono (CO_2): El CO_2 es un gas no combustible que puede estar presente en cantidades variables, dependiendo de la fuente del gas asociado. El CO_2 puede representar entre el 1% y el 10% de la composición del gas.

El dióxido de carbono se encuentra en muchos yacimientos debido a procesos naturales o a la inyección de CO_2 en procesos de recuperación mejorada de petróleo (EOR, por sus siglas en inglés).

Sulfuro de Hidrógeno (H_2S): En algunos yacimientos, el gas asociado contiene sulfuro de hidrógeno, un gas tóxico y corrosivo. Aunque en menor proporción (por debajo del 1%), el H_2S es una preocupación importante debido a su alta peligrosidad y el tratamiento que requiere para evitar daños a la infraestructura de producción.

5) Nitrógeno (N_2):

El nitrógeno es un componente inerte que puede estar presente en el gas asociado en concentraciones que varían entre el 1% y el 10%. Aunque no es inflamable, el nitrógeno diluye la concentración de hidrocarburos, reduciendo el poder calorífico del gas.

En yacimientos con altos niveles de nitrógeno, el gas puede necesitar ser procesado antes de su utilización, ya que su presencia en altas concentraciones puede dificultar la venta del gas a mercados de energía.

6) Otros Compuestos:

Oxígeno (O_2) y otros gases traza: En menor medida, el gas asociado también puede contener trazas de oxígeno, especialmente si ha sido contaminado durante las fases de producción. Sin embargo, el oxígeno es una impureza no deseada, ya que puede ser corrosivo y perjudicial para el equipo y las instalaciones de procesamiento.

Retos en la Producción del Gas Asociado

La producción de gas asociado presenta una serie de retos técnicos, económicos y medioambientales que requieren soluciones especializadas para maximizar su aprovechamiento, reducir pérdidas y garantizar la eficiencia operativa. Estos desafíos están vinculados tanto a las condiciones naturales del yacimiento como a las limitaciones tecnológicas y logísticas en el manejo del gas. Uno de los principales desafíos es el control simultáneo del flujo de gas y petróleo en el pozo (Saavedra Trujillo & Jiménez Inocencio, 2014). Debido a que ambos recursos se encuentran en el mismo reservorio, su extracción y manejo deben coordinarse de manera eficiente. En algunos casos, cuando se extrae petróleo, el gas se libera de forma inesperada, lo que puede generar un flujo descontrolado de gas (Pérez-Álvarez et al., 2013). Este problema se puede agravar si las instalaciones de procesamiento o almacenamiento no están preparadas para manejar grandes cantidades de gas. El descontrol en la producción de gas puede generar sobrepresión en las instalaciones de producción y procesamiento, lo que podría ocasionar fallos operacionales, accidentes o incluso pérdidas significativas de gas. Otro desafío común es la quema de gas (flare), una práctica que ocurre cuando no existen suficientes infraestructuras de recolección, almacenamiento o transporte para aprovechar el gas asociado (García Zubia, 2015). La quema de gas, además de ser costosa, tiene graves consecuencias ambientales, ya que

contribuye a la emisión de gases de efecto invernadero (GEI), como el dióxido de carbono (CO_2) y metano (CH_4), que agravan el cambio climático. La quema también representa una pérdida económica significativa, ya que el gas que se quema podría haberse aprovechado como recurso energético. La falta de infraestructuras adecuadas para la recolección y el procesamiento del gas hace que, en muchos casos, se recurra a esta práctica en lugar de aprovechar el gas de manera más eficiente (García Zubia, 2015).

La composición del gas asociado también presenta retos adicionales. Este gas puede contener una mezcla de hidrocarburos ligeros, gases no hidrocarburados y contaminantes como dióxido de carbono (CO_2) y sulfuro de hidrógeno (H_2S), lo que puede complicar su procesamiento. El sulfuro de hidrógeno es especialmente problemático, ya que es altamente corrosivo y tóxico. Su eliminación es crucial tanto para la seguridad de los trabajadores como para la integridad de la infraestructura de procesamiento (Aldana Urrea & Grueso Castillo, 2016). Por otro lado, el dióxido de carbono, aunque no es inflamable, disminuye el poder calorífico del gas, lo que lo convierte en un recurso menos valioso. En algunos casos, el CO_2 debe ser separado antes de la utilización del gas, lo que implica un gasto adicional en infraestructura de tratamiento. La producción de gas asociado también enfrenta incertidumbre debido a la variabilidad geológica del yacimiento. Los yacimientos de gas asociado pueden experimentar fluctuaciones en la presión y composición del reservorio, lo que afecta tanto la cantidad de gas que se puede producir como las técnicas que deben emplearse para su extracción. A medida que el pozo envejece, la cantidad de gas asociado puede disminuir, lo que obliga a evaluar alternativas para maximizar la recuperación de recursos (Marrero et al., n.d.).

La falta de infraestructura adecuada es otro de los mayores obstáculos para el aprovechamiento eficiente del gas. El gas debe ser transportado desde el pozo hasta las instalaciones de procesamiento, lo que requiere una red de tuberías, compresores y estaciones de medición, muchas veces inexistente en yacimientos más remotos. La construcción y operación de plantas de tratamiento de gas también requieren una inversión significativa, lo que puede dificultar su implementación en ciertas áreas. Además, la producción de gas asociado está sujeta a regulaciones ambientales que limitan la cantidad de gas que puede ser quemado y promueven su utilización en lugar de su liberación al ambiente. Las políticas ambientales han incrementado la presión para reducir la quema de gas y fomentar su captura, lo que implica que las empresas deben cumplir con normativas más estrictas y considerar inversiones en tecnologías para el tratamiento y aprovechamiento del gas. Finalmente, la rentabilidad de la producción de gas asociado depende de la

capacidad de las empresas para reducir los costos operacionales y maximizar la eficiencia en la extracción y procesamiento del gas. Las fluctuaciones en los precios del gas pueden afectar la viabilidad económica de los proyectos, especialmente en mercados donde la demanda de gas natural es baja o la infraestructura es insuficiente (Ocampo, 2018).

Desperdicio Energético en el Sector Petrolero

El desperdicio energético en el sector petrolero es un problema significativo que afecta tanto la eficiencia operativa como la sostenibilidad ambiental de las actividades extractivas. A pesar de ser una industria que genera grandes cantidades de energía, el sector petrolero enfrenta una serie de desafíos relacionados con la gestión inadecuada de los recursos energéticos, lo que contribuye a pérdidas y un uso ineficiente de la energía. Este desperdicio no solo representa una pérdida económica, sino que también tiene un impacto negativo en el medio ambiente (Vera-Portocarrero Recavarren & Peña Anicama, 2024).

Uno de los principales factores que contribuyen al desperdicio energético es la quema de gas asociado en los yacimientos petroleros. En muchos casos, debido a la falta de infraestructura para capturar, transportar o procesar el gas, este se quema en una práctica conocida como "flare". La quema de gas no solo resulta en la pérdida de un recurso energético valioso, sino que también contribuye a la emisión de gases de efecto invernadero, como el dióxido de carbono (CO_2) y el metano (CH_4), que agravan el cambio climático. Según datos de la Agencia Internacional de Energía (AIE), una gran parte del gas asociado extraído a nivel mundial se quema, en lugar de ser aprovechado para la generación de energía o para otros usos industriales. Esta práctica es especialmente común en áreas donde la infraestructura de recolección y tratamiento de gas es insuficiente o costosa de implementar (Prado Rodríguez et al., 2016).

Además, el manejo ineficiente de los equipos y las instalaciones en el sector petrolero puede generar grandes pérdidas de energía. Las bajas eficiencias en la utilización de la energía de los motores de perforación, las bombas de extracción y las unidades de compresión contribuyen al desperdicio de energía. Muchas de estas instalaciones están diseñadas sin optimización energética, lo que genera un consumo innecesario de electricidad, gas o combustibles fósiles. Además, el uso inadecuado de la energía en procesos secundarios, como el tratamiento de aguas producidas o la inyección de vapor, puede acentuar aún más el desperdicio energético (León Segovia, 2014).

Otro factor relevante es la falta de mantenimiento preventivo de las instalaciones y equipos. El desgaste de maquinaria y sistemas de producción sin un adecuado mantenimiento puede

reducir la eficiencia energética de los equipos y generar pérdidas adicionales. La ausencia de monitoreo continuo y el uso de tecnología obsoleta también pueden contribuir a un bajo rendimiento de los sistemas energéticos, aumentando el gasto innecesario (Guevara, 2013).

Por otro lado, el desperdicio energético también está relacionado con la ineficiencia en la gestión del gas natural y la falta de infraestructura para su almacenamiento. En muchos casos, el gas natural que no se puede procesar o transportar inmediatamente se libera al ambiente o se quema. Esta práctica no solo significa una pérdida de un recurso energético, sino que también conlleva a la contaminación del aire y a la emisión de gases nocivos. Además, en lugares donde se dispone de gas natural como subproducto, la falta de proyectos de infraestructura de almacenamiento y transporte también limita su aprovechamiento, resultando en desperdicio energético (León Segovia, 2014).

El desperdicio de energía térmica también es un desafío común, especialmente en los procesos de refinación y en las plantas de tratamiento de gas. Las pérdidas de calor en sistemas de intercambio de calor o en calderas mal diseñadas o mal operadas pueden generar pérdidas significativas de energía. La implementación de tecnologías de recuperación de calor residual puede ayudar a reducir este desperdicio, pero en muchas instalaciones aún no se aplican de manera eficiente (León Segovia, 2014)..

El desperdicio energético en el sector petrolero no solo tiene consecuencias económicas, sino que también está relacionado con un mayor consumo de recursos naturales, el deterioro del medio ambiente y el aumento de la huella de carbono de la industria. Frente a estos desafíos, se han desarrollado diversas estrategias para mejorar la eficiencia energética en el sector petrolero, que van desde la optimización de los procesos de producción y transporte, hasta la implementación de tecnologías de captura y almacenamiento de gas y la recuperación de energía residual. La transición hacia una gestión más eficiente de la energía es crucial no solo para reducir los costos operativos, sino también para contribuir a la sostenibilidad a largo plazo de la industria (Guevara, 2013).

Causas del Desperdicio Energético

El desperdicio energético en el sector petrolero se debe a una combinación de factores técnicos, operativos y económicos. Estos factores contribuyen a un uso ineficiente de la energía y afectan tanto la rentabilidad como la sostenibilidad de las operaciones. A continuación, se describen las principales causas que conducen al desperdicio energético en este sector (Molina Jaramillo, 2014):

- **Infraestructura Inadecuada**

Uno de los principales factores que contribuye al desperdicio energético es la falta de infraestructura adecuada para la captura, procesamiento y transporte del gas asociado. En muchas operaciones petroleras, especialmente en campos remotos o en áreas con una infraestructura subdesarrollada, el gas que se extrae junto con el petróleo no tiene un sistema eficiente para su recolección y almacenamiento. Como resultado, el gas se quema (flare) o se libera al ambiente, lo que representa una pérdida de un recurso energético valioso.

- **Tecnología Obsoleta**

El uso de tecnologías obsoletas o ineficientes en las instalaciones de producción y procesamiento de petróleo y gas es una causa significativa del desperdicio energético. Equipos antiguos o mal diseñados, como generadores, motores de perforación o sistemas de compresión, suelen ser menos eficientes y consumir más energía de la necesaria. Además, la falta de innovación en la implementación de nuevas tecnologías de eficiencia energética en los procesos de extracción y refinación contribuye a un mayor desperdicio.

- **3. Falta de Mantenimiento Preventivo**

La ausencia de un adecuado programa de mantenimiento preventivo puede llevar a un rendimiento deficiente de los equipos, lo que aumenta el consumo de energía. Equipos y sistemas mal mantenidos, como bombas, compresores y unidades de tratamiento, suelen operar de manera ineficiente, generando pérdidas energéticas adicionales. La corrosión, el desgaste y los fallos mecánicos derivados de la falta de mantenimiento son factores que incrementan el consumo energético y reducen la vida útil de los equipos.

- **4. Ineficiencia en los Procesos de Refinación y Tratamiento**

En las refinerías y plantas de procesamiento de gas, la ineficiencia en los procesos de refinación y tratamiento de productos petroquímicos también genera desperdicio energético. La utilización de métodos de refinación obsoletos, sistemas de intercambio de calor ineficaces o el mal manejo de la energía térmica pueden resultar en pérdidas de calor y energía. Estos desperdicios térmicos no solo implican un consumo innecesario de energía, sino también un aumento en las emisiones de CO₂, afectando la sostenibilidad ambiental de las operaciones.

- **Falta de Optimización de los Procesos de Producción**

Los procesos de producción de petróleo y gas natural no siempre están optimizados para la eficiencia energética. La falta de monitoreo continuo y la ausencia de sistemas de gestión energética en tiempo real dificultan la identificación de áreas donde se pueden reducir los consumos de energía. En algunos casos, los procesos de perforación, extracción y transporte no se ajustan a las mejores prácticas de eficiencia, lo que incrementa el gasto energético sin generar un valor proporcional en la producción.

- **Condiciones Operativas Inadecuadas**

Las condiciones operativas también influyen en el desperdicio energético. La producción de petróleo en campos de baja presión o con dificultades geológicas para la extracción puede generar un mayor consumo de energía para mantener el flujo de petróleo y gas. Además, las fluctuaciones en la demanda o la variabilidad en la composición de los yacimientos pueden hacer que las instalaciones trabajen de manera ineficiente, aumentando el consumo energético.

- **Emisiones de Gases de Efecto Invernadero**

El desperdicio energético también está relacionado con la liberación de gases de efecto invernadero, principalmente el metano (CH_4) y el dióxido de carbono (CO_2). El gas metano es un subproducto común de las operaciones de extracción de gas y petróleo. Sin embargo, si no se captura ni se utiliza adecuadamente, el metano puede escaparse a la atmósfera, donde tiene un impacto mucho mayor que el CO_2 en el calentamiento global. La quema de gas, aunque reduce esta liberación, sigue siendo una práctica que implica un desperdicio energético significativo.

- **Falta de Capacitación y Gestión Energética**

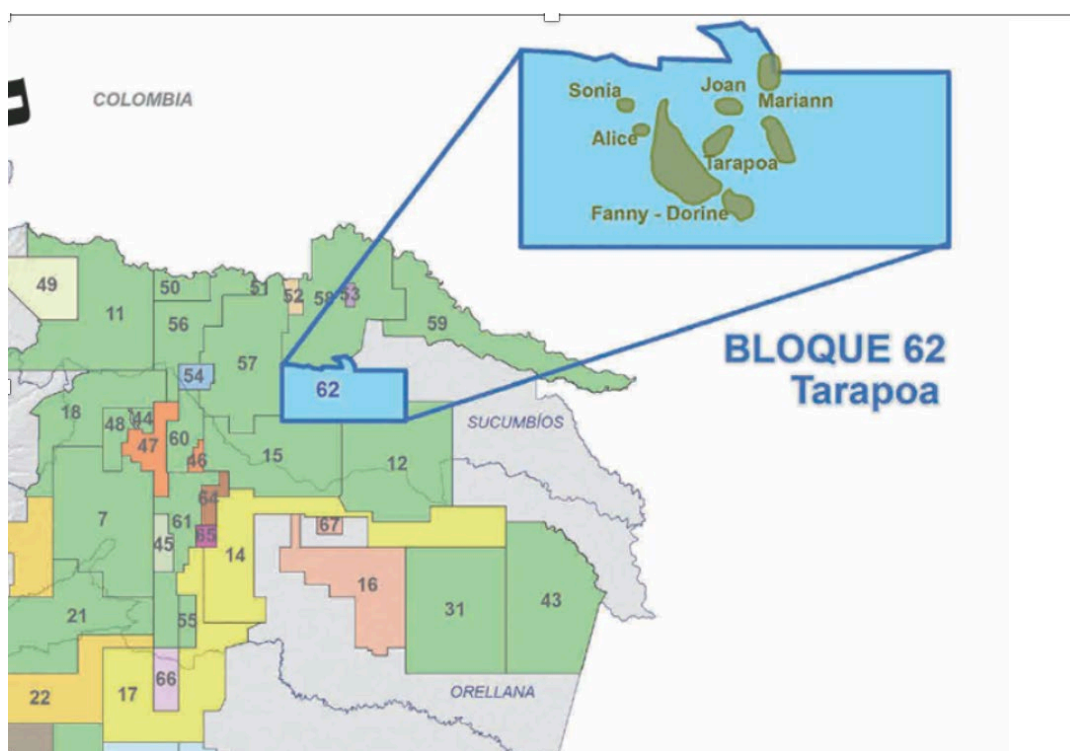
En algunas empresas petroleras, la falta de personal capacitado en la gestión eficiente de la energía es otra causa del desperdicio. La ausencia de programas de capacitación y concientización sobre la importancia de la eficiencia energética impide que los operarios y gerentes adopten prácticas que optimicen el uso de la energía. Además, la falta de políticas de gestión energética y auditorías periódicas dificulta la identificación y corrección de ineficiencias operativas.

CAPITULO III

DISEÑO E IMPLEMENTACIÓN

La metodología se divide en tres fases principales para garantizar el cumplimiento de los objetivos propuestos. La primera fase consistió en un examen bibliográfico exhaustivo de la gestión y el uso del gas asociado en el sector petrolero, identificando las mejores prácticas y la tecnología aplicables al contexto de Alice O-1. La segunda fase se centró en el análisis técnico y periódico del pozo, incluida la evaluación de las condiciones actuales, la cantidad de gases asociados y las limitaciones existentes para su uso. Finalmente, la tercera fase se centra en el diseño de un plan estratégico para la implementación de soluciones técnicas identificadas, en las que las actividades necesarias, los recursos necesarios y las medidas de monitoreo se describen en detalle para garantizar la reducción y optimización de los desechos de energía en el uso de un gas asociado.

Figura 1. Área de estudio



1) Análisis de propuestas

La metodología de análisis incluyó tres etapas clave. En la primera fase, se llevó a cabo una inspección bibliográfica exhaustiva en bases de datos académicas, revistas científicas y documentos técnicos relacionados con la gestión y el uso de gases conectados, centrados en las mejores prácticas, utilizan los límites de tres alternativas propuestas. La información se

organiza en categorías como eficiencia energética, costos operativos, impacto ambiental y sostenibilidad técnica.

En la segunda fase, se llevó a cabo el análisis operativo técnico del análisis operativo de Alice O-1, teniendo en cuenta las características del depósito, las condiciones de trabajo actuales y la cantidad de gas disponible. Este análisis hizo posible determinar las restricciones específicas de los pozos en el pozo y las posibilidades de mejora para cada alternativa. Finalmente, en la tercera fase, los resultados obtenidos se integran proponiendo una solución que equilibre los factores económicos, técnicos y ambientales, asegurando que la propuesta sea sostenible a largo plazo.

Los resultados obtenidos por este análisis le permitirán seleccionar la alternativa más apropiada para usar el gas asociado con Alice O-1 pozo, contribuyendo a la reducción del desperdicio de energía y el aumento de la eficiencia operativa en el campo de petróleo.

2) Estrategias

Para la solución al problema resuelto en el pozo de Alice O-1, la técnica de compresión y transporte de gas ha sido seleccionada para el sistema de procesamiento, como las opciones más favorables y efectivas. Esta decisión se basa en su capacidad para maximizar el uso de gas conectado, generando un valor agregado integrando el recurso en la cadena de procesamiento de hidrocarburos. Para garantizar la implementación correcta de esta técnica, la metodología planificada se divide en dos fases principales: recopilación y análisis de datos.

En la primera fase, se realizó una revisión exhaustiva de la literatura asociada para la gestión y el transporte de gas. Los datos sobre casos de éxito se recopilaron en depósitos de petróleo con características geológicas y operativas similares. Además, se ha recomendado las regulaciones nacionales e internacionales para garantizar el respeto por los estándares técnicos, ambientales y de seguridad. Los datos recopilados incluyeron requisitos para la infraestructura de compresión y transporte, parámetros operativos críticos, costos relacionados y sostenibilidad.

En la segunda fase, las visitas a Alice O-1 y el entorno circundante visitaron para evaluar la sostenibilidad técnica y operativa de la técnica seleccionada. Estas visitas incluyeron

observación sobre la infraestructura existente, como cabezas, líneas de flujo y sistemas de separación. En la siguiente tabla se presenta un resumen de los métodos aplicados para cada aspecto evaluado:

Tabla 2. Resumen de metodología

Aspectos Evaluados	Métodos Utilizados
Requisitos de infraestructura	Revisión Bibliográfica
Parámetros operativos críticos	Visitas en Campo, Revisión Documental
Composición y características del gas	Análisis in situ, Consultas Técnicas
Logística de transporte	Visitas en Campo, Revisión Documental
Casos de éxito en campos comparables	Revisión Bibliográfica

Se sintetizó toda la información recolectada para diseñar un plan integral que contemple la selección de equipos de compresión, construcción de líneas de transporte, costos operativos y mitigación de impactos ambientales. La implementación de esta técnica no solo garantizará el aprovechamiento del gas asociado, sino que también contribuirá a la eficiencia operativa y la sostenibilidad económica del pozo Alice O-1A

3) Eficiencia y factibilidad de la técnica

Para resolver el tercer objetivo de esta investigación, que ha tratado de describir el proceso de instalación de bloques de estacionamiento específicos mediante el análisis de manuales técnicos y procedimientos de trabajo seguros, se realizó una metodología basada en el examen y el análisis de documentos relevantes.

Comenzó seleccionando una guía manual y técnica reconocida en el sector de la construcción, prioridad para aquellos que se centraron en las técnicas de control de carga y la configuración de estructuras de concreto. La selección se basó en criterios de calidad, como la relevancia de la información, la claridad en la descripción del proceso y la inclusión de recomendaciones de seguridad.

Estos manuales se analizan sobre la base de ciertos criterios, destacando aspectos como:

- 1) Descripción del equipo necesario.
- 2) Parámetros de trabajo y procedimientos detallados.
- 3) Medidas de seguridad aplicables.

Factores críticos para garantizar la precisión en la instalación de bloques.

La fase de análisis está integrada por un examen bibliográfico que ha permitido la contextualización de la información técnica contenida en los manuales e incluye cómo estas prácticas están alineadas con los estándares de seguridad y los estándares del sector de la construcción.

Posteriormente, se realizó un análisis exhaustivo de cada manual, rompiendo las fases específicas del proceso, desde la preparación del suelo hasta el posicionamiento final de los bloques. Este análisis incluyó una evaluación de las herramientas y equipos utilizados, como grúas, pólipos y herramientas manuales, así como técnicas recomendadas para reducir el riesgo de lesiones y garantizar la estabilidad del bloque. Elementos clave que componen el proceso de posicionamiento, como:

- 1) Preparación del área de trabajo.
- 2) Transporte y manipulación de bloques.
- 3) Correspondencia y técnicas de nivelación.

Finalmente, se realizó una comparación entre manuales y procedimientos analizados, lo que permitió identificar la similitud, la diferencia y los enfoques especiales en la aplicación de estas técnicas. Esta comparación ayudó a la construcción de una visión integral del proceso, teniendo en cuenta las mejores prácticas para garantizar tanto la eficiencia operativa como la seguridad del personal.

Toda la información recopilada se resumió y documentó en la sección de resultados, proporcionando una descripción detallada y completa del proceso de estacionamiento concreto. Los descubrimientos clave fueron importantes, permitiendo una comprensión clara y práctica del procedimiento, junto con las recomendaciones para optimizar la ejecución y garantía de conformidad con los estándares de calidad y seguridad.

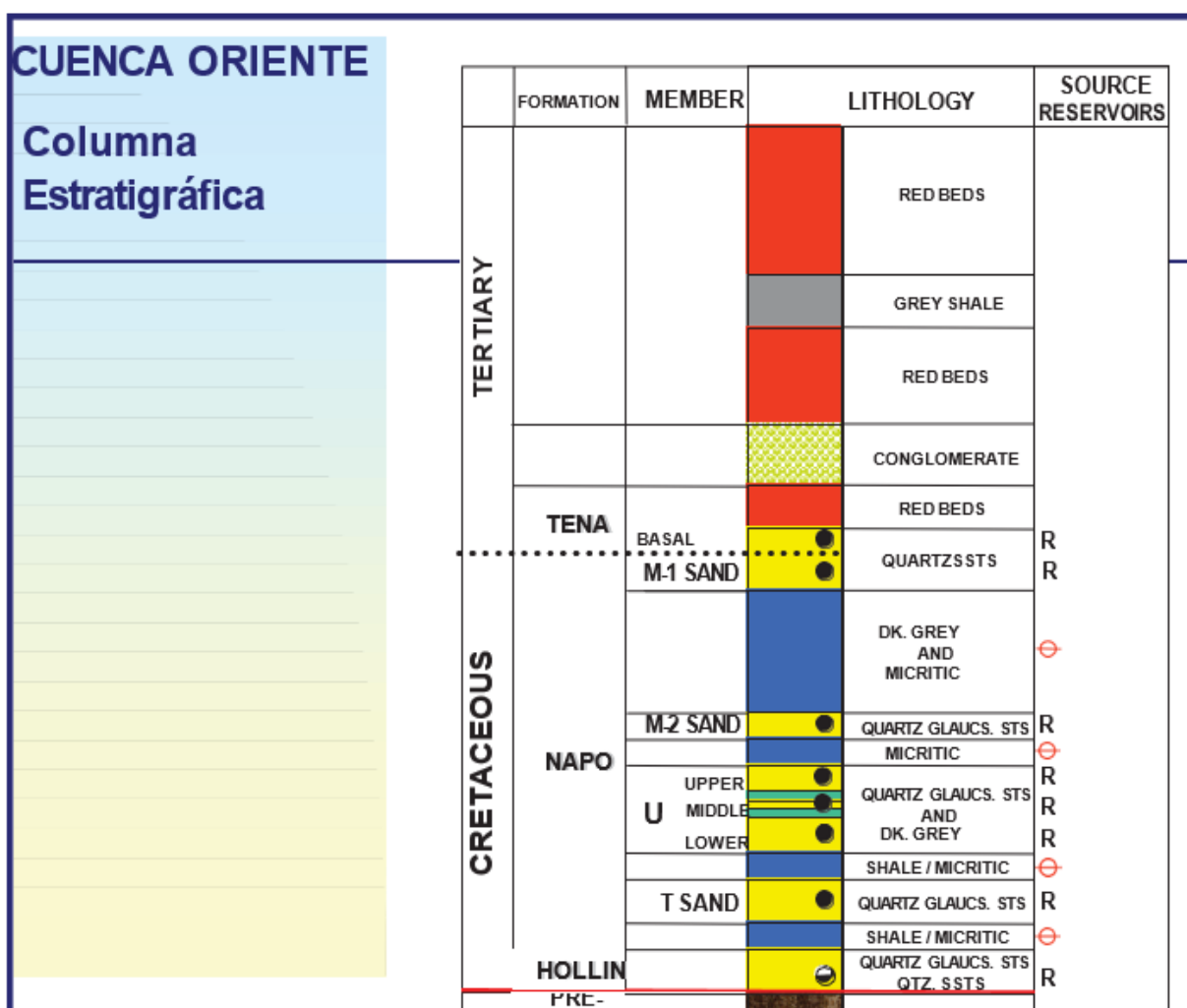
CAPITULO IV

PRUEBAS, RESULTADOS Y DISCUSIÓN

4.1. Estratigrafía y litología del bloque Tarapoa

La Cuenca Oriente está ubicada en una zona muy compleja estructuralmente, al norte de la charnela entre los Andes Centrales y los Andes Septentrionales, se caracteriza por una fuerte actividad sísmica y volcánica, esta posición provoca que la Cuenca esté sometida a esfuerzos importantes. La estratigrafía de la Cuenca Oriente presenta varias formaciones, cada una con sus características en particular, a continuación, se realizará una breve descripción de las mismas.

Figura 2.Estratificación del bloque Tarapoa



A continuación, se detalla los tipos de formaciones con sus características.

Tabla 3. Características de las formaciones.

Tipo de formación	Característica
Formación Santiago	La Formación Santiago está compuesta por calizas negras silíceas en bancos delgados, intercaladas con areniscas calcáreas y lutitas negras, algunas de ellas bituminosas. En la parte superior y hacia el oeste, se presentan intercalaciones de material volcánico y volcanoclástico.
Formación Chapiza	Esta formación consiste en una potente secuencia de capas rojas de origen continental. Se encuentra sobre la Formación Santiago en el sur y está cubierta en discordancia por la Formación Hollín. Se divide en tres unidades: • Unidad inferior: Compuesta por lutitas y areniscas de tonalidades grises, rosadas, moradas y rojas, con delgados lechos de evaporitas y concreciones de dolomita. • Unidad media: Caracterizada por lutitas y areniscas de color rojo. Ambas unidades (inferior y media) han sido identificadas únicamente al este de la Cordillera Real. • Unidad superior: Incluye lutitas, areniscas y conglomerados rojos, junto con areniscas feldespáticas y tobas de colores verde a violeta.
Formación Hollín	Asignada al Cretácico Inferior, la Formación Hollín está constituida por areniscas blancas gruesas con estratificaciones cruzadas y ondulitas, lo que le confiere una alta permeabilidad. Contiene restos de plantas y lechos carbonosos. Su espesor varía entre 275.6 ft y 656 ft, con un promedio de 492 ft en la zona subandina. Se encuentra en discordancia sobre la Formación Chapiza y, al oeste de Cutucú, sobre la Formación Santiago. Las areniscas Hollín son cuarcitas de grano fino, con un espesor máximo de 459 ft. En su parte media, se presentan lutitas negras.

Formación Napo	Compuesta por lutitas y calizas con intercalaciones de areniscas, la Formación Napo se divide en tres unidades: <i>Napo Inferior</i> Tiene un espesor que varía entre 278.8 ft y 459.3 ft, compuesto por lutitas, areniscas y algunas calizas. Se distinguen tres unidades de areniscas glauconíticas separadas por lutitas: • Areniscas inferiores: Equivalentes al Hollín Superior. • Lutitas y calizas: Conocidas como Napo Basal. • Areniscas medias: Corresponden a las areniscas T. • Lutitas y areniscas. • Areniscas superiores: Denominadas areniscas U. • Lutitas y calizas superiores. <i>Napo Medio o Caliza Principal</i> Posee un espesor relativamente constante en la zona subandina, que varía entre 255.9 ft y 298.6 ft. Está conformada por calizas masivas, de textura fina y tonalidades claras, con algunas intercalaciones de margas. Corresponde a las calizas A y M-2. <i>Napo Superior</i> Su espesor es variable, oscilando entre 0 y 246 ft, ya que la Formación Tena, que la recubre, ha erosionado su parte superior. Está conformada por lutitas oscuras laminadas con bancos delgados de calizas. Incluye las calizas M-1 de la zona subandina, además de lutitas y areniscas superiores conocidas como Areniscas M-1. Las areniscas M-1 presentan dos secuencias: 1. Areniscas basales: Compuestas por cuerpos lenticulares, lo que sugiere un ambiente de depósito marino somero con dispersión de arenas. 2. Areniscas masivas: De grano grueso y poco seleccionadas, con estructura granodecreciente y estratificaciones oblicuas. Se intercalan con capas finas de lutita laminada, rica en materia orgánica y con organización de grano creciente o decreciente. Su depósito se dio en un ambiente transicional, en canales amalgamados fluvio-estuarinos, representando rellenos de paleo-valles durante una transgresión.
----------------	---

Formación Tena	Compuesta por lutitas y limolitas ligeramente calcáreas, de colores predominantes rojo y marrón, con horizontes verdes en la parte inferior. Presenta areniscas cuarzosas claras tanto en la base como en el tope, junto con bancos de calizas, margas arenosas y pseudo-oolíticas. Los contactos inferior y superior corresponden a discordancias no angulares. Su espesor varía significativamente: de sur a norte, se reduce de 1,968.5 ft a 1,312 ft en la zona subandina; de oeste a este, oscila entre 3,280 ft y 892 ft en la Cuenca Amazónica, en la región de Tiputini.
Formación Tiyuyacu	Esta formación aflora únicamente al norte del río Pastaza y en la parte norte de la Cuenca Oriental. Se inicia con una base de areniscas o conglomerados, en ocasiones glauconíticos. En las secciones más espesas, se superpone con lutitas arenosas oscuras. El espesor disminuye de norte a sur en el levantamiento de Napo, variando de 2,296 ft a 820 ft, y también de oeste a este dentro de la cuenca.
Formación Cuzutca	Se encuentra exclusivamente al sur del río Pastaza. Su litología es similar a la de la Formación Tiyuyacu.

Condiciones Operativas

Para evaluar la producción del pozo, se analizaron registros de presión, temperatura y caudal de producción en los últimos meses. Entre los principales parámetros operativos se encuentran:

- **Presión en cabeza de pozo (Pwh):** 1,200 psi
- **Presión de fondo fluyente (Pwf):** 2,500 psi
- **Temperatura de fondo:** 95 °C (203 °F)
- **Gasto de producción de petróleo:** 1,500 BPD (barriles por día)
- **Corte de agua:** 30%
- **Relación gas-petróleo (GOR):** 800 SCF/Bbl (pies cúbicos estándar de gas por barril de petróleo)

Estos valores reflejan una producción estable con un volumen significativo de gas asociado.

Determinación del Volumen de Gas Asociado

El volumen de gas asociado se obtiene a partir de la relación gas-petróleo (GOR) y el caudal de producción de crudo. La ecuación utilizada es:

$$V_{gas} = GOR \times Q_{petroelo}$$

Donde:

- V_{gas} es el volumen de gas producido (SCF/día)
 - $GOR_{Petroleo}$ es la relación gas-petróleo (SCF/Bbl)
 - $Q_{petroleo}$ es la tasa de producción de petróleo (BPD)
- Sustituyendo los valores:

$$V_{gas} = 800 \times 1500$$

$$V_{gas} = 1,200,00 \text{ SCF/Día}$$

Esto indica que el pozo Alice O-1A produce aproximadamente 1.2 millones de SCF/día de gas asociado.

4.2. Tecnologías y Soluciones Técnicas para la Captura, Procesamiento y Utilización Eficiente del Gas Asociado en el Campo Tarapoa.

El gas asociado a la producción de petróleo en el campo Tarapoa representa una fuente de energía que puede ser aprovechada de manera eficiente para reducir emisiones, mejorar la rentabilidad operativa y cumplir con regulaciones ambientales. En este capítulo se analizan las tecnologías disponibles para la captura, procesamiento y uso del gas asociado, considerando la infraestructura existente y la viabilidad económica.

1. Captura y Separación del Gas Asociado

El primer paso para el aprovechamiento del gas asociado es su captura en el sistema de producción. Las tecnologías más utilizadas incluyen:

- Separadores bifásicos y trifásicos: Permiten la separación de petróleo, agua y gas en diferentes etapas de presión.
- Sistemas de recolección de gas: Consisten en tuberías y compresores que transportan el gas capturado hacia unidades de procesamiento o consumo.
- Sellos mecánicos y sistemas de venteo reducido: Ayudan a minimizar las pérdidas de gas en equipos de superficie.

2. Procesamiento del Gas Asociado

Una vez capturado, el gas debe ser tratado para su aprovechamiento. Las tecnologías clave incluyen:

- Deshidratación del gas:
 - Glicol (TEG): Utilizado para eliminar el agua del gas y evitar la formación de hidratos.
 - Adsorción con tamices moleculares: Alternativa para gas de alta pureza.
- Remoción de impurezas:
 - Eliminación de H₂S y CO₂: A través de procesos de aminas (MEA, DEA) o adsorción en lechos de óxidos de hierro.
 - Filtración de partículas y eliminación de líquidos residuales.
- Compresión del gas:
 - Compresores centrífugos y de pistón: Elevan la presión del gas para su transporte o inyección.

3. Opciones de Utilización del Gas Asociado

A continuación, se presentan las principales opciones para el aprovechamiento del gas asociado en el campo Tarapoa, junto con su evaluación de viabilidad técnica y económica:

Opción Descripción Inversión Estimada (USD) Beneficio Esperado Viabilidad

Tabla 4. Análisis de opciones para optimización del gas asociado

Opción	Descripción	Inversión Estimada (USD)	Beneficio Esperado	Viabilidad
Generación de Energía Eléctrica	Uso de motores de combustión interna o turbinas a gas para autoabastecimiento o inyección a la red.	\$1.5 – \$2.5 millones por MW	Reducción de costos de electricidad y venta de excedentes.	Alta (infraestructura disponible y beneficios económicos).
Reinyección para Recuperación Secundaria	Compresión e inyección del gas en el yacimiento para mejorar la producción de petróleo.	\$3 – \$5 millones por sistema de inyección	Incremento del factor de recuperación en un 8-12%.	Media (requiere análisis de compatibilidad del yacimiento).

Conversión a LNG (Gas Natural Licuado)	Enfriamiento del gas a -162°C para su almacenamiento y transporte en estado líquido.	\$10 – \$20 millones	Comercialización a largo plazo, mercado externo.	Baja (requiere alta inversión y mercado de exportación).
Conversión a CNG (Gas Natural Comprimido)	Compresión del gas hasta 3,000-3,600 psi para transporte y distribución local.	\$2 – \$5 millones	Distribución a industrias o transporte local.	Media (necesita demanda local y redes de distribución).
Suministro a Redes de Distribución o Venta Directa	Inyección en gasoductos existentes o venta a clientes industriales.	\$500,000 – \$2 millones	Aprovechamiento inmediato sin transformación del gas.	Alta (si hay infraestructura cercana).
Producción de Líquidos del Gas Natural (NGLs)	Separación de propano, butano y gasolina natural para venta.	\$5 – \$10 millones	Comercialización de productos derivados del gas.	Media (depende del contenido de NGLs en el gas).
Conversión a Metanol o Fertilizantes	Uso del gas como materia prima para la producción de químicos.	\$20 – \$50 millones	Mercado de fertilizantes y productos petroquímicos.	Baja (requiere gran volumen de gas y mercado asegurado).

El análisis muestra que la generación de energía eléctrica y la Conversión a LNG (Gas Natural Licuado) son las opciones más viables a corto plazo, debido a su impacto positivo en costos y producción. Sin embargo, la comercialización del gas mediante redes de distribución o venta directa también representa una alternativa viable si existe infraestructura disponible.

El análisis realizado sobre el pozo Alice O-1A indica que su producción de gas asociado es de aproximadamente 1.2 millones de SCF/día. Con base en esta información, se evaluaron dos opciones para el aprovechamiento del gas: la generación de energía eléctrica y la

conversión a LNG (Gas Natural Licuado). Para determinar la opción más viable, se realizó un análisis técnico y un análisis costo-beneficio de ambas alternativas.

Generación de Energía Eléctrica

Se propone la instalación de un generador de gas para transformar el gas asociado en electricidad. Considerando una eficiencia del 35%, se estima una capacidad de generación eléctrica de:

$$E = \frac{1.2 \text{ MMSCFD} \times 1,037 \text{ BTU/SCF} \times 35\%}{3,412 \text{ BTU/kWh}}$$

$$E = \frac{11,200,000 \times 1,037 \times 0,35\%}{3,412}$$

$$E = 127,8 \text{ kW}$$

Costos e Ingresos Estimados:

Costo de inversión: \$150,000 USD (generador a gas y sistemas auxiliares).

Costo operativo anual: \$20,000 USD (mantenimiento y operación).

Ahorro estimado: \$0.10 USD/kWh $\times$ 127.8 kW $\times$ 24 h/día $\times$ 365 días = \$112,000 USD/año.

Retorno de inversión:

$$ROI = \frac{\text{Ahorro anual} - \text{Costo operativo anual}}{\text{Costo de inversión}}$$

$$ROI = \frac{112,000 - 20,000}{150,000}$$

$$ROI = 0.61 = 61\% \text{ por año}$$

Esto significa que la inversión podría recuperarse en menos de 2 años, convirtiéndola en una opción económicamente viable.

Conversión a LNG (Gas Natural Licuado)

El gas puede ser licuado y almacenado para su transporte y comercialización. Se considera un sistema modular de licuefacción con una eficiencia de 90%, lo que resultaría en una producción de:

Producción LNG = 1.2 MMSCFD $\times$ 0.9 $\times$ 0.018 toneladas/SCF = 19.4 toneladas/día

Costos e Ingresos Estimados:

Costo de inversión: \$2,000,000 USD (planta de licuefacción, almacenamiento y transporte).

Costo operativo anual: \$300,000 USD.

Venta de LNG: \$400 USD/ton $\times$ 19.4 ton $\times$ 365 días = \$2,834,000 USD/año.

Retorno de inversión (ROI):

$$ROI = \frac{\text{Ahorro anual} - \text{Costo operativo anual}}{\text{Costo de inversión}}$$

$$ROI = \frac{2,834,00 - 300,000}{2,000,000}$$

$$ROI = 1,27 = 127\% \text{ por año}$$

En este caso, la inversión se recuperaría en menos de 1 año, lo que demuestra una alta rentabilidad.

Ambas alternativas son viables, pero la conversión a LNG ofrece un mayor rendimiento financiero a largo plazo. Sin embargo, la generación de energía eléctrica tiene una inversión inicial mucho menor y proporciona beneficios inmediatos para el campo.

La decisión final dependerá de la capacidad de inversión y de la infraestructura disponible para el almacenamiento y comercialización del LNG.

CAPITULO V

CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

La Cuenca Oriente presenta una compleja estratigrafía debido a su ubicación tectónica activa ya la variabilidad litológica de sus formaciones. La presencia de formaciones como Santiago, Chapiza y Hollín, con características que van desde calizas silíceas y areniscas calcáreas hasta secuencias de lutitas y areniscas de origen continental, indica un historial geológico diverso y sometido a importantes cambios ambientales. Estas condiciones impactan directamente en la permeabilidad y productividad de los reservorios de hidrocarburos en el bloque Tarapoa.

El análisis del aprovechamiento del gas asociado del pozo Alice O-1A ha demostrado que tanto la generación de energía eléctrica como la conversión a LNG son opciones técnicamente viables y con beneficios económicos significativos. La generación de energía eléctrica requiere una inversión inicial relativamente baja (\$150,000 USD) y permite una rápida recuperación de la inversión en aproximadamente 2 años, con un retorno del 61% anual. Esta opción es ideal para el autoconsumo de electricidad dentro del campo, optimizando costos operativos y reduciendo la dependencia de fuentes externas de energía. Por otro lado, la conversión a LNG implica una inversión mayor (\$2,000,000 USD) pero ofrece un retorno del 127% anual, permitiendo recuperar la inversión en menos de 1 año. La comercialización del LNG brinda una mayor rentabilidad a largo plazo, aunque su implementación depende de la infraestructura disponible para almacenamiento y transporte. La producción de hidrocarburos en el bloque Tarapoa, dentro de la Cuenca Oriente, genera impactos ambientales significativos, especialmente por la emisión de gas asociada y la posible contaminación del suelo y cuerpos de agua debido a la manipulación de hidrocarburos. Sin embargo, la elección entre ambas alternativas dependerá de la estrategia de inversión y de los objetivos de la operación. Si se busca una solución de impacto inmediato y menor costo inicial, la generación de energía eléctrica es la opción más conveniente. En cambio, si se dispone de los recursos para una mayor inversión y se busca maximizar la rentabilidad, la conversión a LNG representa la alternativa más rentable a largo plazo.

RECOMENDACIONES

Antes de decidir entre generación de energía eléctrica o conversión a LNG, se recomienda realizar un análisis detallado de la infraestructura existente y los costos adicionales asociados con el almacenamiento y transporte del LNG.

Si el objetivo es reducir costos operativos y garantizar un suministro energético estable, la generación de energía eléctrica debe implementarse como una solución inmediata, especialmente si la operación carece de acceso confiable a la red eléctrica.

En caso de contar con los recursos necesarios, la conversión a LNG es la opción más rentable a largo plazo, por lo que se recomienda desarrollar un plan de financiamiento y comercialización que garantice su viabilidad y maximice su retorno de inversión.

BIBLIOGRAFIA

- Aldana Urrea, A. V., & Grueso Castillo, J. M. (2016). Análisis del mercado de gas natural para la generación eléctrica. Retos y perspectivas 2015-2018. *Revista Avances: Investigación En Ingeniería*, 13.
- Amell, A. A., Bedoya, C. A., & Suárez, B. (2006). Efectos del cambio de composición química del gas natural sobre el comportamiento de turbinas a gas: Una aproximación al caso colombiano. *Energética*, 35, 23–31.
- Castellari, C. C., Cendoya, M. G., Valle, F. J. M., Barrera, V., & Pacin, A. M. (2015). Factores extrínsecos e intrínsecos asociados a poblaciones fúngicas micotoxigénicas de granos de maíz (*Zea mays* L.) almacenados en silos bolsa en Argentina. *Revista Argentina de Microbiología*, 47(4), 350–359.
- De Ferrer, M. P. (2001). *Inyección de agua y gas en yacimientos petrolíferos*. Ediciones astro data SA Maracaibo, Venezuela.
- Díaz-Díaz, M. Á., & Rivas-Trasancos, L. (2023). Propuestas para reducir emisiones en yacimientos petrolíferos. *Tecnología Química*, 43(3), 495–513.
- García Zubia, K. A. E. (2015). *Gasificar a México: realidades operativas, fiscales y retos ambientales de la Reforma Energética*.
- Guevara, F. B. (2013). Eficiencia energética y conservación de la energía: Perspectiva para un desarrollo sostenible. *Revista Peruana de Energía*, 57–85.
- León Segovia, M. A. (2014). *Análisis de costos de consumo energético eléctrico en el período 2012-2013. En el proceso de perforación de pozos petroleros en la empresa HELMERICH AND PAYNE del Ecuador para mejorar la gestión energética. Diseño de un plan de gestión energética eléctric*. Ecuador: Latacunga: Universidad Técnica de Cotopaxi; UTC.
- Marrero, R. O., Rivera, J. G. L., & Echevarria, G. (n.d.). *EL GAS NATURAL, NUEVO RETO PARA LA EXPLORACIÓN DE HIDROCARBUROS EN EL PAÍS*.
- Molina Jaramillo, D. (2014). *Alternativas de un sistema energético integrado para disminución del costo y desperdicio de la energía en el sector residencial Colombiano*.
- Ocampo, K. (2018). Retos Asociados Al Uso Del Suelo: El Dilema Entre Conservación Y Producción En Los Bosques Andinos De Robles Del Corredor Ecológico Guantiva-La Rusia-Iguaque (Challenges Associated to Land Use: The Trade-Off between Conservation and Production on the Ande. *Documento CEDE*, 2018–19.
- Pérez-Álvarez, R., Fernández-Maroto, G., Fernández-López, D., & Husillos-Rodríguez, R. (2013). La fractura hidráulica. Retos y problemática asociada a su aplicación. *Dyna*,

88(1), 34–40.

Prado Rodríguez, D. G., Vanegas Torres, L. E., & Niño Cárdenas, J. P. (2016). *Análisis de los desperdicios por mantenimiento en la empresa Industrias Ectricol SAS*.

Saavedra Trujillo, N. F., & Jiménez Inocencio, F. Y. (2014). Necesidades de Innovación y Tecnología para la industria de petróleo y gas en Colombia. *Revista de Ingeniería*, 40, 50–56.

Vera-Portocarrero Recavarren, R., & Peña Anicama, A. S. (2024). *Optimización de la Gestión de Solicitudes e Incidencias para el Mantenimiento de la Certificación OEA mediante Lean Management en una Empresa del Sector Petrolero en Perú*.