



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA  
DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
INSTITUTO DE POSTGRADO**

**TITULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

**APROVECHAMIENTO DEL GAS ASOCIADO PARA SUMINISTRO  
ENERGÉTICO A COMUNAS RURALES DEL ORIENTE  
ECUATORIANO MEDIANTE GASODUCTOS VIRTUALES.**

**AUTOR**

**LEÓN PALADINES GUSTAVO ANDRÉS**

**TRABAJO DE TITULACIÓN**

**Previo a la obtención del grado académico en  
MAGÍSTER EN PETRÓLEOS**

**TUTOR**

**Ing. ITURRALDE KURE SADI ARMANDO, Mgtr.**

**La Libertad, Ecuador**

**Año 2025**



**UPSE**

**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA  
DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
INSTITUTO DE POSTGRADO**

**TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN**

---

**Econ. Roxana Álvarez Acosta, PhD  
COORDINADORA DEL  
PROGRAMA**

---

**Ing. Iturralde Kure Sadi, Mgtr.  
TUTOR**

---

**Ing. Sanclemente Ordoñez Eddy, PhD.  
DOCENTE  
ESPECIALISTA 1**

---

**Ing. Portilla Lazo Carlos, Mgtr.  
DOCENTE  
ESPECIALISTA 2**

---

**Ab. María Rivera González, Mgtr.  
SECRETARIA GENERAL  
UPSE**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA  
DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
INSTITUTO DE POSTGRADO**

**CERTIFICACIÓN**

Certifico que luego de haber dirigido científica y técnicamente el desarrollo y estructura final del trabajo, este cumple y se ajusta a los estándares académicos, razón por el cual apruebo en todas sus partes el presente trabajo de titulación que fue realizado en su totalidad por GUSTAVO ANDRÉS LEÓN PALADINES, como requerimiento para la obtención del título de Magister en Petróleos.

**TUTOR**

---

**Ing. Iturralde Kure Sadi Armando, Mgtr.**

**28 días del mes de octubre del año 2025**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA  
DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
INSTITUTO DE POSTGRADO**

**DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD**

Yo, **GUSTAVO ANDRÉS LEÓN PALADINES**

**DECLARO QUE:**

El trabajo de Titulación, **APROVECHAMIENTO DEL GAS ASOCIADO PARA SUMINISTRO ENERGÉTICO A COMUNAS RURALES DEL ORIENTE ECUATORIANO MEDIANTE GASODUCTOS VIRTUALES** previo a la obtención del título en Magíster en Petróleos, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

La Libertad, a los 28 días del mes de octubre del año 2025

**EL AUTOR**

---


**Gustavo Andrés León Paladines**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA  
DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
INSTITUTO DE POSTGRADO**

**CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO**

Certifico que después de revisar el documento final del trabajo de titulación denominado APROVECHAMIENTO DEL GAS ASOCIADO PARA SUMINISTRO ENERGÉTICO A COMUNAS RURALES DEL ORIENTE ECUATORIANO MEDIANTE GASODUCTOS VIRTUALES, presentado por el estudiante, GUSTAVO ANDRÉS LEÓN PALADINES fue enviado al Sistema Antiplagio URKUND, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al 3% por lo que se aprueba el trabajo para que continúe con el proceso de titulación.

	<b>CERTIFICADO DE ANÁLISIS</b> magister
<b>ING ANDRES LEON</b>	
<b>3%</b> Textos sospechosos	<b>0%</b> similitudes entre comillas <b>0%</b> entre las fuentes mencionadas <b>3%</b> Idiomas no reconocidos <b>15%</b> Textos potencialmente generados por la IA (ignorado)
Nombre del documento: ING ANDRES LEON.docx ID del documento: afaa0a2913f4bd96eeb07c1e76b899eb67e81b Tamaño del documento original: 229,91 kB	Depositante: SADI ARMANDO ITURRALDE KURE Fecha de depósito: 30/10/2025 Tipo de carga: interface fecha de fin de análisis: 30/10/2025
Número de palabras: 3579 Número de caracteres: 22.749	
Ubicación de las similitudes en el documento:	

**TUTOR**

**Ing. Iturralde Kure Sadi Armando, Mgtr.**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA  
DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
INSTITUTO DE POSTGRADO**

**AUTORIZACIÓN**

Yo, **GUSTAVO ANDRÉS LEÓN PALADINES**

Autorizo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, para que haga de este trabajo de titulación o parte de él, un documento disponible para su lectura consulta y procesos de investigación, según las normas de la Institución.

Cedo los derechos en línea patrimoniales de artículo profesional de alto nivel con fines de difusión pública, además apruebo la reproducción de este artículo académico dentro de las regulaciones de la Universidad, siempre y cuando esta reproducción no suponga una ganancia económica y se realice respetando mis derechos de autor.

La Libertad, a los 28 días del mes de octubre del año 2025

**EL AUTOR**

---

**León Paladines Gustavo Andrés**

## **AGRADECIMIENTO**

Primeramente, doy gracias a Dios por permitirme llegar a este momento de culminar mi maestría, al Gobierno Nacional que mediante su plan de fortalecimiento de la industria Hidrocarburífera me permitió la beca para mis estudios.

A la Universidad Estatal Península de Santa Elena y al Instituto de Posgrado por su ayuda y realizar todo el proceso con nosotros.

*Gustavo Andrés, León Paladines*

## **DEDICATORIA**

A mi madre Alexandra Paladines que siempre me dio su apoyo y cariño incondicional cuando lo necesite. A mis hijos Matías León y Emma León que con su amor me impulsaron a seguir siempre hacia adelante; a mi hermana Andrea Sánchez que me apoyo en todo este camino, a mi esposa Michelle Godoy que está en todo momento conmigo y dándome ánimo y a toda mi familia.

*Gustavo Andrés, León Paladines*

# ÍNDICE GENERAL

TITULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN.....	I
TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN.....	II
CERTIFICACIÓN.....	III
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD.....	IV
CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO .....	V
AUTORIZACIÓN .....	VI
AGRADECIMIENTO .....	VII
DEDICATORIA .....	VIII
ÍNDICE GENERAL .....	IX
ÍNDICE DE TABLAS .....	XII
ÍNDICE DE FIGURAS .....	XIII
RESUMEN .....	XIV
ABSTRACT.....	XV
INTRODUCCIÓN.....	2
Planteamiento de la investigación.....	3
Formulación del problema de investigación .....	6
Objetivo General.....	6
Objetivos Específicos.....	6
Planteamiento hipotético.....	7
CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL.....	8
1.1. Generalidades sobre el Gas Asociado .....	8
1.1.1. Origen, Composición y Clasificación Técnica del Gas Asociado .....	8
1.1.2. Impacto Ambiental y Social .....	9
1.2. Tecnología de Procesamientos y Gasoductos Virtuales.....	10
1.2.1. Procesamiento de Gas Natural en Facilidades de Superficies .....	10

1.2.2.	Gas Natural Comprimido (GNC).....	11
1.2.3.	Gas Natural Licuado (GNL) .....	14
1.3.	Concepto de Gasoducto Virtual y Viabilidad Logística .....	16
1.3.1.	Definición y Componentes de Gasoducto Virtual .....	16
1.3.2.	Aplicación para zonas sin infraestructura convencional.....	17
1.4.	Marco Regulatorio y Legal Ecuatoriano .....	18
1.4.1.	Normativas Vigentes.....	18
1.4.2.	Normativas Vigentes.....	19
CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA .....		21
2.1.	Tipo y Enfoque de la Investigación. ....	21
2.2.	Métodos de Investigación. ....	22
2.2.1.	Método Histórico - Documental .....	22
2.2.2.	Método Analítico – Sintético.....	22
2.2.3.	Método Deductivo .....	23
2.2.4.	Método de Ingeniería Económica .....	23
2.3.	Universo de Estudio y Fuente de Datos. ....	24
2.3.1.	Universo de Estudio y Unidades de Análisis.....	24
2.3.2.	Fuentes y Tipos de Datos.....	24
2.4.	Procedimientos Metodológicos para el Diseño Aplicado. ....	25
2.4.1.	Fase I: Análisis del Recurso y Cuantificación de la Oferta .....	26
2.4.2.	Fase II: Ingeniería de Procesos y Diseño de la Facilidad de Superficie (FS) 26	
2.4.3.	Fase III: Diseño Logístico y Dimensionamiento del Gasoducto Virtual..	27
2.4.4.	Fase IV: Evaluación de Factibilidad Económica .....	28
CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....		30
3.1.	Cuantificación del Volumen de Gas Asociado .....	30

3.2.	Diseño de Facilidad de Superficie.....	38
3.3.	Diseño del Gasoducto Virtual .....	2
3.3.1.	Selección y Dimensionamientos de Equipos .....	3
3.3.2.	Unidades de Almacenamiento y Transporte de GNC.....	6
3.4.	Evaluación Económica.....	7
3.4.1.	Estimación de costos de Inversión.....	7
3.4.2.	Análisis de Rentabilidad .....	10
3.4.3.	Cálculo de TIR y VAN .....	14
	CONCLUSIONES .....	17
	RECOMENDACIONES.....	19
	REFERENCIAS.....	20

## ÍNDICE DE TABLAS

<b>Tabla 1.</b> Ventajas y Limitaciones del GNC .....	13
<b>Tabla 2.</b> Historial de producción del yacimiento ISHPINGO-A023.....	31
<b>Tabla 3.</b> Resultados de análisis cromatográfico.....	32
<b>Tabla 4.</b> Resumen del gas asociado apto para comercialización .....	33
<b>Tabla 5.</b> Estadística descriptiva de producción de petróleo.....	34
<b>Tabla 6.</b> Estadística descriptiva para producción de gas PCED .....	35
<b>Tabla 7.</b> Estadística descriptiva relación gas - petróleo .....	37
<b>Tabla 8.</b> Resumen del diagrama de flujo de proceso. ....	2
<b>Tabla 9.</b> Costos de diseño e ingeniería.....	7
<b>Tabla 10.</b> Costos de adquisición y alquiler de equipos.....	8
<b>Tabla 11.</b> Costos de Construcción .....	9
<b>Tabla 12.</b> Costos de indirectos del proyecto .....	9
<b>Tabla 13.</b> Costo total de inversión. ....	10
<b>Tabla 14.</b> Detalle de los mantenimientos de plantas y compresores.....	12
<b>Tabla 15.</b> Sueldos y Salarios.....	12
<b>Tabla 16.</b> Costos administrativos y seguros.....	13
<b>Tabla 17.</b> Logística y Transporte .....	14

## ÍNDICE DE FIGURAS

<b>Figura 1.</b> Ingreso al campo ISHPINGO. La Libertad - Santa Elena.. <b>¡Error! Marcador no definido.</b>	
<b>Figura 2.</b> Gráfica de histórico de producción de petróleo .....	35
<b>Figura 3.</b> Gráfica de histórico de producción de gas. ....	36
<b>Figura 4.</b> Gráfica de relación gas - petróleo del yacimiento.....	38
<b>Figura 5.</b> PDF propuesto para el campo ISHPINGO.....	39
<b>Figura 6.</b> Ilustración sobre el proceso de condensación de hidrocarburos pesados.....	41
<b>Figura 7.</b> Ilustración sobre el funcionamiento del PDF. ....	2
<b>Figura 8.</b> Ilustración referencial de compresor de pistón de 7.5 MMscfd. ....	4
<b>Figura 9.</b> Ilustración de referencia del sistema de compresión de GNC. ....	4
<b>Figura 10.</b> <i>Etapas de Compresión.</i> .....	6

## RESUMEN

La investigación propone el aprovechamiento del gas asociado —subproducto habitual de la producción de petróleo en la Amazonía ecuatoriana— como fuente de energía limpia y accesible para comunidades rurales del oriente ecuatoriano, a través del uso de gasoductos virtuales. Esta tecnología permite el transporte del gas natural comprimido (GNC) o licuado (GNL) mediante camiones cisterna, eliminando la necesidad de infraestructura física de ductos, lo que reduce costos y facilita la cobertura en zonas remotas o de difícil acceso. El objetivo principal es transformar un residuo contaminante, usualmente quemado o venteado, en una fuente energética sostenible, contribuyendo al cierre de brechas energéticas, mejorando la calidad de vida de las poblaciones rurales y reduciendo la huella ambiental del sector hidrocarburífero. El proyecto contempla la recolección, tratamiento, compresión o licuefacción del gas en estaciones cercanas a los campos petroleros, y su posterior distribución hacia las comunidades mediante transporte terrestre, integrando así una solución energética descentralizada, adaptable y de bajo impacto.

**Palabras claves:** gas asociado, GNC, GNL, gasoducto virtual, gas venteado

## ABSTRACT

The research proposes the use of associated gas – a common by-product of oil production in the Ecuadorian Amazon – as a source of clean and accessible energy for rural communities in eastern Ecuador, through the use of virtual gas pipelines. This technology allows the transport of compressed natural gas (CNG) or liquefied natural gas (LNG) by tanker trucks, eliminating the need for physical pipeline infrastructure, which reduces costs and facilitates coverage in remote or hard-to-reach areas. The main objective is to transform a polluting waste, usually burned or vented, into a sustainable energy source, contributing to closing energy gaps, improving the quality of life of rural populations and reducing the environmental footprint of the hydrocarbon sector. The project contemplates the collection, treatment, compression or liquefaction of gas at stations near oil fields, and its subsequent distribution to communities by land transport, thus integrating a decentralized, adaptable and low-impact energy solution.

**Keywords:** Associated gas, CNG, LNG, vented gas, virtual gas pipeline.

# INTRODUCCIÓN

En América Latina, el aprovechamiento del gas asociado ha ganado relevancia como una estrategia para reducir el impacto ambiental de la industria petrolera y, al mismo tiempo, fomentar el desarrollo energético en comunidades rurales. Este gas, a menudo desaprovechado y quemado en mecheros (flaring), representa una oportunidad para cubrir la demanda energética de regiones aisladas, donde el acceso a fuentes de energía tradicional es limitado o inexistente. Países como Colombia y Argentina han implementado proyectos innovadores para captar, procesar y distribuir el gas asociado mediante soluciones como los gasoductos virtuales, generando beneficios económicos, sociales y ambientales.

En Colombia, iniciativas como las desarrolladas por Surtigas han demostrado el potencial de los gasoductos virtuales. Estos proyectos consisten en transportar el gas producido en los campos de gas de la costa Caribe, procesarlo y transportarlo en forma comprimida (GNC) mediante camiones cisterna hacia comunidades rurales. Este modelo permitirá llevar energía limpia y asequible a regiones remotas del sur del departamento de Bolívar, reemplazando el uso de combustibles más contaminantes como el diésel o la leña. Además, ha contribuirá significativamente a reducir las emisiones de gases de efecto invernadero al minimizar la quema de estos combustibles (Surtigas, 2024). Otros proyectos que permiten el aprovechamiento del gas asociado en varios departamentos que producen hidrocarburos ponen de relieve la oportunidad de utilizar este recurso en beneficio de la sociedad y el medio ambiente (Surenergy, 2024).

En la región sur del Valle de Aburrá, en Colombia, Empresas Públicas de Medellín (EPM) ha implementado un sistema de gasoductos virtuales como una solución para llevar gas natural comprimido a zonas que no cuentan con infraestructura convencional. Este proyecto garantiza un suministro constante de energía limpia para comunidades e industrias, promoviendo el desarrollo económico y reduciendo la dependencia de combustibles contaminantes (El Colombiano, 2009). Al igual que en otros proyectos

similares, el modelo de gasoductos virtuales se ha consolidado como una alternativa eficiente y adaptable para superar los desafíos del acceso energético en zonas rurales.

En Ecuador, el aprovechamiento del gas asociado ha tomado mayor importancia debido a la presión regulatoria y judicial. Una sentencia judicial reciente ordena el cierre progresivo de los mecheros que queman gas asociado en los campos petroleros, obligando a las operadoras a buscar alternativas sostenibles para su uso (EP PETROECUADOR, 2024). Además, el Ministerio de Energía y Minas emitió en 2023 un acuerdo ministerial para fomentar el aprovechamiento del gas asociado, acompañado por una resolución de la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables (ARCH) en 2024 que establece lineamientos técnicos para la recuperación y uso de este recurso. Estas medidas crean un marco normativo favorable para desarrollar proyectos de gasoductos virtuales en el país, aprovechando el potencial del gas asociado para beneficiar a comunidades rurales y mitigar los impactos ambientales.

Estas experiencias regionales y el marco regulatorio vigente en Ecuador destacan la viabilidad técnica, económica y ambiental del aprovechamiento del gas asociado mediante gasoductos virtuales. En el contexto del Oriente ecuatoriano, donde abundan los campos petroleros y las comunidades rurales enfrentan retos significativos en términos de acceso a energía, la implementación de un sistema similar podría transformar la realidad energética de estas zonas. Este enfoque no solo contribuiría al desarrollo social y económico, sino que también reforzaría los compromisos ambientales del país al reducir las emisiones de gases contaminantes y avanzar hacia un modelo más sostenible.

### **Planteamiento de la investigación**

En la región oriental del Ecuador, numerosas comunas rurales enfrentan limitaciones críticas en el acceso a fuentes de energía seguras, limpias y sostenibles. Estas comunidades, muchas de ellas cercanas a zonas de producción petrolera, dependen principalmente de fuentes tradicionales como leña, diésel o generadores aislados, lo cual incrementa los costos energéticos, afecta la salud pública y limita las oportunidades de desarrollo socioeconómico. Paradójicamente, en estas mismas zonas se desperdician

grandes volúmenes de gas asociado —un subproducto de la extracción de petróleo— que es quemado o venteado por falta de infraestructura para su aprovechamiento, generando emisiones contaminantes y desaprovechando su potencial energético.

La ausencia de redes de distribución de gas natural convencional y las barreras geográficas y económicas para su construcción agravan el problema. En este contexto, los gasoductos virtuales surgen como una alternativa viable para transportar gas natural comprimido (GNC) o gas natural licuado (GNL) desde puntos de producción hacia comunidades rurales, sin necesidad de ductos físicos. No obstante, en el país aún no se ha implementado de forma sistemática esta solución para fines de desarrollo comunitario. Por tanto, es urgente proponer un modelo técnico, económico y logístico que permita transformar el gas asociado en una fuente energética útil para las poblaciones rurales del oriente ecuatoriano, contribuyendo a su inclusión energética y a la reducción del impacto ambiental del sector petrolero.

La necesidad de realizar esta investigación se centra en la evaluación de viabilidad técnica, económica y logística, para la transformación de un pasivo ambiental y un recurso subutilizado en un activo energético que permita el desarrollo socioeconómico. Implementar gasoductos virtuales requiere un diseño de ingeniería preciso que permita abordar todos los aspectos de la cadena de valor, es decir:

1. **Determinar la materia prima.** – La caracterización y cuantificación del volumen de gas asociado que se dispone en un yacimiento activo, como lo es el campo ISPINGO, permite el aseguramiento de un suministro permanente, además del dimensionamiento correcto de la facilidad de superficie.
2. **Diseño de la Facilidad de Superficie.** – este diseño requiere que sea realizado de manera detallada, incluyendo los procesos de separación y tratamiento que permitan la recuperación de líquidos de gas natural, así como también la adecuación del gas residual para su compresión. Esta etapa permite garantizar que

el GNC/CNL cumpla con los estándares comerciales, maximizando la rentabilidad en el aprovechamiento de los subproductos.

3. **Ingeniería de transporte.** – Esta etapa, considerada la más importante de todas, se debe realizar mediante un análisis riguroso del equipamiento de compresión y la selección de unidades de almacenamiento y transporte, mismas que den cumplimiento con los estándares de ingeniería API y ASME, lo que permitirá garantizar la seguridad y eficiencia operativa.
4. **Logística y distribución final.** – Se busca que el proyecto tenga un impacto real en las comunidades cercanas, por ende, es necesario seleccionar un punto estratégico para la descarga del producto, de esta manera se espera la reducción de costos de transporte y la eficiencia de la transferencia de GNC en una red de distribución local.
5. **Factibilidad económica.** – Esta propuesta exige la estimación de los costos de inversión, CAPEX, y de operación, OPEX. Estos valores permiten evaluar los indicadores de rentabilidad como VAN, TIR y PIR, convirtiendo la propuesta técnica en un modelo de negocio disponible para inversionistas de sector público o privado.

Con base en este contexto, se propone un modelo técnico, económico y logístico para la transformación del gas asociado en una fuente de energía útil que permita a las poblaciones rurales abastecerse de manera local. Reduciendo la huella de carbono de la industria petrolera. Es importante mencionar que esta propuesta no responde únicamente a las presiones regulatorias y judiciales del territorio ecuatoriano, sino que también se muestra como una oportunidad estratégica que permite la alineación de la producción petrolífera a los objetivos de desarrollo sostenible, ODS.

## **Formulación del problema de investigación**

El gas asociado producido en la región oriental del Ecuador representa una fuente de energía subutilizada que, mediante el empleo de gasoductos virtuales, puede ser transformada en una solución energética eficiente, sostenible y viable para el abastecimiento de comunas rurales.

## **Objetivo General**

Diseñar una facilidad para el aprovechamiento, transporte y almacenamiento portátil de gas natural a partir del aprovechamiento del gas asociado del Oriente Ecuatoriano.

## **Objetivos Específicos**

1. Caracterizar el volumen de gas asociado en Campo Ishpingo, para la determinación del volumen requerido para su aprovechamiento y comercialización
2. Analizar las condiciones del equipo de compresión para GNC y la selección de unidades de transporte y almacenamiento móvil mediante la aplicación de estándares de ingeniería API y ASME.
3. Diseñar la Facilidad de Superficie que permita la conducción de tratamiento y recuperación de líquidos de gas natural del gas asociado.
4. Seleccionar el punto de ubicación óptimo que permita la implementación de la estación de descarga de GNC mediante un análisis logístico y determinación de requerimientos técnicos para transferencia hacia la red de distribución.

5. Estimar costos de inversión y de operación para la evaluación de la factibilidad técnica – económica mediante indicadores de rentabilidad financiera VAN, TIR, y PRI.

### **Planteamiento hipotético**

¿Cómo aprovechar el gas asociado proveniente de la actividad petrolera en la región oriental del Ecuador para suministrar energía de manera eficiente, sostenible y económicamente viable a comunas rurales mediante el uso de gasoductos virtuales?

# **CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL**

## **1.1. Generalidades sobre el Gas Asociado**

### **1.1.1. Origen, Composición y Clasificación Técnica del Gas Asociado**

#### **Origen y Composición**

El Gas Asociado es un producto natural, producto de la extracción del crudo de los yacimientos. Este se encuentra disuelto en el yacimiento en forma de capa sobre el crudo. Esta formación gaseosa se la conoce como casquete de gas. Existe un proceso de separación cuando se reduce la presión del yacimiento. Cuando se realiza la extracción de petróleo, el gas es liberado en forma de burbujas hacia el ambiente (S. Trávez et al., 2024).

La composición de este gas es variada, sin embargo, generalmente se encuentra dentro de su estructura hidrocarburos ligeros, donde el principal componente es el metano,  $\text{CH}_4$ , presente en un 80% del total de su volumen. Otros gases también presentes son el etano,  $\text{C}_2\text{H}_6$ , propano,  $\text{C}_3\text{H}_8$ , butano,  $\text{C}_4\text{H}_{10}$ , y pentanos,  $\text{C}_5\text{H}_{12}$ . De igual manera dentro de la composición de este gas también se puede encontrar vapor de agua, nitrógeno,  $\text{N}_2$ , dióxido de carbono,  $\text{CO}_2$ , y sulfuro de hidrógeno,  $\text{H}_2\text{S}$ . es importante mencionar que esta estructura de composición influye en el valor económico del producto y del proceso para el tratamiento del gas (Mora et al., 2025).

#### **Clasificación Técnica del Gas Asociado**

La clasificación del gas asociado presenta dos grupos relevantes, en función del contenido de líquidos, y en función del índice de impureza ácidas, es importante determinar con qué

tipo de gas asociado se trabaja debido a que esto permite la selección de los procesos de endulzamiento, deshidratación y recuperación de líquidos, que darán paso a la facilidad de superficie.

**Contenido de líquidos.** – Esta clasificación tiene dos categorías que dependen de la cantidad de hidrocarburos pesados que este contenga. Cuando el contenido es demasiado bajo y el metano es el predominante, se lo conoce como un **gas seco**. Al contrario, cuando estos hidrocarburos están presentes en altas concentraciones, el **gas húmedo** se convierte en un recurso multi-producto, pues estos se pueden comercializar de manera independiente al ser separados del metano (León et al., 2019).

**Contenido de impurezas.** – Este gas contiene Dióxido de Carbono y Sulfuro de Hidrógeno y de acuerdo con la concentración de estas impurezas se procede a definir el proceso de endulzamiento que permita cumplir las especificaciones técnicas de calidad y seguridad de comercialización y transporte. Este tipo de gas asociado se subdivide en dos grupos importantes, el **gas dulce**, aquel que presenta típicamente un valor por debajo de 4 partes por millón de volumen de Sulfuro de Hidrógeno y no requiere de tratamiento de endulzamiento (J. Fletcher, 2023).

### 1.1.2. Impacto Ambiental y Social

Dentro de los desafíos que presentan los procesos de la extracción de petróleo se encuentran el *flaring* y el *venting*, para deshacerse del gas asociado que no se puede almacenar debido a la falta de infraestructura o por temas económicos.

#### Definiciones y Consecuencias

El *Flaring* es la quema del gas cuando este no puede ser almacenado o transportado, el proceso se realiza mediante la quema con un mechero o antorcha. Mientras que el *Venting*

es la liberación de del gas a la atmosfera sin realizar la quema. A pesar de ser procesos comunes, estos representan una problemática a nivel mundial debido al alto índice de contaminación ambiental que produce (Schremmer, 2021).

El impacto ambiental de estos procesos tiene efectos directo en el cambio climático, mientras el proceso *flaring* libera dióxido de carbono, gas de efecto invernadero, al quemar el gas casquete, el *venting* libera gas metano a la atmosfera siendo este 25 veces más potente y dañino el dióxido de carbono. Estas emisiones además generan agentes contaminantes como óxidos de nitrógeno, monóxido de carbono y hollín, elementos que afectan directamente la calidad de aire y la salud de las comunidades cercanas (Tran et al., 2024).

Aunque los procesos mencionados son comunes, las empresas reconocen que esto genera pérdidas económicas, debido a que se está desperdiciando una fuente de energía, capaz de producir electricidad, de ser utilizada como combustible para vehículos, o materia prima para la industria petroquímica. Esta problemática toma mayor relevancia en países donde existen áreas rurales que no tienen acceso de servicio de energía eléctrica. La inversión necesaria para lograr aprovechar este recurso es bastante elevada, sin embargo, es capaz de generar ingresos constante a largo plazo (Romsom & McPhail, 2021).

## **1.2. Tecnología de Procesamientos y Gasoductos Virtuales**

### **1.2.1. Procesamiento de Gas Natural en Facilidades de Superficies**

Durante el proceso de aprovechamiento del gas asociado, la etapa inicial es el acondicionamiento de este, donde se realiza la limpieza y ajuste de la composición del gas y lograr el cumplimiento de las especificaciones técnicas para el correcto transporte y comercialización (Cusanguá et al., 2021). Los procesos requeridos son los siguientes.

## **Deshidratación.**

El gas natural, una vez separado del crudo, se encuentra en un estado de saturación de vapor de agua, donde la deshidratación funge como un proceso de vital importancia para la prevención de problemas de operatividad como corrosión y formación de hidratos. Estos, en conjunto con las presiones elevadas, puede llegar a congelarse, que al combinarse con el metano forman cristales de obstrucción en válvulas, tuberías y equipos de compresión (Perez et al., 2020).

**Absorción con Glicol (TEG).** – este procedimiento es uno de los más comunes y estandarizados para el gas húmedo. Cuando este entra en contacto con el glicol líquido absorbe el vapor de agua y se regenera por recalentamiento, donde el agua es eliminada y el glicol recircula para su reutilización (Atif et al., 2025).

## **Endulzamiento**

Este proceso hace referencia a la necesidad de disminuir los niveles de Sulfuro de Hidrógeno y Dióxido de Carbono que estén por encima de los umbrales de corrosión y toxicidad (S. E. Trávez et al., 2024). Este proceso se realiza mediante la aplicación de aminas, siendo este uno de los procesos más comunes para la absorción de estos componentes. Posterior a esto se regenera la amina con calor y los gases ácidos que se liberan se envían a reservorios seguros para recuperación de azufre (J. Fletcher, 2023). Este proceso asegura que la alimentación de gas en la planta de compresión sea totalmente dulce, cumpliendo con las regulaciones de calidad.

### **1.2.2. Gas Natural Comprimido (GNC)**

El gas natural comprimido es una solución para el transporte de gas natural, mismo que ha sido comprimido en la facilidad de superficie, reduciendo de esta manera el volumen

y facilitando su transportación. Este proceso es considerado como uno de los pilares fundamentales de los gasoductos virtuales.

### **Definición y Principios de Compresión**

El GNC es el resultado de comprimir el gas natural a altas presiones que oscilan entre 200 y 250 bar, o su equivalente a 2900 – 3600 psi. El volumen del gas reduce significativamente mientras se le administre mayor presión, esto permite que las cantidades de energía sea transportada en cisternas móviles (Ramírez & Huapaya, 2022a). Para realizar el proceso de compresión se lleva a cabo las siguientes etapas (J. García, 2022):

**Limpieza de gas.** – El gas asociado es sometido a procesos para su purificación, lo que elimina las impurezas presentes como agua, sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono.

**Compresión.** – El uso de un compresor es indispensable para conseguir la reducción de volumen de manera significativa.

**Almacenamiento.** – El almacenamiento del gas se realiza en tanques diseñados para soportar altas presiones.

El GNC presenta varias ventajas frente al GLP, esencialmente en la seguridad de operación y manipulación, logrando almacenarse a temperatura ambiente, la inversión inicial comparado con los GNL o gasoductos convencionales.

Dentro de la tabla 1 se puede revisar las ventajas y desventajas del GNC

**Tabla 1.**

Ventajas y Limitaciones del GNC

<b>Ventajas y Limitaciones del GNC</b>		
	<b>Ítem</b>	<b>Descripción</b>
<b>Ventajas</b>	Bajo costos de inversión inicial	Referente a un gasoducto la inversión inicial es mucho menos costosa
	Flexibilidad	Logra el abastecimiento a zonas que se encuentren en áreas remotas sin acceso a los poliductos
	Seguridad	El uso de cilindros y válvulas mitigan el riesgo de fugas de gas, evitando explosiones
<b>Limitaciones</b>	Capacidad de almacenamiento	Frente a los transportes de GNL o Gasoductos, esta opción es más reducida
	Alto consumo energético	La rentabilidad se puede ver afectada por el uso excesivo de energía para el proceso de compresión
	Rango limitado	El proyecto puede llegar a no ser factible debido a los altos costos cuando se considere el transporte a largas distancias

Fuente: (Sainz et al., 2025)

### **Tecnología de Compresión**

**Compresores Alternativos.** – Estos compresores también se denominan compresores de pistón, cuyo funcionamiento es mediante un pistón que se mueve dentro de un cilindro para reducir el volumen del gas, con un proceso cíclico. Estos equipos se caracterizan por ser eficientes en el consumo energético en presiones elevadas, siendo estos robustos para aplicaciones de alto diferencial de presión y un nivel de caudal moderado (Ramírez & Huapaya, 2022b).

**Compresores Centrífugos.** – estos equipos utilizan un impulsor giratorio para el aumento de la velocidad de transmisión de gas, lo que convierte la energía cinética en presión. Estos compresores se utilizan para el manejo de grandes volúmenes y

diferenciales bajo de presión. El uso de estos equipos requiere estabilidad de gas para mantener un alto nivel de eficiencia (Misra et al., 2015).

### **Clasificación y Almacenamiento Móvil del GNC**

El transporte del GNC se realiza en contenedores modulares que resisten altos niveles de presión sobre remolques. Estos deben cumplir con normativas ISO y DNV que cumpla con parámetros de seguridad y eficiencia logística.

**Tabla 2.**

Características de los tipos de almacenamiento para GNC.

<b>Tipo Contenedor</b>	<b>Material de Construcción</b>	<b>Presión Permitida (bar)</b>	<b>Característica</b>
Tipo I (metálico)	Acero / Aluminio	200	Bajo costo, alta resistencia
Tipo II (reforzado)	Núcleo metálico revestido de fibra de vidrio	250	Reducción de peso referente a tipo I
Tipo III (compuesto)	Núcleo de aluminio revestido en fibra de carbono	250 – 300	Disminución significativa de peso, dispuesto para largos viajes
Tipo IV (compuesto)	Núcleo de plástico revestido de fibra de carbono	250 - 350	Maximización de carga útil, disminución de peso referente a tipo III

#### **1.2.3. Gas Natural Licuado (GNL)**

Este tipo de gas es el resultado de la transformación del gas natural en estado líquido mediante un proceso criogénico, lo que ofrece una solución de transporte y almacenamiento de manera eficiente referente a la densidad energética (P. J. García, 2020).

## **Definición y Principio Criogénico**

La producción de GNL se lleva a cabo mediante el proceso de enfriamiento a temperaturas de  $-162\text{ }^{\circ}\text{C}$  a presión atmosférica. El proceso de licuefacción reduce el volumen en proporciones significativas, 600:1. Esta reducción permite la transportación de grandes cantidades de energía a largas distancias de manera compacta y eficiente, ya sea por vía marítima o terrestre, conocido como gasoducto virtual criogénico (Pajączek et al., 2020).

## **La Cadena de Valor del GNL**

Este proceso se caracteriza por ser complejo y un alto nivel de CAPEX donde se requiere los siguientes procesos:

**Licuefacción.** – este proceso consiste en la reducción del volumen en la planta de procesamiento mediante ciclos de refrigeración en cascada para lograr las temperaturas criogénicas. Este proceso es uno de los más importantes y costosos del GNL (Gao et al., 2022).

**Almacenamiento y Transporte.** – Este gas en estado líquido debe almacenarse en tanques especializados y aislados, capaces de mantener las temperaturas criogénicas y la presión cercana a la atmosférica (Xu et al., 2022).

**Regasificación.** – Una vez que el gas llegue a su punto de destino, este debe ser recalentado para volver a su estado original para ser inyectado a la red de distribución para ser utilizado como fuente de energía (Zhang et al., 2020).

## Ventajas y Desventajas Logísticas entre GNL y GNC

**Tabla 3.**

Comparativa entre GNL y GNC.

Aspecto	GNL	GNC
Densidad Energética	Extremadamente alta 600:1 máxima energía por volumen transportado	Moderada 250:1 menor energía por volumen transportado
Distancia de Transporte	Muy largas distancias superiores a 1000 Km	Distancias Medias 300 a 500 Km
CAPEX	Muy alto, costos de inversión elevados	Moderado, los compresores y almacenamiento son de menores costos y complejidad
Seguridad / Riesgo	Riesgo criogénico, manejo especializado y equipos de acero INOX y aleaciones especiales para almacenamiento	Riesgos de presiones altas, el riesgo se limita en la integridad estructural

### 1.3. Concepto de Gasoducto Virtual y Viabilidad Logística

#### 1.3.1. Definición y Componentes de Gasoducto Virtual

El concepto de esta frase hacer referencia a un sistema de transporte del gas asociado que no utiliza un gasoducto, sino que tiene su principio de transporte en unidades móviles. Esta alternativa es eficiente para los suministros a pequeña escala y en zonas donde el acceso se torna difícil o la construcción de un gasoducto no es viable (Zamudio, 2021).

El gasoducto Virtual tiene la particularidad de operar como una cadena de suministro modular, misma que se encuentra compuesta por 3 estructuras que se interrelacionan y garantizan la continuidad del servicio.

**Estación de Carga.** – Este módulo se encuentra en la Facilidad de Superficie o en las cercanías de las fuentes de gas asociado, donde se acondiciona y presuriza el gas para su transportación. En esta etapa el gas que proviene de los procesos de deshidratación y endulzamiento se comprime a altas presiones, alrededor de 200 a 250 bar, con el uso de compresores de pistón. La estación incluye zonas de acople para las unidades móviles y realizar el proceso de carga con seguridad y eficiencia. Este es el punto de partida de la cadena de suministro virtual (Alonso, 2023)

**Unidades de Transporte Móvil.** – Los remolques realizan las funciones de “Tuberías”, estos transportes son remolques especializados que se encuentran equipados con cilindros de GNC con índices de alta resistencia a presiones elevadas, generalmente de tipo II y IV permitiendo maximizar la carga útil a transportar. Esta flota tiene un ciclo continuo que se desplaza entre la estación de carga y los putos finales de consumo, esto permite que la demanda energética se cubra mediante rotación de unidades (Terra, 2022).

**Estación de Descarga.** – En este módulo el GNC se descarga y se realiza la reducción de presión de manera progresiva mediante el uso de reguladores. El gas es sometido a la elevación de temperaturas lo que causa expansión y se acondiciona a las regulaciones para la comercialización (Fernández, 2021).

### **1.3.2. Aplicación para zonas sin infraestructura convencional**

La aplicación de gasoductos virtuales es viable para llevar gas a mercados aislados, o comunas rurales, que se encuentren fuera del alcance de una red de distribución. Esto permite el aprovechamiento de recursos energéticos, lo que fomenta el desarrollo económico, y a su vez reduce el consumo de combustibles con mayor índice de

contaminantes. Estas ventajas logran que esta solución sea rentable y sostenible (Sepulveda et al., 2022).

#### **1.4. Marco Regulatorio y Legal Ecuatoriano**

Para el consumo y aprovechamiento del gas asociado es necesario revisar el marco legal vigente que pretenden mantener la eficiencia energética como protección ambiental. Dentro de la carta magna se establece el manejo sostenible de recursos no renovables. Bajo este principio, las leyes que se han promulgado con exigencias para el sector hidrocarburíferos

##### **1.4.1. Normativas Vigentes**

**Ley de hidrocarburos.** – Las operaciones petroleras dentro de territorio ecuatoriano se encuentran reguladas por esta ley, misma que busca incentivar el máximo aprovechamiento de los recursos, en este caso el gas asociado. Adicional esta ley establece que el Estado ecuatoriano es el propietario de los recursos y delega a la Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, ARCERNNR, definir y emitir regulaciones técnicas y de control (Ley de Hidrocarburos, 1978).

**Regulaciones ARCERNNR.** – Este ente regulador, designado por la ley de hidrocarburos, emite normativas y regulaciones que exigen a los operadores reducir de manera significativa la quema de gas, incentivando el aprovechamiento de este y a su vez establece las regulaciones para que los procesos de *flaring* y *venting* disminuyan de manera gradual. Las regulaciones incluyen sanciones económicas en caso de que estas no se cumplan (Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables, 2024).

**Código Orgánico del Ambiente.** – dentro de este código se establecen las políticas para la prohibición de quema de gas asociado de manera abierta en la atmósfera. Este código tiene estrecha relación con proyectos de aprovechamiento de gas asociado (Velasco et al., 2022).

**Reglamento Ambiental de Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador, Raohe.** – El detalle de los procedimientos y estándares ambientales a seguir por parte de las empresas petroleras dentro de territorio ecuatoriano, se encuentran detallados en este documento. Aquí se definen los requisitos que se deben incluir en los planes de remediación ambiental que cada empresa debe presentar, en este reglamento también se incluye las estrategias para las reducciones de gases de efecto invernadero (Asamblea Nacional, 2010).

#### **1.4.2. Normativas Vigentes**

El gas asociado requiere de una manipulación y comercialización adecuada que cumpla estrictamente las normas y reglas vigentes que puedan garantizar la seguridad de los procesos operativos y la calidad del producto.

**Normas de Calidad del Gas.** – Con base en estándares internacionales ASTM, *American Society for Testing and Materials*, que establecen los parámetros de calidad para la venta, donde se incluye especificaciones como el poder calorífico, contenido de azufre, y demás contaminantes, la verificación de la calidad se realiza mediante cromatografía y asegurarse que el gas tenga las características técnicas válidas para inyectarlos a la red de distribución (Reategui, 2017).

**Normas de Seguridad para Instalaciones y Transportes.** – Este apartado describe varias normativas para la instalación de un gasoducto virtual.

- **Diseño y Construcción:** Es importante que las instalaciones se construyan siguiendo las normativas internacionales ASME, *American Society of Mechanical Engineers*, que emite las recomendaciones para los contenedores a altas presiones, y la normativa API, *American Petroleum Institute*, que regula la integridad de las instalaciones petroleras (Baby et al., 2016).
- **Transporte:** La transportación del GNC se encuentra regulada por normativas viales, que establecen los requisitos para los vehículos que se dedican a estas actividades, así como también para los cilindros de almacenamiento y la capacitación del personal que conduce los vehículos. Estas unidades que pertenecen al gasoducto virtual deben obligatoriamente cumplir con las regulaciones que puedan prevenir fugas, incendios y explosiones (Prieto et al., 2021)
- **Operación y Mantenimiento:** Es importante que las empresas dedicadas a este tipo de operaciones mantengan un estricto cumplimiento de protocolos de operaciones y mantenimiento, que incluyan inspecciones de manera periódicas, pruebas de hermeticidad y control de fugas. La mitigación de riesgos mediante un plan de manejo de emergencia por parte del personal es crucial para mantener los riesgos en un límite bajo (Santacruz Jaramillo, 2024).

## CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA

En este apartado se detalla la metodología utilizada para el cumplimiento de los objetivos propuestos. Se describe el proceso de manera detallada que inicia en la recolección de datos y termina en las conclusiones obtenidas mediante el análisis estadístico que valida los resultados.

### 2.1. Tipo y Enfoque de la Investigación.

El trabajo de titulación propuesto tiene como objetivo el diseño de una solución de ingeniería que permite el aprovechamiento de gas asociado, cuya fundamentación se centra en un enfoque mixto con un predominio cuantitativo, bajo una clasificación de investigación aplicada con características propositivas.

**Enfoque Cuantitativo.** - El enfoque cuantitativo permite la validación técnica y económica de la solución propuesta. Esta se centra en la recolección, procesamiento y análisis de datos numéricos y medibles. La cuantificación de volúmenes de gas asociado se utiliza para el cálculo del balance de materia y energía del proceso de acondicionamiento, el dimensionamiento de equipos, y la modelación financiera de los flujos de caja que permitan obtener los índices de los indicadores de rentabilidad, Valor Actual Neto (VAN), Tasa Interna De Retorno (TIR), Periodo de Recuperación de Inversión (PRI) (Falcón, 2021).

**Investigación Aplicada y Propositiva.** - La naturaleza del proyecto, pretende resolver un problema ambiental y energético dentro del oriente ecuatoriano, el trabajo propuesto se enmarca en una investigación aplicada y propositiva mismo que no sólo genera conocimiento teórico, sino también propone y justifica un diseño de ingeniería específico como para este caso la facilidad de superficie y el gasoducto virtual el trabajo establece un plan de acción viable y evalúa la factibilidad cumpliendo con los objetivos de la solución práctica para el fenómeno del *flaring* (Mucha & Lora, 2021).

**Componente Descriptivo – Analítico.** - Este componente es capaz de soportar las fases iniciales del diseño lo que proporciona un contexto para la toma de decisiones técnica. La fase descriptiva utiliza la exposición de las características físicas y químicas del gas asociado que se obtienen a través de un análisis cromatografía y detalla las tecnologías de GNC y GNL, así como la infraestructura rural de las comunas. La fase analítica emplea una revisión crítica de la normativa y los estándares internacionales que se deben adoptar para garantizar la seguridad y eficiencia del diseño.

## **2.2. Métodos de Investigación.**

Lograr alcanzar los objetivos del trabajo y validar el diseño de la solución propuesta se implementan métodos de investigación para combinar el rigor documental y la aplicación práctica de principios de ingeniería.

### **2.2.1. Método Histórico - Documental**

Este método tiene su base en la recopilación y análisis de información que establece un contexto técnico, legal y de diseño. Donde se realiza la recolección de datos de producción históricos, cromatografía del gas, y los reportes de la relación gas-petróleo del yacimiento. Esta revisión se debe contrastar con la legislación ecuatoriana y los estándares internacionales de diseño y seguridad que rigen las operaciones de facilidades de superficie y transporte de gas de alta presión

### **2.2.2. Método Analítico – Sintético**

Este método se considera la base para la ejecución del diseño de ingeniería. Permite el desglose de la problemática para luego integrar las soluciones de manera parcial dentro de un sistema funcional. Este método consta de 2 etapas: la etapa analítica se utiliza para

la descomposición del sistema del aprovechamiento en los componentes modulares, es decir, la unidad de deshidratación, la unidad de recuperación de GNL, el módulo de compresión, y la logística de transporte. Este procedimiento facilitará la realización de los balances de materia y energía en cada una de las etapas.

La fase sintética se aplicará para la integración de los componentes que se logren dimensionar, lo que resulta en un diagrama de flujos de procesos y el diseño del gasoducto virtual donde se asegure que cada uno de los subsistemas funcione de manera integrada y coherente dando una solución unificada.

### **2.2.3. Método Deductivo**

El método deductivo permite trasladar lo científico y las leyes físicas a condiciones específicas para el proyecto dentro del yacimiento en el oriente ecuatoriano. Se inicia con las leyes de los gases y las ecuaciones termodinámicas que permiten el cálculo de potencia y las etapas de compresión del GNC, esto permite determinar la eficiencia de la recuperación bajo el efecto Joule-Thompson además de establecer las dimensiones de las tuberías y recipientes de almacenamiento que cumplan con los estándares de seguridad ASME

### **2.2.4. Método de Ingeniería Económica**

Finalmente, se utiliza este método para la validación de la propuesta de diseño y la justificación de la inversión del proyecto, aquí se establece el modelo de Flujo de Caja Descontada sobre la vida útil proyectada. Las métricas financieras claves son: el VAN, Valor Actual Neto, TIR, Tasa Interna de Retorno, y PIR, Periodo de Recuperación de Inversión, permitiendo determinar si el proyecto es factible económicamente además demostrar la rentabilidad y la sensibilidad del proyecto a variables como el precio del gas y OPEX

## **2.3. Universo de Estudio y Fuente de Datos.**

### **2.3.1. Universo de Estudio y Unidades de Análisis**

El universo de estudio para este trabajo en específico tiene 2 componentes que se interconectan para definir la cadena de suministro del gasoducto virtual

#### **a. Ámbito de Ingeniería y Oferta**

La unidad de análisis para el ámbito de ingeniería y oferta es el gas asociado que se produce en la facilidad de superficie dentro del campo Ishpingo-A023 dentro de la región amazónica del oriente ecuatoriano, este campo se selecciona por ser una fuente cuantificable de gas asociado que actualmente se está quemando, de tal manera que se presenta la oportunidad para proponer una solución de aprovechamiento que se alinee con la sentencia de la corte constitucional revisado en el marco regulatorio de este proyecto.

#### **b. Ámbito Logístico y Demanda**

En cuanto al ámbito logístico y de demanda nuestra unidad de análisis serán las comunas rurales aledañas al campo Ishpingo-A023, éstas se encuentran en un radio de viabilidad logística para el transporte del GNC con una distancia inferior a los 500 km. La selección de las comunidades para este proyecto es la razón social donde se busca reemplazar el consumo de combustibles costosos o contaminantes como el GLP o el diésel por gas natural lo cual valida la inversión.

### **2.3.2. Fuentes y Tipos de Datos**

La robustez del diseño se debe sustentar mediante la integración de los datos operacionales reales y la aplicación de las referencias estandarizadas.

#### **a. Fuentes Primarias**

Estos datos se obtienen directamente de los registros de operación y son de suma importancia para realizar los cálculos de ingeniería como: volumen de gas asociado, composición del gas, variables de proceso, y estimación de la demanda.

#### **b. Fuentes Secundarias**

Dentro de los datos recopilados en las fuentes secundarias se establecerán los límites y parámetros para el diseño que garantice la seguridad, eficiencia y cumplimiento legal. Para lograr esto se regirá en las normativas de organismos internacionales como: API, permite el diseño y operación de facilidades de superficies y equipos de procesos; ASME, permite el uso de códigos para el diseño de recipientes a presiones y tuberías de alta presión; NFPA, otorga los estándares de seguridad contra incendios para plantas de GNC.

Asimismo, las cotizaciones de fabricantes y proveedores de equipos, compresores remolques tipo IV, unidades de deshidratación, etc. serán la base de costos para la construcción, y las tarifas de transporte por carretera para el análisis del OPEX logístico.

### **2.4. Procedimientos Metodológicos para el Diseño Aplicado.**

El procedimiento metodológico se estructura en cuatro fases principales secuenciales e interdependientes lo que refleja el ciclo de vida del proyecto de ingeniería de superficie, esto va desde el dato base hasta la factibilidad económica. Cada fase tiene un propósito específico orientado a cumplir los objetivos específicos planteados.

### **2.4.1. Fase I: Análisis del Recurso y Cuantificación de la Oferta**

La fase inicial tiene como enfoque principal la recopilación y tratamiento de los datos que permiten definir los parámetros del diseño.

#### **a. Cuantificación del Gas y Perfil de Oferta**

Dentro de este apartado se calcula el caudal promedio diario de gas asociado disponible en el campo Ishpingo-A023, utilizando los datos históricos de producción que me permitan determinar el volumen constante y aprovechable. Se realiza un balance de materia inicial utilizando el análisis cromato gráfico que determine la composición real del gas y se puede establecer los flujos molares del mismo.

#### **b. Cuantificación de la Demanda Logística**

Se limita el radio de distribución dentro de las comunas rurales, utilizando datos geográficos y viales que permitan determinar la ruta crítica y distancias máximas que recorre el transporte punto se estima la demanda energética actual y futura sustituyendo el GLP y la generación eléctrica con diésel de las comunidades, lo que es establecerá la capacidad mínima requerida del suministro del gasoducto virtual.

### **2.4.2. Fase II: Ingeniería de Procesos y Diseño de la Facilidad de Superficie (FS)**

Durante esta fase se acondiciona el gas para garantizar la seguridad y maximizar el volumen comercial de los subproductos.

#### **a. Modelado y Balance de Procesos**

Se utilizará un software de simulación de procesos que permita el modelamiento de las condiciones de presión y temperaturas dentro de cada etapa punto adicional se calculará el punto de rocío de hidrocarburos y agua que permiten la determinación de la eficiencia de los procesos para el acondicionamiento.

**b. Diseño de Unidades de Tratamiento**

Se dimensionará una unidad de deshidratación que permita alcanzar el punto de rocío de agua exigido por la norma de transporte de GNC. Además, se especifica la tecnología requerida como el endulzamiento con aminas para reducir el contenido de Sulfuro de Hidrógeno y Dióxido de Carbono.

**c. Diseño de la Unidad de Recuperación de LGN**

Se diseña la unidad que permita la recuperación de líquidos del gas natural mediante métodos de enfriamiento o expansión Joule-Thompson lo que permitirá maximizar el valor del gas húmedo.

**d. Generación de Documentación Técnica**

Dentro de esta etapa se elabora el diagrama de flujo de proceso de la facilidad de superficie conforme a los estándares API.

**2.4.3. Fase III: Diseño Logístico y Dimensionamiento del Gasoducto Virtual**

En este apartado se logra transformar el gas procesado en un producto transportable res lo que resuelve la necesidad de una infraestructura móvil.

**a. Dimensionamiento del Compresor de GNC**

Se calcula la potencia y el número de etapas que requiere un compresor para elevar una presión del gas procesado hasta los 250 bar como aquí se utilizarán los principios de termodinámica y el estándar API 618.

**b. Diseño del Transporte Móvil**

Selecciona la tipología de los cilindros más eficientes como para este caso tipo 3 o cuatro y se calculará la capacidad de carga dentro de las unidades de transporte. Además, como se determina el número requerido de remolques para establecer una frecuencia logística que garantice un suministro continuo 24 horas los 7 días a la semana a las comunas aledañas.

**c. Diseño de la Estación de Descarga**

Se especificarán cada uno de los sistemas de seguridad, medición y regulación que permitan la reducción de presión de 250 bar a una presión de distribución local lo que asegura la continuidad y calidad del suministro.

**2.4.4. Fase IV: Evaluación de Factibilidad Económica**

La fase final permite la validación de la inversión mediante la aplicación del método de ingeniería económica como respondiendo y resolviendo el último objetivo específico.

**a. Estimación de Costos (CapEx y OpEx)**

Se determinará el CAPEX, inversión inicial, mediante cotizaciones y bases de costo para la facilidad de superficie con la estación para compresión y la flota de remolques. Además, en el OPEX se incluirá el consumo de energía para el proceso de compresión, mantenimiento de equipos, combustibles para la transportación y los salarios del personal.

**b. Modelación Financiera y Análisis de Rentabilidad**

Se construye el flujo de caja de la proyección de los ingresos debido a la venta de GNCILGN, además de los egresos por kgs y opex para un horizonte de 15 a 20 años. Esto incluye los indicadores de rentabilidad VAN, TIR y PRI.

**c. Análisis de Sensibilidad**

Como último punto de esta fase se evalúa si el proyecto es robusto a las variaciones críticas que pueda sufrir debido al cambio de precio de venta del GNC, variaciones en el volumen del gas disponible o el aumento de los costos operativos coma esto permitirá identificar los riesgos de la inversión.

## CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

Dentro de este apartado se presenta de manera concluyente los resultados obtenidos de la investigación realizada. Aquí se pretende conectar esta información con la consecución de los objetivos propuestos y se discute como contribuye a la solución de la problemática presentada, además se establece una viabilidad técnica y económica a la propuesta presentada. Es importante mencionar que los datos presentados son datos de un yacimiento real, sin embargo, por temas de confidencialidad de la información se han utilizado considerando un campo hipotético denominado ISHPINGO.

### 3.1. Cuantificación del Volumen de Gas Asociado

La cuantificación del volumen del gas asociado producido en el yacimiento ISHPINGO-A023, se realiza mediante el estudio de su histórico, proporcionado por la operadora petrolera, este análisis se realiza para el periodo enero 24 a junio 25 de 2023.

A continuación, la tabla 2 muestra el historial de producción del yacimiento. En esta se muestra la relación gas-petróleo, que sirve fundamentalmente para conocer la cantidad de gas producido por cada barril de petróleo extraído. Esta cantidad se expresa de manera común en pies cúbicos por barril, PC/bbl. La relación se calcula mediante la ecuación matemática  $RPG = \frac{\text{Volumen de gas producido (PC)}}{\text{Volumen de Petróleo Extraído (bbl)}}$ , esta fórmula se aplica para el cálculo de volúmenes en condiciones estándar de presión y temperatura, es decir, 14.7 psi y 60 °F o también puede ser 1 atm y 15.5 °C (Díaz & Rivas, 2023).

Existen dos tipos de RPG, y se clasifican de acuerdo con la formación del gas en el yacimiento. **RPG de solución**, el gas se encuentra disuelto en el petróleo, cuando se extrae la presión disminuye y este es liberado. **RPG libre**, este no se encuentra disuelto, más bien se presenta como una capa sobre el crudo a extraer. Por lo tanto, el RPG total

es la sumatoria de los dos tipos y como lo indica el enunciado matemático, esto se contabiliza por cada barril de petróleo extraído (Duarte & Mariño, 2022).

**Tabla 4.**

Historial de producción del yacimiento ISHPINGO-A023.

<b>Mes</b>	<b>Producción (bbl/día)</b>	<b>Gas-Petróleo (PC/bbl)</b>	<b>Volumen de Gas Producido (PCED)</b>
ene-24	1500	850	1275000
feb-24	1480	860	1272800
mar-24	1510	845	1275950
abr-24	1530	855	1308150
may-24	1550	865	1340750
jun-24	1570	870	1365900
jul-24	1560	855	1334800
ago-24	1540	860	1324400
sep-24	1535	865	1327775
oct-24	1555	850	1321750
nov-24	1580	840	1327200
dic-24	1595	835	1332825
ene-25	1610	845	1360450
feb-25	1600	850	1360000
mar-25	1585	860	1363100
abr-25	1590	855	1359450
may-25	1605	840	1348200
jun-25	1620	845	1368900

Los resultados obtenidos del histórico de producción del campo ISHPINGO revelan que la cantidad de gas asociado produce un promedio de aproximadamente 2 millones de pies cúbicos de gas, MMscfd, por cada pozo, lo que significa que por el campo produce alrededor de 30 MMscfd, cabe recalcar que este volumen de producción no es tan importante como los de otros campos de mayor tamaño, sin embargo, es una cantidad importante que actualmente se desperdicia.

Mediante los resultados se define que la relación gas – petróleo es estable, de esta manera se garantiza la constancia del flujo. Dentro de este análisis se ha considerado las fluctuaciones estacionales y picos de producción que permitan el aseguramiento de la viabilidad del proyecto a largo plazo.

Definido el volumen bruto de producción de gas del yacimiento, es importante procesar esta muestra y definir el porcentaje de impureza presente en él. La tabla 3, muestra el resultado de un análisis cromatográfico donde se define que las impurezas del gas extraído son del 2%, lo que comprende Dióxido de Carbono al 1.2% y Sulfuro de Hidrógeno al 0.8%.

**Tabla 5.**

Resultados de análisis cromatográfico

<b>Componente</b>	<b>Fórmula</b>	<b>Composición (%)</b>
Metano	C <sub>2</sub> H <sub>4</sub>	82
Etano	C <sub>2</sub> H <sub>6</sub>	8
Propano	C <sub>3</sub> H <sub>8</sub>	4
Isobutano	i-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1.5
Normal Butano	n-C <sub>4</sub> H <sub>10</sub>	1
Isopentano	i-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.8
Normal Pentano	n-C <sub>5</sub> H <sub>12</sub>	0.7
Dióxido de Carbono	CO <sub>2</sub>	1.2
Sulfuro de Hidrógeno	H <sub>2</sub> S	0.8
Nitrógeno	N <sub>2</sub>	0
<b>TOTAL</b>		<b>100</b>

**Fuente:** Informe de producción proporcionado por EP Petroecuador.

El análisis muestra la composición del gas asociado, con un 82% de Metano, 6% de Etano, 4% Propano, y el 4% de hidrocarburos pesados. La presencia de estos beneficia al costo de comercialización del gas asociado debió a que estos hidrocarburos pesados se recuperan

Este resultado muestra que el gas no es comercial mientras no se realice un proceso de reducción o eliminación de impurezas y pueda cumplir con los estándares de comercialización. Cabe recalcar que este volumen de impurezas debe ser reducido del volumen bruto para poder realizar los cálculos posteriores. De igual manera existe una pérdida por procesos, lo que deriva en el uso del gas como combustible para la realización de la tarea de compresión, y las pérdidas por fugas operacionales, aunque se utilicen válvulas y sellos diseñados para manejos de altas presiones es imposible mantener un

100% de eficiencia. Además, en ciertas ocasiones es necesaria la liberación de gas para mantener el control de las presiones en los equipos.

Finalmente, la tabla 4, muestra un resumen del total del volumen de gas asociado utilizable para su comercialización, descartando las pérdidas por procesos y por impurezas.

**Tabla 6.**

Resumen del gas asociado apto para comercialización

<b>Concepto de Pérdida</b>	<b>Detalle</b>	<b>Volumen de Gas (PCED)</b>	<b>% de Pérdida</b>
Volumen Bruto de Gas	Volumen total producido en el campo ISHPINGO-A023.	1303875	100.00%
Pérdida por Impurezas	Volumen de gas no comercializable (CO <sub>2</sub> , H <sub>2</sub> S) que debe ser removido en el proceso de endulzamiento y deshidratación.	26078	2.00%
Pérdida Operacional	Gas consumido como combustible y fugas operacionales estimadas en la planta de compresión.	63890	5.00%
Volumen de Gas de Utilidad	Volumen de gas remanente, apto para la compresión y comercialización.	<b>1213907</b>	<b>93.00%</b>

**Fuente:** Elaboración propia

Para la determinación de una aproximación de la cantidad real o esperada del campo ISHPINGO se realiza un análisis de estadística descriptiva donde se obtienen los resultados que se muestran en la tabla 5, tabla 6 y tabla 7, que se relacionan con producción de petróleo por día, cantidad de gas producido, y relación gas – petróleo, respectivamente.

**Tabla 7.**

Estadística descriptiva de producción de petróleo.

<i>Producción de petróleo (bbl/día)</i>	
Mean	1561.944444
Standard Error	9.47251691
Median	1565
Mode	#N/D
Standard Deviation	40.18848565
Sample Variance	1615.114379
Kurtosis	-0.612829866
Skewness	-0.483686832
Range	140
Minimum	1480
Maximum	1620
Sum	28115
Count	18

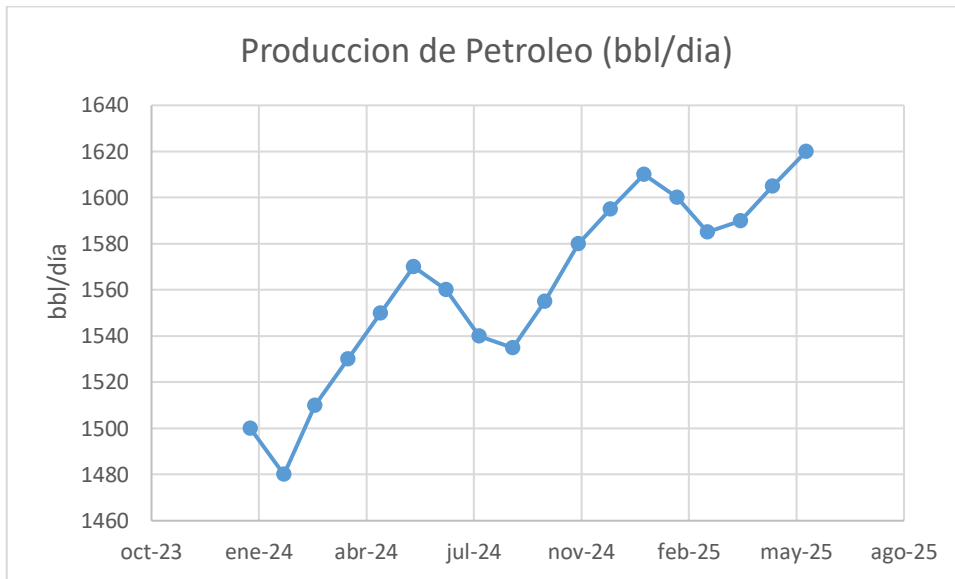
**Fuente:** Elaboración propia.

La descripción de los datos permite definir que la media de producción diaria se encuentra en 1561.94 bbl/día, además nos indica que los datos se encuentran distribuidos por encima y por debajo de 1565 bbl/día, estos valores de media y mediana al encontrarse relativamente cerca, indica que los datos se encuentran agrupados de forma simétrica, además el rango de producción tiene una variación de 140 barriles por día, siendo esta muy ligera.

La dispersión de los datos, indica que el conjunto tiene una desviación de 40.19 bbl/día, que, en comparación con la media, es relativamente pequeña, esto informa que los datos se encuentran muy cercanos a la media, lo que coincide con la descripción de los datos. De manera general se puede definir que la producción de crudo en el yacimiento es estable y se puede predecir. Lo que hacen que las tendencias demuestren que no existen picos de altos y bajos generando de esta manera la consistencia en la operación, como se muestra la figura 2.

**Figura 1.**

Gráfica de histórico de producción de petróleo



**Fuente:** Informe de producción proporcionado por EP Petroecuador.

**Tabla 8.**

Estadística descriptiva para producción de gas PCED

<i>Volumen de Gas Producido (PCED)</i>	
Mean	1331522.22
Standard Error	7417.54839
Median	1333812.5
Mode	#N/D
Standard Deviation	31469.9926
Sample Variance	990360433
Kurtosis	0.33589953
Skewness	0.78562539
Range	96100
Minimum	1272800
Maximum	1368900
Sum	23967400
Count	18

**Fuente:** Elaboración propia.

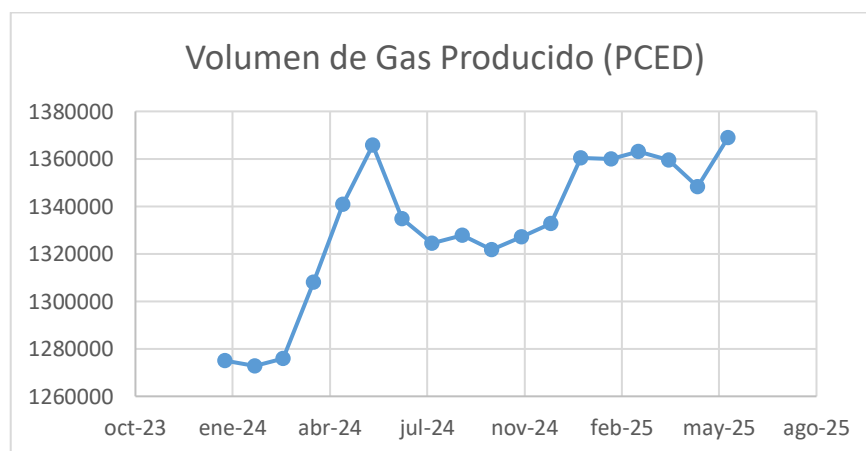
Al igual que la estadística de la producción de crudo se aplica el mismo análisis para la producción de gas, y poder analizar el comportamiento del yacimiento, en cuanto a la producción de gas asociado.

La estadística descriptiva permite definir una media de 1'331.522 PCED, este valor encontrado es de suma importancia para el cálculo de la viabilidad del proyecto. De igual manera se establece una mediana que se ubica en el valor 1'333.812 PCED y los datos agrupados a su alrededor se muestran asimétricos, es decir, no existen valores extremos que distorsionen la media. En cuanto a la desviación estándar, el análisis muestra un valor de 31.470, siendo este valor muy pequeño en relación con la media. En cuanto a la asimetría de los datos muestra un valor de -0,78, lo que establece que los valores bajos de producción son menos frecuentes que los valores altos.

De manera concluyente se define que el comportamiento de la producción de gas es bastante estable y predecible, de esta manera se afirma que no presenta variaciones drásticas, además el comportamiento indica que existe la garantía de producción continua de gas asociado lo que es importante para el proyecto, la figura 3 muestra el comportamiento de producción de gas en el yacimiento.

**Figura 2.**

Gráfica de histórico de producción de gas.



**Fuente:** Informe de producción proporcionado por EP Petroecuador.

**Tabla 9.**

Estadística descriptiva relación gas - petróleo

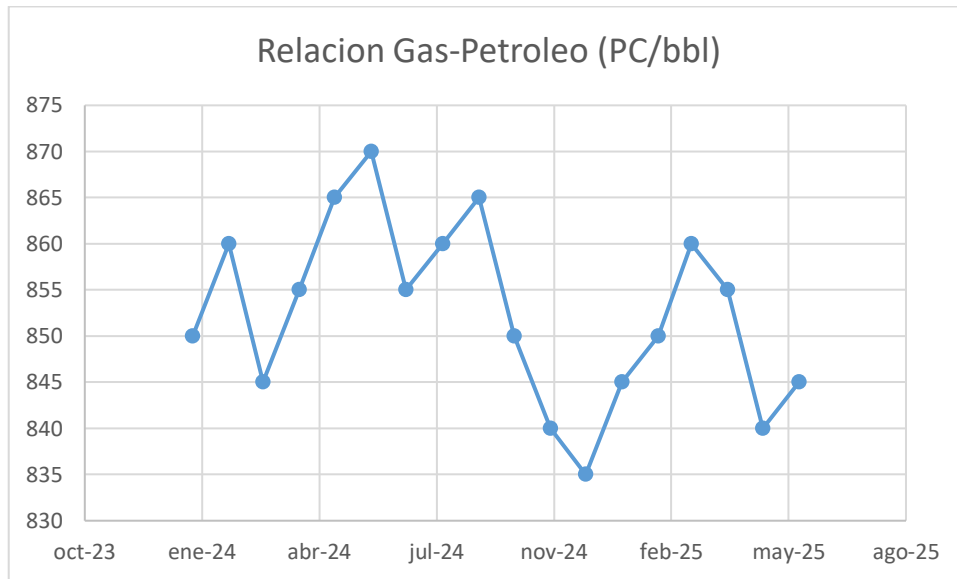
<u>Relación Gas-petróleo (PC/bbl)</u>	
Mean	852.5
Standard Error	2.29556264
Median	852.5
Mode	850
Standard	
Deviation	9.73924746
Sample Variance	94.8529412
	-
Kurtosis	0.77598702
	-4.0409E-
Skewness	17
Range	35
Minimum	835
Maximum	870
Sum	15345
Count	18

**Fuente:** Elaboración propia

El análisis de este parámetro establece que la media y la mediana coincide en el mismo valor, por lo tanto, se puede definir que los datos son completamente simétricos, es decir la distribución de los datos es uniforme y no existen valores atípicos. En cuanto a la desviación estándar presenta un valor de 9.74, un valor extremadamente pequeño en relación con la media, lo que afirma el comportamiento predecible del yacimiento. La distancia entre los valores máximos y mínimos registrados es de 35 PC/bbl demostrando que tiene un margen estrecho garantizando una producción constante de gas por cada barril de petróleo extraído.

**Figura 3.**

Gráfica de relación gas - petróleo del yacimiento



**Fuente:** Informe de producción proporcionado por EP Petroecuador.

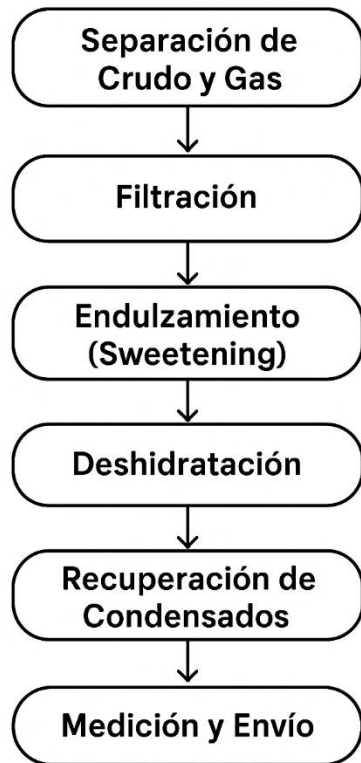
La estabilidad demostrada de acuerdo con los resultados obtenidos del histórico de producción indica que la producción de gas asociado es constante, factor crítico para el proyecto eliminando la dependencia de fluctuaciones impredecibles. Con estos datos es posible determinar el dimensionamiento de las instalaciones y el gasoducto virtual.

### 3.2. Diseño de Facilidad de Superficie

Para el gas asociado cumpla con los estándares de calidad para su comercialización es importante que el campo ISHPINGO cuente con un diseño de superficie, mismo que tiene su base en un diagrama de flujo de proceso, PDF, que representa de manera visual secuencias de equipos a utilizar y las direcciones del proceso. Esto implica que se describe la llegada del gas desde el pozo hasta la salida hacia la estación de compresión. La figura 5, muestra los procesos a seguir para el PDF del proyecto, ver ilustración en la figura 6.

**Figura 4.**

PDF propuesto para el campo ISHPINGO



**Fuente:** Elaborado por el autor

El diagrama de proceso presentado está compuesto por 6 etapas:

**Separación de Crudo y Gas.** – El flujo que ingresa en el inicio del proceso es una mezcla de crudo, gas y agua ingresan a un separador bifásico, donde el crudo será separado del agua mediante un proceso de diferencia de densidades, como resultado de este proceso se obtienen dos elementos, uno en estado líquido, que será almacenado para su posterior procesamiento y el otro en estado gaseoso. Este último continúa hacia la siguiente etapa (Belda et al., 2024).

**Filtración.** – El gas proveniente de la etapa anterior es pasado por un filtro coalescente que elimina el rastro de líquidos que pudieran haber quedado luego del proceso de

separación. Este proceso es de suma importancia pues de él dependerá que los equipos se mantengan en buen estado evitando la corrosión por humedad (Moreno et al., 2022).

**Endulzamiento.** – Uno de los componentes de impurezas en el gas asociado es el sulfuro de hidrógeno, mismo que se caracteriza por ser altamente corrosivo y tóxico, el PDF propone un sistema de endulzamiento con amina, es decir, el gas se combina con este compuesto orgánico a base de nitrógeno que absorbe los componentes de impurezas, sulfuro de hidrógeno y dióxido de carbono. El método de endulzamiento se realiza se realiza con Metildietanolamina, debido a que este compuesto realiza una absorción selectiva de las impurezas del gas asociado, menor corrosividad y menor desgaste de energía para su regeneración (J. Fletcher, 2023).

**Deshidratación.** – Cuando el gas llega a este proceso, aun contiene moléculas de agua que, al someterse a altas presiones en conjunto con las bajas temperaturas, pueden generar hidratos, lo que obstruiría las tuberías ocasionando daños en los equipos. Para eliminar todo rastro de agua que aun pueda contener, se utiliza un contactor TEG, trietilenglicol, posterior a esto el gas continúa su proceso hacia el proceso siguiente, mientras el glicol húmedo se restaura mediante la aplicación de hervor para volver a circular y continuar con el proceso de deshidratación (Cusanguá et al., 2021).

**Recuperación de condensados.** – una vez deshidratado el gas, este se encuentra listo para su comercialización, sin embargo, para aumentar la rentabilidad al proyecto se propone una unidad de recuperación de condensados, LPG. Esto se logra mediante la aplicación de bajas temperaturas para condensar el propano y los hidrocarburos más pesados como el Isobutano, Normal Butano, Isopentano y Normal Pentano presentes, de acuerdo con el análisis cromatográfico (De Masi, 2025).

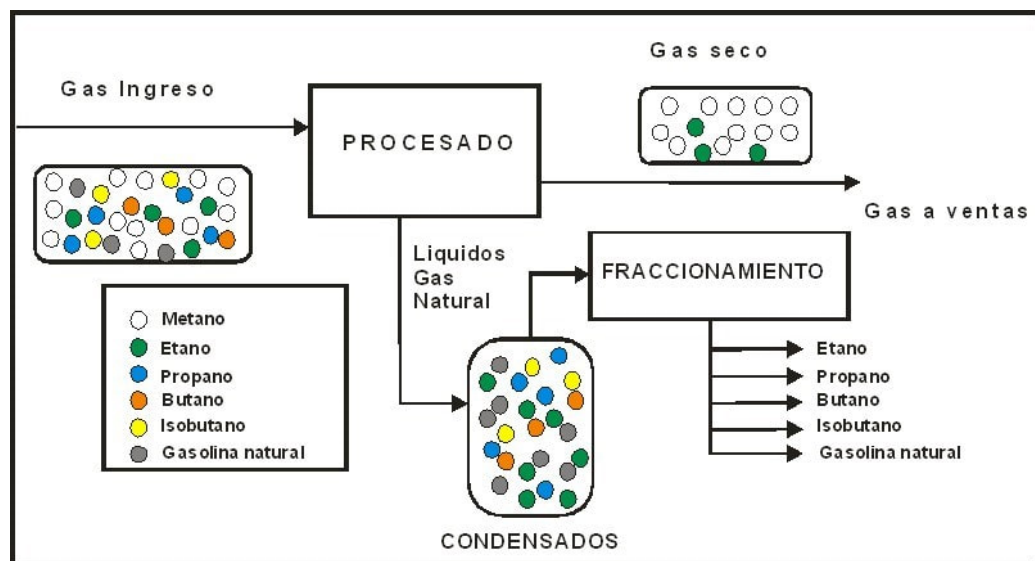
**Proceso:** El gas asociado del campo ISHPINGO es rico en varios elementos hidrocarburíferos como muestra el análisis cromatográfico realizado. Algunos de estos componentes se los conoce como líquidos de gas natural, etano, propano y

butano. Extraer estos compuestos del gas asociado deshidratado es importante para aumentar la rentabilidad del proyecto, debido a que estos condensados se pueden comercializar de manera independiente, generando ingresos adicionales.

El método propuesto es mediante la refrigeración con intercambiadores de calor, donde el gas deshidratado se enfría a temperaturas por debajo del punto de rocío de los hidrocarburos pesados para lograr la conversión de los hidrocarburos gaseosos en líquidos, seguido a esto la nueva mezcla de gas-líquido pasa por un separador de baja temperatura donde los líquidos se separan, por gravedad, de los gases. Ahora el gas que continua al proceso de compresión es rico en metano y los líquidos extraídos se almacenan para su venta, ver figura 6.

**Figura 5.**

Ilustración sobre el proceso de condensación de hidrocarburos pesados.



Fuente: (Satillana & Salinas, 2019)

**Medición y Envío.** – Una vez terminado los procesos anteriores el gas se encuentra limpio y seco para ser envasado. Los equipos compresores de la estación GNC miden con un medidor de flujo para altas presiones el ingreso del gas. Este proceso se considera la primera etapa del gasoducto virtual (Ayuso, 2017).

La tabla 8, muestra un resumen de los procesos por el cual se realiza el diagrama de flujo de proceso, PDF.

**Tabla 10.**

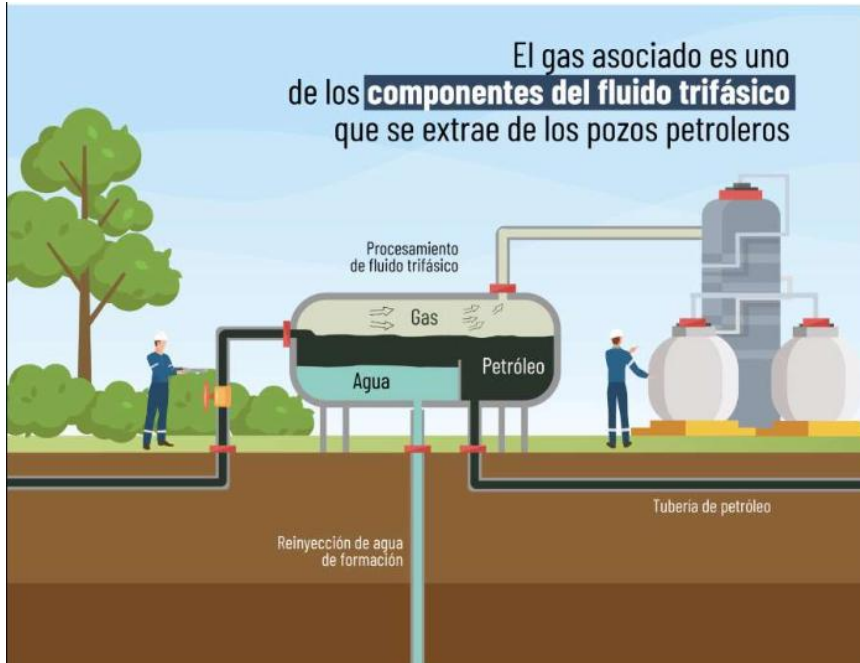
Resumen del diagrama de flujo de proceso.

Etapa del Proceso	Propósito del Equipo	Descripción del Proceso	Salida del Flujo
Entrada del Flujo de los Pozos	Recepción del flujo multifásico (gas, crudo y agua).	El flujo proveniente de los pozos de producción llega a la estación de tratamiento para su procesamiento.	Gas, Crudo y Agua (mezcla).
Separador de Producción	Separar el gas de los líquidos.	El flujo entra en un separador que, por diferencia de densidad, separa el gas de la mezcla líquida.	Crudo y Agua (enviados a tanques), Gas Húmedo no Tratado.
Filtro Coalescente	Eliminar las gotas de líquidos arrastradas por el gas.	El gas pasa a través de un filtro para atrapar y remover las pequeñas partículas líquidas, protegiendo así los equipos posteriores.	Gas Parcialmente Limpio.
Unidad de Endulzamiento con Amina	Eliminar compuestos Ácidos como H <sub>2</sub> S y CO <sub>2</sub> .	El gas se pone en contacto con una solución de amina que absorbe las impurezas. La amina se regenera para su reutilización.	Gas Dulce.
Unidad de Deshidratación con Glicol (TEG)	Eliminar el vapor de agua.	El gas pasa a través de una torre de contacto con trietilenglicol, que absorbe el vapor de agua, previniendo la formación de hidratos.	Gas Seco.
Separador de Baja Temperatura	Recuperar condensados (hidrocarburos pesados).	El gas se enfría para condensar y separar los hidrocarburos valiosos como propano y butano.	Líquidos (Condensados) (enviados a tanques), Gas de GNC (Metano).
Medidor de Flujo	Cuantificar el volumen final de gas.	El gas limpio y seco pasa a través de un medidor para registrar el volumen que será entregado comercialmente.	Gas Listo para Compresión.

**Fuente:** Elaboración propia

**Figura 6.**

Ilustración sobre el funcionamiento del PDF.



Fuente: (EP PETROECUADOR, 2024)

### 3.3. Diseño del Gasoducto Virtual

Los equipos se han seleccionado de acuerdo con la capacidad de producción de gas útil en este caso de 30MMscfd mensual, es decir un aproximado de 1MMscfd diario, de igual manera para cumplir las especificaciones técnicas de compresión de GNC que garantice la eficiencia y confiabilidad del sistema.

### **3.3.1. Selección y Dimensionamientos de Equipos**

#### **Compresores de Gas**

El gas debe comprimirse a 250 bar, de acuerdo con las especificaciones para su comercialización. Se realizó la selección de compresores alternativos de pistón debido a su alta eficiencia, robustez y facilidad de mantenimiento, lo que es imperioso para las zonas remotas.

- **Configuración y Dimensionamiento**

El manejo de 1 MMscfd, se propone realizar mediante un sistema modular de compresión, donde se utilizarán compresores alternativos de pistón. El sistema cuenta con 5 unidades, 1 principal capaz de manejar un volumen de 7.5 MMscfd, que al operar simultáneamente pueden procesar el total de gas producido, ver figura 8.

Adicional a esto el segundo compresor de la misma capacidad, que operará en “stand by”, es decir, será activado para compensar cuando el compresor salga de funcionamiento por mantenimiento o por algún desperfecto, de esta manera se pretende mantener el proceso continuo, ver figura 9. La potencia total requerida para el funcionamiento de los compresores se estima en un aproximado de 11.16 HP, lo que requiere el uso del gas propio en un 5% del flujo de entrada.

**Figura 7.**

Ilustración referencial de compresor de pistón de 7.5 MMscfd.



**Figura 8.**

Ilustración de referencia del sistema de compresión de GNC.



- **Compresión**

El proceso de compresión se diseña en 5 etapas, con un sistema de enfriamiento intermedio. De esta manera se propone la optimización del consumo energético y el control de la temperatura del gas asociado, evitando el sobrecalentamiento y mal funcionamiento de los equipos.

La presión a la que se debe comercializar el gas es de 250 bar, según los estándares ASTM, esto se logra mediante un sistema de compresión en cascada, donde se va aumentando la presión de forma progresiva dentro de las 5 etapas mencionadas.

**Baja presión.** – El gas, producto del tratamiento anterior, ingresa al compresor y a presiones relativamente bajas entre 4 y 5 bar. La función de este proceso es elevar la presión inicial para facilitar las siguientes etapas de compresión. Es importante mencionar que durante la ejecución de la primera compresión la temperatura se eleva considerablemente.

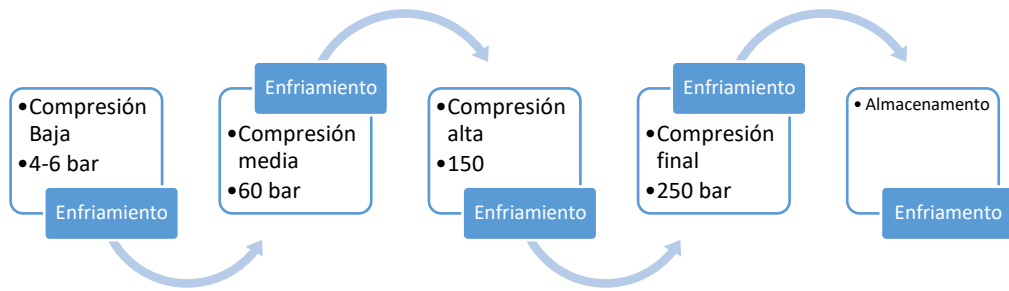
**Enfriamiento intermedio.** – El uso de intercambiadores de calor se utiliza para enfriar el gas que proviene de la primera etapa de compresión, al reducir la temperatura del gas se mejora la eficiencia de los procesos siguientes, y se protegen los equipos ante cualquier falla que pudiera ocasionar las altas temperaturas.

**Presión media.** – En esta etapa se vuelve a realizar la compresión del gas, esta vez se aumenta hasta llegar a 60 bar, y luego volver a someter al proceso de enfriamiento antes de iniciar la siguiente etapa de compresión.

**Presión Alta.** – Etapa considerada crítica pues el gas se eleva a una presión de 150 bar, aquí los equipos del compresor se someten a grandes esfuerzos mecánicos por lo que es imprescindible, una vez elevada a esta presión, llevarlo nuevamente al enfriador.

**Muy alta presión.** – La etapa final de compresión lleva al máximo de presión de 250 bar, ideal para almacenamiento y transporte, una vez conseguida esta presión el gas debe pasar por última vez por el enfriamiento y posterior a esto se lo envía a las unidades de almacenamiento para ser transportados. Es importante que el gas pase por la etapa de enfriamiento, pues de esto dependerá la seguridad y transferencia del gas a los cilindros de GNC.

**Figura 9.**  
*Etapas de Compresión.*



**Fuente:** Elaboración propia

### 3.3.2. Unidades de Almacenamiento y Transporte de GNC

La selección de unidades para el almacenamiento y transporte se consideró la capacidad requerida y la logística de la ruta.

- **Capacidad de almacenamiento.** – Al presentar un volumen de 30 MMscfd diario de producción de gas, se requiere el servicio de remolques de capacidad de 100000 sfc, lo que significa que se necesitan 10 tanqueros cisterna. Para un óptimo funcionamiento operativo se recomienda el uso de 15 remolques en turnos rotativos que permitan tener un margen seguridad y crecimiento. Es importante que estos remolques estén en la capacidad de soportar presiones mayores a 250 bar.
- **Rotación logística.** – La optimización de la operatividad del proceso se lleva a cabo mediante la rotación diaria, es decir mientras dos o tres remolques se encuentran en viaje, los demás se encuentran en el punto de abastecimiento y otro grupo en el punto de arribo en proceso de descarga. De esta manera se asegura que las unidades de transporte tengan la disponibilidad y puedan mantener el flujo de gas hacia los puntos de consumo.

- **Sistemas de Carga y descarga.** – Para optimizar el uso de los tanqueros, evitando los tiempos muertos, es importante que los puntos de carga y descarga mantengas la disponibilidad de los equipos para carga y descarga.

### 3.4. Evaluación Económica

#### 3.4.1. Estimación de costos de Inversión

**Costos de Ingeniería y Diseño.** - La tabla 9 muestra los costos de diseño básico y de ingeniería, los que detallan los gastos de la etapa de panificación. Estos costos incluyen los análisis iniciales de factibilidad y el diseño de la planta. Los análisis en esta etapa inicial son importantes para evitar el sobreprecio en etapas posteriores.

**Tabla 11.**  
Costos de diseño e ingeniería

Concepto	Descripción	Costo Estimado (\$)
<b>Estudio de Viabilidad</b>	Análisis técnico y económico preliminar	50000.00
<b>Ingeniería Básica</b>	Diseño conceptual del proceso (PFD), especificaciones de equipos	100000.00
<b>Ingeniería de Detalle</b>	Planos de construcción (P&ID), cálculos de tuberías, diseño civil y eléctrico	250000.00
<b>Supervisión de Obra</b>	Gestión y control de calidad durante la construcción	100000.00
	<b>Total</b>	<b>500000.00</b>

Fuente: Elaboración propia

**Costos de Adquisición de Equipos Principales y Alquiler.** - La tabla 10 muestra el desglose del componente mayor. Al momento de realizar el alquiler de los camiones cisterna para el transporte del gas, en lugar de la compra, reduce significativamente los

costos. Así mismo se propone la compra de los 2 compresores que se colocaron en el apartado de selección y dimensionamiento de equipos.

**Tabla 12.**

Costos de adquisición y alquiler de equipos

<b>Equipo/Servicio</b>	<b>Cantidad</b>	<b>Costo Unitario (\$)</b>	<b>Costo Total (\$)</b>
<b>Compresores de Gas (7.5 MMscfd)</b>	5	5500000	27500000
<b>Unidades de Tratamiento</b>	1	1800000	1800000
<b>Estación de Descarga de GNC - Equipos de Regasificación</b>	1	400000	400000
<b>Estación de Descarga de GNC - Medidor de Flujo y Válvulas</b>	1	150000	150000
<b>Estación de Descarga de GNC - Sistemas de Seguridad</b>	1	200000	200000
<b>Total</b>			<b>30050000</b>

Fuente: Elaboración propia

**Costos de Construcción e Instalación.** – La tabla 11 presenta los gastos referentes a la ejecución física del proyecto. Aquí se desglosan los valores correspondientes a la construcción de infraestructura y las instalaciones necesarias para el funcionamiento de la infraestructura.

**Tabla 13.**

Costos de Construcción

<b>Concepto</b>	<b>Descripción Detallada</b>	<b>Costo Estimado (\$)</b>
<b>Movimiento de Tierras y Cimentaciones</b>	Nivelación del terreno y cimentaciones	450000
<b>Montaje e Instalación Mecánica - Montaje de Equipos Principales</b>	Posicionamiento de compresores y unidades de tratamiento	1200000
<b>Montaje e Instalación Mecánica - Instalación de Tuberías (Piping)</b>	Corte; soldadura e instalación de la red de tuberías	800000
<b>Montaje e Instalación Mecánica - Conexiones de Instrumentación y Válvulas, Instalación de medidores de flujo</b>	sensores de presión y válvulas	350000
<b>Conexiones Eléctricas y de Control</b>	Cableado, paneles eléctricos y sistemas de control	650000
<b>Total</b>		<b>3450000</b>

Fuente: Elaboración propia

**Costos Indirectos.** – Dentro de todo proyecto existen gastos subestimados que son importantes para la ejecución de este. Aquí se definen un porcentaje para gastos imprevistos lo que cubre, por ejemplo, las variaciones de precios dentro del mercado. Los gastos indirectos representan una porción significativa de la inversión.

**Tabla 14.**

Costos de indirectos del proyecto

<b>Concepto</b>	<b>Descripción</b>	<b>Costo Estimado (\$)</b>
<b>Gestión del Proyecto</b>	Administración supervisión y logística	700000
<b>Permisos y Licencias</b>	Licencias ambientales y permisos de construcción	250000
<b>Contingencia (15% del Total Directo)</b>	Imprevistos y sobrecostos	5025000
<b>Total</b>		<b>5975000</b>

La tabla 13 presenta los costos totales de inversión para la implementación del proyecto.

**Tabla 15.**

Costo total de inversión.

<b>Concepto</b>	<b>Costo Estimado (\$)</b>
<b>Costos Directos</b>	33500000
<b>Costos Indirectos</b>	5975000
<b>Inversión Total Estimada</b>	<b>39475000</b>

Fuente: Elaboración propia

### **3.4.2. Análisis de Rentabilidad**

Para realizar la comercialización del gas, lo primero que se debe realizar es la conversión de volumen a contenido de energía. El MMBTU es la unidad estándar de energía que se utiliza en los mercados nacionales e internacionales para la venta de gas asociado. Es decir, el valor que se le puede asignar al gas no depende del volumen, sino de la capacidad de producir energía, recordando que, a mayor cantidad de metano presente, este será de mejor calidad.

El proceso de conversión es sencillo y se realiza bajo el siguiente algoritmo:

1. Convertir los MMscfd a MMscf/año

$$MMscf/año = MMscfd * 365$$

$$MMscf/año = 30MMscfd * 365$$

$$MMscf/año = 10950MMscf$$

2. Convertir el volumen en capacidad energética

$$MMBTU = MMscf/año * 1000 BTU/scf$$

$$MMBTU = 10950000000 * 1000$$

$$MMBTU = 10950000 MMBTU$$

$$MMBTU = 10.95 \text{ millones MMBTU}$$

3. El ingreso anual por la venta del gas asociado se calcula multiplicando su capacidad de energía por el valor que al momento de la investigación se encuentra en \$4.5 por cada MMBTU

$$Ingresos_{anuales} = 10.95 \text{ millones MMBTU} * 4.5$$

$$Ingresos_{anuales} = \$ 49.275 \text{ millones}$$

4. Alquiler de vehículos para el transporte del gas asociado se utilizarán 15 remolques que cuestan \$200000 anuales cada uno.

$$Alquiler \text{ de remolque} = 15 \times 200000$$

$$Costo \text{ anual de remolques} = \$ 3000000$$

5. Mantenimiento de planta y compresores, el mantenimiento de los equipos puede garantizar la continuidad del proceso y la eficiencia de la planta, aquí se detalla todo lo necesario para cubrir estos rubros, y se mantiene un fondo por fallos inesperados y costosos. Ver tabla 14.

**Tabla 16.**

Detalle de los mantenimientos de plantas y compresores

<b>Concepto</b>	<b>Descripción</b>	<b>Costo anual Estimado (\$)</b>
<b>Mantenimiento Preventivo</b>	Incluye inspecciones programadas, calibración de instrumentos, cambio de filtros, aceites y piezas de desgaste. Este tipo de mantenimiento previene fallos.	900000
<b>Mantenimiento Correctivo</b>	Cubre reparaciones no planificadas o la sustitución de componentes dañados. Este costo es variable y se estima con base en la experiencia de proyectos similares	575000
<b>Suministro de Repuestos</b>	Incluye un inventario de repuestos críticos y de alta rotación para los compresores y las unidades de tratamiento. Un inventario adecuado reduce el tiempo de inactividad de la planta.	575000
<b>Contratos de Servicio</b>	Son los costos de servicios especializados para la calibración de equipos de alta precisión y reparaciones mayores, que a menudo son realizadas por personal del fabricante.	450000
<b>Total</b>		<b>2700000</b>

6. Es importante tener en consideración los colaboradores que estarán a cargo de las plantas y de la logística del gas asociado, por ende, la tabla 15 muestra el detalle de los salarios s y beneficios de los colaboradores.

**Tabla 17.**

Sueldos y Salarios

<b>Posición</b>	<b>Número de Empleados</b>	<b>Salario Anual Promedio (\$)</b>	<b>Costo Total Anual (\$)</b>
<b>Gerente de Operaciones</b>	1	57000	57000

<b>Jefe de Planta</b>	2	52500	105000
<b>Ingenieros de Mantenimiento</b>	6	36000	216000
<b>Operadores de Planta</b>	24	30000	720000
<b>técnicos de Mantenimiento</b>	10	22500	225000
<b>Personal Administrativo</b>	30	18000	540000
<b>Conductores de Camiones</b>	15	12750	191250
<b>Total</b>			<b>2054250</b>

7. Los costos administrativos y seguros, es de suma importancia tener en consideración, estos se desglosan en tres rubros que se muestran en la tabla 16.

**Tabla 18.**

Costos administrativos y seguros

<b>Concepto</b>	<b>Sub-concepto</b>	<b>Costo Anual (\$)</b>
<b>Suministros y Servicios Administrativos</b>	Suministros de Oficina	75000
	Servicios Públicos	225000
	Licencias de Software	200000
<b>Seguros</b>	Seguro de Responsabilidad Civil	300000
	Seguro de Propiedad y Equipos	250000
	Seguro de Interrupción de Negocio	400000
<b>Gastos de Consultoría y Asesoría Legal</b>	Asesoría Técnica y Financiera	350000
	Asesoría Legal	280000
<b>Total Anual</b>		<b>2080000</b>

8. Logística y transporte, la tabla 17 muestra los gastos relacionados con la logística que se necesita para el proyecto

**Tabla 19.**

Logística y Transporte

<b>Concepto</b>	<b>Costo Anual Estimado (\$)</b>	<b>Descripción Detallada</b>
<b>Combustible Diésel</b>	2400000	Este rubro representa el gasto necesario en el que se incurre para la transportación del gas asociado desde su punto de origen hasta la planta de compresión.
<b>Fletes y Cargos de Transporte</b>	350000	Se considera el gasto de imprevistos como lo es peaje, averías sencillas, entre otros gastos inherentes al proceso
<b>Total Anual</b>	<b>2750000</b>	

9. Se registran los gastos operativos en la tabla 18

<b>Concepto</b>	<b>Costo Total Anual (\$)</b>
<b>Alquiler de Remolques de GNC</b>	2.250.000
<b>Mantenimiento de Planta y Compresores</b>	1.800.000
<b>Salarios y Beneficios del Personal</b>	2.054.250
<b>Costos Administrativos y Seguros</b>	2.080.000
<b>Combustible y Logística</b>	2.750.000
<b>Total Operatividad Anual</b>	<b>10.934.250</b>

### 3.4.3. Cálculo de TIR y VAN

El VAN se realiza con un periodo de tiempo de 3 años, una tasa de descuento de 15%, obteniendo de esta manera los siguientes parámetros:

- Inversión Inicial: \$ 51325000
- Ingresos anuales (estimados): \$5 0000000
- Costos de operación anuales: \$ 10934250

- Flujo de caja neto anual: \$ 39065750

Por lo tanto, la ecuación matemática a utilizar se define de la siguiente manera:

$$VAN = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t} - I_0$$

Donde:

FC: representa el flujo de caja neto por cada año

r: tasa de descuento

I<sub>0</sub>: Inversión inicial

n: número de años.

Entonces:

$$VAN_{año\ 1} = \frac{839065750}{(1 + 0.15)^1}$$

$$VAN_{año\ 1} = 33970217$$

$$VAN_{año\ 2} = \frac{839065750}{(1 + 0.15)^2}$$

$$VAN_{año\ 2} = 29539319$$

$$VAN_{año\ 3} = \frac{839065750}{(1 + 0.15)^3}$$

$$VAN_{año\ 3} = 25686364$$

$$VAN = [VAN_{año\ 1} + VAN_{año\ 2} + VAN_{año\ 3}] - I_0$$

$$VAN = [33970217 + 29539319 + 25686364] - I_0$$

$$VAN = [33970217 + 29539319 + 25686364] - 51325000$$

$$VAN = 37870900$$

El cálculo del VAN revela que en un periodo de 3 años el valor del dinero es de 37870900, indicando que el proyecto es financieramente posible.

Para el cálculo de TIR se utiliza la siguiente expresión matemática:

$$0 = \sum_{t=1}^n \frac{FC_t}{(1 + TIR)^t} - I_0$$

El resultado de esta TIR es de 78.6% lo que indica que el proyecto es rentable. A demás de ser viable.

## CONCLUSIONES

Se determinó que el volumen promedio diario del gas asociado dentro del yacimiento Ishpingo-A023 es apto para su aprovechamiento puesto que produce 1331522 PCED, pies cúbicos equivalentes por día, lo que confirma la disponibilidad constante del recurso. Además, el análisis cromatográfico establece que el gas es húmedo lo que lo hace apto para su comercialización, una composición dominante de metano en un 82% y una significativa presencia de hidrocarburos pesados, propano y butano, lo que aumenta el valor comercial del proyecto.

El diseño de la facilidad de superficie propuesto incluye unidades de deshidratación y recuperación de condensados la inclusión de esta última unidad es técnicamente viable y primordial pues permite aumentar la rentabilidad al extraer y comercializar de forma independiente el propano y el butano que se condense del gas húmedo. Este proceso permite el aseguramiento de que el gas remanente cumpla con especificaciones técnicas que se requiere para la compresión y transporte seguro por GNC, evitando la formación de hidratos y corrosión.

Se determina que el sistema gas natural comprimido, es una tecnología óptima para los gasoductos virtuales. La escala del yacimiento y el radio de distribución menor a 500 km permite que el diseño logístico requiera que el gas se comprima a una presión de 250 bar a través de un compresor de pistón de múltiples etapas, dimensionando para la capacidad de 75 MMscfd. La selección de remolques tipo IV se justifica debido a su capacidad de maximizar su carga neta y optimizar la rotación de la flota. Además, establece una cadena de suministro modular eficiente entre el campo y las comunidades.

La estimación de costos y modelado de cifra de caja descontado afirma que el proyecto tiene un alto índice de rentabilidad y viabilidad financiera. Estos indicadores claves son: El valor actual neto, que presenta un valor positivo de \$37'870.900 Con una tasa de

descuento del 15% lo que confirma que el proyecto genera un valor económico; una tasa interna de retorno del 78.6% lo que es muy superior al costo de capital demostrando un atractivo y solidez rentabilidad; el periodo de recuperación de inversión se estima en menos de un año y medio lo que indica una recuperación de capital extremadamente rápido con un valor de 51325000 USD. El análisis de sensibilidad demuestra que el proyecto es robusto frente a los posibles aumentos significativos en los costos de operación, mantenimiento y demás rubros, presentando indicadores de rentabilidad positivos.

## RECOMENDACIONES

.Los resultados del análisis financiero, con una Tasa Interna de Retorno (TIR) del 78.6% y un Valor Actual Neto (VAN) altamente positivo, justifican plenamente la decisión de proceder con el proyecto. La principal recomendación es iniciar la fase de implementación de manera inmediata. La evidencia económica es clara y convincente: el proyecto no solo es viable, sino que promete un retorno de inversión excepcional que debe ser aprovechado lo antes posible para maximizar el valor para la empresa. Retrasar la ejecución podría resultar en la pérdida de ingresos y de competitividad en el mercado energético.

Financieramente es crucial establecer un marco de gestión de riesgos sólido. Se recomienda negociar contratos a largo plazo con clientes finales para asegurar un precio de venta estable y proteger los ingresos de la volatilidad del mercado del gas natural. Adicionalmente, se debe implementar un plan de mantenimiento predictivo y preventivo de alto nivel para los compresores y la planta. Esto es fundamental para minimizar los tiempos de inactividad, que impactan directamente en la producción y, por ende, en los flujos de caja del proyecto.

sólido. Se recomienda negociar contratos a largo plazo con clientes finales para asegurar un precio de venta estable y proteger los ingresos de la volatilidad del mercado del gas natural. Adicionalmente, se debe implementar un plan de mantenimiento predictivo y preventivo de alto nivel para los compresores y la planta. Esto es fundamental para minimizar los tiempos de inactividad, que impactan.

## REFERENCIAS

- Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales No Renovables. (2024). *Reglamento para el aprovechamiento de gas asociado en la industria hidrocarburífera*.
- Alonso, N. (2023). El papel del gas natural licuado en la seguridad de suministro de gas natural en España. *Boletín Económico de ICE (Serie histórica)*, 3157. <https://doi.org/10.32796/bice.2023.3157.7580>
- Asamblea Nacional. (2010). *REGLAMENTO AMBIENTAL DE ACTIVIDADES HIDROCARBURIFERAS*. <https://www.ambiente.gob.ec/wp-content/uploads/downloads/2018/05/Reglamento-Ambiental-de-Actividades-Hidrocarburi%CC%81feras.pdf>
- Atif, H. M., Alsahli, F. M., Naser, H. H., & Buraik, A. K. (2025, septiembre 16). *Unconventional Gas Field Development Planning: Best Practices for Surface Facilities Design*. Middle East Oil, Gas and Geosciences Show (MEOS GEO). <https://doi.org/10.2118/227398-MS>
- Ayuso, M. E. (2017). Análisis de las prácticas de quema y venteo de gas natural asociado: Obstáculos y avances en Latinoamérica. *ENERLAC. Revista de energía de Latinoamérica y el Caribe*, 1(1), 66-105.
- Baby, N., Paricha, B., & Naik, S. (2016). Determination of Corrosion rates and remaining life of piping using API and ASME standards in oil and gas industries. *International Research Journal of Engineering and Technology*, 3(6), 772-777.

- Belda, R., Megías, R., Vercher-Martínez, A., & Giner, E. (2024). *DISEÑO Y CARACTERIZACIÓN DE SOLUCIONES PACIENTE-ESPECÍFICAS BASADAS EN ESTRUCTURAS TRIPLEMENTE PERIÓDICAS CON MÍNIMA SUPERFICIE CON PROPIEDADES NO ISÓTROPAS PARA EL TRATAMIENTO DE FRACTURAS ÓSEAS DE GRAN TAMAÑO.*
- Cusanguá, Y. X., Sánchez, H. M., Calva, L. M., Salazar, B. A., & Mantilla, A. V. (2021). Aprovechamiento del gas asociado en plataformas petroleras, caso de estudio campo Sacha. *FIGEMPA: Investigación y Desarrollo*, 12(2), 26-36. <https://doi.org/10.29166/revfig.v12i2.3090>
- De Masi, P. (2025). *Propuesta metodológica para el obtención del punto operativo óptimo de un sistema VRU (unidad de recuperación de vapores) en la industria del petróleo.* <https://rdi.uncoma.edu.ar/handle/uncomaid/18814>
- Díaz, M., & Rivas, L. (2023). Propuestas para reducir emisiones en yacimientos petrolíferos. *Tecnología Química*, 43(3), 495-513.
- Duarte, C., & Mariño, J. (2022). Más allá de los ensayos de desorción en la exploración del gas asociado al carbón (CBM). Caso Colombia. *Ingeniería y competitividad*, 24(2). <https://doi.org/10.25100/iyc.v24i2.11343>
- EP PETROECUADOR. (2024, enero 29). Proyecto de gas asociado en Cuyabeno-Sansahuari registra 37 interesados. *La nota en línea.* <https://lanotaenlinea.com/proyecto-de-gas-asociado-en-cuyabeno-sansahuari-registra-37-interesados/>
- Falcón, A. (2021). Los tipos de resultados de investigación en las ciencias de la educación. *Revista Conrado*, 17(S3), 53-61.

- Fernández, A. (2021). *ESTUDIO DEL TRANSPORTE DE GAS NATURAL PARA EL ABASTECIMIENTO DEL SECTOR MERCANTIL FERROVIARIO* [Ingeniería en Tecnologías Industriales, UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID]. [https://oa.upm.es/68526/1/TFG\\_ENRIQUE\\_ALEXANDRE\\_FERNANDEZ\\_PINTADO.pdf](https://oa.upm.es/68526/1/TFG_ENRIQUE_ALEXANDRE_FERNANDEZ_PINTADO.pdf)
- Fletcher, J. (2023). Unidades de endulzamiento por aminas de planta de gas. *Revista Sinapsis*, 1(22).
- Gao, L., Wang, J., Binama, M., Li, Q., & Cai, W. (2022). The Design and Optimization of Natural Gas Liquefaction Processes: A Review. *Energies*, 15(21), 7895. <https://doi.org/10.3390/en15217895>
- García, J. (2022). *Impacto de la configuración del motor sobre el sistema de ignición por pre-cámara pasiva en motores de encendido provocado operando con gas natural comprimido*. <https://riunet.upv.es/handle/10251/187728>
- García, P. J. (2020). LAS IMPORTACIONES DE GAS NATURAL LICUADO (GNL) A ESPAÑA Y AL CONJUNTO DE LA UNIÓN EUROPEA DESDE ESTADOS UNIDOS EN EL CONTEXTO DEL DEBATE SOBRE EL FRACKING Y LA GEOPOLÍTICA DE LOS FLUJOS DE SUMINISTROS ENERGÉTICOS. *Finisterra*, Ahead of Print. <https://doi.org/10.18055/FINIS16614>
- León, A., Galván, E., & Samaniego, F. (2019). Comportamiento termodinámico de los yacimientos de gas seco, gas húmedo y gas y condensado. *Ingeniería Petrolera*, 59(1), 18.
- Ley de Hidrocarburos, Pub. L. No. 2967, 711 45 (1978).

- Misra, S., Fisher, M. W., Backhaus, S., Bent, R., Chertkov, M., & Pan, F. (2015). Optimal Compression in Natural Gas Networks: A Geometric Programming Approach. *IEEE Transactions on Control of Network Systems*, 2(1), 47-56.  
<https://doi.org/10.1109/TCNS.2014.2367360>
- Mora, C., Posada, C., Silveira, G., Ortiz, P., & Bermúdez, M. (2025). Producción y caracterización geoquímica del gas en la cuenca Valle Inferior del Magdalena, Colombia. Implicaciones en la prospectividad del gas natural y el gas licuado del petróleo. *Ingeniería y Desarrollo*, 43(2), 277-299.  
<https://doi.org/10.14482/inde.43.02.986.861>
- Moreno, G. M., Pérez-Walton, S., López, F., Moreno, G. M., Pérez-Walton, S., & López, F. (2022). Metasuperficies en el diseño de antenas: Una introducción. *Ciencia e Ingeniería Neogranadina*, 32(2), 145-170.  
<https://doi.org/10.18359/rcin.6071>
- Mucha, L., & Lora, M. (2021). *Técnica de muestreo para investigación cuantitativa: Aplicación informática*. Fondo Editorial UCV.  
<https://doi.org/10.18050/tecnicasmuestreo>
- Pajączek, K., Kostowski, W., & Stanek, W. (2020). Natural gas liquefaction using the high-pressure potential in the gas transmission system. *Energy*, 202, 117726.  
<https://doi.org/10.1016/j.energy.2020.117726>
- Perez, J. H., Gonzalez, E. D., Martinez, J. J., & Muñoz, S. F. (2020, julio 20). *Surface Facilities Development for Steam Flue Gas Injection in a Colombian Heavy Oil Reservoir*. SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference. <https://doi.org/10.2118/199103-MS>

Prieto, R., Vassallo, J., & Gil, s. (2021). *Transporte-Sostenible-en-Argentina-Costos-e-impactos-ambientales-de-los-distintos-combustibles*. Cámara Argentina de la Construcción. [https://www.researchgate.net/profile/Salvador-Gil-2/publication/381478976\\_Transporte\\_Sostenible\\_en\\_Argentina\\_-\\_Costos\\_e\\_impactos\\_ambientales\\_de\\_los\\_distintos\\_combustibles/links/66703d0aa54c5f0b9468ed1f/Transporte-Sostenible-en-Argentina-Costos-e-impactos-ambientales-de-los-distintos-combustibles.pdf](https://www.researchgate.net/profile/Salvador-Gil-2/publication/381478976_Transporte_Sostenible_en_Argentina_-_Costos_e_impactos_ambientales_de_los_distintos_combustibles/links/66703d0aa54c5f0b9468ed1f/Transporte-Sostenible-en-Argentina-Costos-e-impactos-ambientales-de-los-distintos-combustibles.pdf)

Ramírez, J. C., & Huapaya, O. M. (2022a). Evaluación de riesgos en las estaciones de compresión de gas natural comprimido. *Revista del Instituto de investigación de la Facultad de minas, metalurgia y ciencias geográficas*, 25(50), 297-307.

Ramírez, J. C., & Huapaya, O. M. (2022b). Evaluación de riesgos en las estaciones de compresión de gas natural comprimido. *Revista del Instituto de investigación de la Facultad de minas, metalurgia y ciencias geográficas*, 25(50), 297-307.  
<https://doi.org/10.15381/iigeo.v25i50.24253>

Reategui, S. (2017). Determinación del contenido de CO<sub>2</sub> y H<sub>2</sub>S, mediante cromatografía de gases, como control de calidad del gas natural. *Revista Peruana de Química e Ingeniería Química*, 19(2).

Romsom, E., & McPhail, K. (2021). Capturing economic and social value from hydrocarbon gas flaring and venting: Evaluation of the issues. *ResearchGate*.  
<https://www.wider.unu.edu/publication/capturing-economic-and-social-value-hydrocarbon-gas-flaring-and-venting-evaluation>

Sainz, L. R., Sempértugi, D. F., & Orellana, R. J. (2025). PROPUESTA METODOLÓGICA PARA LA CONVERSIÓN DE COMPRESORES ACCIONADOS POR GAS A COMPRESORES ELÉCTRICOS EN

ESTACIONES DE COMPRESIÓN DE GAS NATURAL. *Investigación & Desarrollo*, 25(1), 55-65. <https://doi.org/10.23881/idupbo.025.1-5i>

Santacruz Jaramillo, C. A. (2024). *Almacenamiento y transporte de gas en Ecuador: Almacenamiento y transporte de gas en el Ecuador enfocado al Campo Amistad*. [Ingeniería en Petróleos, Escuela Politécnica Nacional].  
<https://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/25505>

Satillana, J., & Salinas, J. (2019). *Ingeniería de procesos en la industria de gas natural y condensados*. Educación En Ingeniería Química.  
<http://ssecoconsulting.com/procesamiento-de-gas-natural.html>

Schremmer, J. (2021). *Regulating Natural Gas Venting and Flaring as Waste: A Review of the New Mexico Approach* (SSRN Scholarly Paper No. 4088970). Social Science Research Network. <https://papers.ssrn.com/abstract=4088970>

Sepulveda, M., Salas, V., Gatica, G., & Ríos, J. (2022). Continuidad operacional de las redes de gas en Chile. *Revista Ibérica de Sistemas e Tecnologias de Informação*, 2(15), 643-653.

Terra, W. (2022). *Tese apresentada ao Programa de Pós- Graduação em Engenharia de Produção da Universidade Paulista – UNIP para a obtenção do título de Doutor em Engenharia de Produção*. [Maestría de Ingeniería de Producción]. Universidade PAulista.

Tran, H., Polka, E., Buonocore, J. J., Roy, A., Trask, B., Hull, H., & Arunachalam, S. (2024). Air Quality and Health Impacts of Onshore Oil and Gas Flaring and Venting Activities Estimated Using Refined Satellite-Based Emissions. *GeoHealth*, 8(3), e2023GH000938. <https://doi.org/10.1029/2023GH000938>

Trávez, S. E., Yagos, C. J., Endara, J. S., & Tapia, J. C. (2024). Soluciones energéticas sostenibles: Un estudio sobre estrategias para el uso de gas asociado a la extracción de petróleo en la industria ecuatoriana. *AlfaPublicaciones*, 6(2), 52-72. <https://doi.org/10.33262/ap.v6i2.467>

Trávez, S., Yagos, C., Endara, J., & Tapia, J. (2024). Soluciones energéticas sostenibles: Un estudio sobre estrategias para el uso de gas asociado a la extracción de petróleo en la industria ecuatoriana. *AlfaPublicaciones*, 6(2), 52-72. <https://doi.org/10.33262/ap.v6i2.467>

Velasco, M., Caicedo, M., & Sarango, E. (2022). Legislación Ambiental en Ecuador. *RECIMUNDO*, 6(1), 182-190. [https://doi.org/10.26820/recimundo/6.\(1\).ene.2022.182-190](https://doi.org/10.26820/recimundo/6.(1).ene.2022.182-190)

Xu, J., Lin, W., Chen, X., & Zhang, H. (2022). Review of Unconventional Natural Gas Liquefaction Processes. *Frontiers in Energy Research*, 10, 915893. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2022.915893>

Zamudio, J. (2021). Influencia de la telemetría en la competitividad del servicio de transporte de gasoducto virtual/Influence of telemetry on the competitiveness of the virtual gas pipeline transportation service. *Gestión en el tercer milenio*, 24(48), 67-76.

Zhang, J., Meerman, H., Benders, R., & Faaij, A. (2020). Comprehensive review of current natural gas liquefaction processes on technical and economic performance. *Applied Thermal Engineering*, 166, 114736. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2019.114736>

