

ESCUELA POLITÉCNICA NACIONAL

FACULTAD DE GEOLOGÍA Y PETRÓLEOS

ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DE GAS EN ECUADOR

**ALMACENAMIENTO Y TRANSPORTE DE GAS EN EL ECUADOR
ENFOCADO AL CAMPO AMISTAD**

**TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR PRESENTADO COMO
REQUISITO PARA LA OBTENCIÓN DEL TÍTULO DE INGENIERO EN
PETRÓLEOS**

CARLOS ANDRÉS SANTACRUZ JARAMILLO

carlos.santacruz01@epn.edu.ec

DIRECTOR: MSc. ÁLVARO VINICIO GALLEGOS ERAS

alvaro.gallegos@epn.edu.ec

DMQ, febrero 2024

CERTIFICACIONES

Yo, Carlos Andrés Santacruz Jaramillo declaro que el trabajo de integración curricular aquí descrito es de mi autoría; que no ha sido previamente presentado para ningún grado o calificación profesional; y, que he consultado las referencias bibliográficas que se incluyen en este documento.

CARLOS ANDRÉS SANTACRUZ JARAMILLO

Certifico que el presente trabajo de integración curricular fue desarrollado por Carlos Andrés Santacruz Jaramillo, bajo mi supervisión.

MSc. ÁLVARO VINICIO GALLEGOS ERAS
DIRECTOR

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

A través de la presente declaración, afirmo que el trabajo de integración curricular aquí descrito, así como los productos resultantes del mismo, son públicos y estarán a disposición de la comunidad a través del repositorio institucional de la Escuela Politécnica Nacional; sin embargo, la titularidad de los derechos patrimoniales corresponde al autor que ha contribuido en el desarrollo del presente trabajo; observando para el efecto las disposiciones establecidas por el órgano competente en propiedad intelectual, la normativa interna y demás normas.

CARLOS ANDRÉS SANTACRUZ JARAMILLO

DEDICATORIA

Dedico este trabajo a mis queridos padres, Galudht y Álvaro, por su amor incondicional, constante apoyo y sacrificios que hicieron posible cada paso de mi camino universitario.

A mis amadas hermanas, Belén, Andrea y Carla, agradezco su constante presencia, sus palabras de aliento y su apoyo inquebrantable en cada desafío.

A María José, mi pilar y guía, le dedico un agradecimiento especial por su constante motivación y sabiduría, la cual fue fundamental para culminar con éxito esta etapa de mi vida.

Este logro no solo es mío, sino de todos ustedes, quienes han sido mi mayor inspiración y sostén.

¡Gracias por ser mi fuente de fuerza y amor incondicional!

Carlos Andrés Santacruz Jaramillo

AGRADECIMIENTO

Quisiera expresar mi más sincero agradecimiento a las personas que han sido fundamentales en mi trayecto universitario. En primer lugar, a mis padres, Galudht y Álvaro, cuyo amor, apoyo incondicional y sacrificios han sido la fuerza motriz que me impulsó a alcanzar este logro. A mis adoradas hermanas, Belén, Andrea y Carla, les agradezco por brindarme su mano y ayuda en cada paso de este camino, haciendo que los desafíos se volvieran más llevaderos. A María José, mi pilar y guía, mi agradecimiento eterno por ser la luz que me guió hacia el éxito.

No puedo dejar de expresar mi gratitud a Dios y al Universo por su constante guía y por allanar mi camino académico. Su divina intervención ha sido mi fortaleza y ha llenado mi vida de bendiciones.

Agradezco también de manera general a todas las personas que, de una u otra forma, contribuyeron a mi formación académica. A mis profesores, cuya sabiduría y dedicación me inspiraron a superar los desafíos intelectuales. A mis amigos y compañeros de clase, gracias por compartir este viaje conmigo y por el apoyo mutuo que nos brindamos. A todos aquellos que, de alguna manera, contribuyeron a mi carrera universitaria, les estoy agradecido.

Este logro no solo es mío, sino de cada persona que ha sido parte de mi vida universitaria. Gracias a todos por ser parte de este capítulo inolvidable.

Carlos Andrés Santacruz Jaramillo

ÍNDICE DE CONTENIDO

CERTIFICACIONES.....	I
DECLARACIÓN DE AUTORÍA.....	II
DEDICATORIA.....	III
AGRADECIMIENTO.....	IV
ÍNDICE DE CONTENIDO.....	V
ÍNDICE DE FIGURAS	VIII
ABREVIATURAS.....	XI
RESUMEN	XII
ABSTRACT	XIII
1. DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO.....	1
1.1. Objetivo General	1
1.2. Objetivos Específicos.....	1
1.3. Alcance	2
2. MARCO TEÓRICO.....	3
2.1. Breve Reseña Histórica.....	3
2.2. Ubicación Geográfica.....	3
2.3. Geología del Campo	4
2.3.1. Estructura Amistad	4
2.4. Estratigrafía del Campo.....	5
2.5. Fluidos producidos del Campo.....	6
2.5.1. Gas	6
2.5.2. Agua	6
2.5.3. Condensado	6
2.6. Generalidades de Yacimientos de Gas.....	7
2.6.1. Yacimiento de Gas Seco	7
2.6.2. Composición GN.....	8
2.7. Generalidades del GLP.....	8
2.7.1. GLP en Refinerías	9
2.7.2. GLP de GN.....	9
2.7.3. Composición del GLP.....	9
2.8. Generalidades del Transporte y Almacenamiento de Gas.....	9
2.8.1. Transporte y Almacenamiento en Superficie de Gas.....	9
2.8.2. Almacenamiento Subterráneo GN.....	21

2.8.3.	Tecnologías Innovadoras	22
2.9.	Normas Técnicas en el Almacenamiento y Transporte del GN	31
2.9.1.	En Ecuador	31
2.9.2.	En Venezuela	36
2.10.	Reservas	37
2.10.1.	Reservas Probadas	37
2.10.2.	Reservas Probables	38
2.10.3.	Reservas Posibles	38
2.10.4.	Reservas de Gas Natural Campo Amistad 2021	40
2.11.	Análisis del Transporte y Almacenamiento de Gas en Ecuador	41
2.11.1.	Campo Amistad	41
2.11.2.	Red de Gasoductos, Polductos y Terminales de GLP	61
2.11.3.	Terminal Monteverde	63
2.11.4.	Terminal Chorrillo	72
2.11.5.	Terminal Oyambaro	73
3.	METODOLOGÍA	82
3.1.	Enfoque de la Investigación	82
3.2.	Tipo de Investigación	82
3.3.	Técnica de Recolección de Información	83
3.4.	Muestra	83
3.5.	Hipótesis o Supuestos de Partida	84
3.6.	Procedimientos para la Obtención y Análisis de la Información	84
3.6.1.	Recolección de Datos	84
3.6.2.	Análisis Cualitativo	84
3.6.3.	Comparación y Contraste	84
3.7.	Justificación de la Metodología	85
4.	RESULTADOS Y DISCUSIÓN	86
4.1.	Análisis Comparativo	86
4.1.1.	Capacidad de Almacenamiento	86
4.1.2.	Integridad del Gas	87
4.1.3.	Costos Asociados	87
4.1.4.	Seguridad	88
4.1.5.	Eficiencia	89
4.1.6.	Sostenibilidad	90

4.2. Ventajas y Desventajas.....	91
4.3. Aplicabilidad de Tecnologías Innovadoras en el Campo Amistad.....	91
4.4. Análisis de la Normativa.....	94
5. CONCLUSIONES.....	98
6. RECOMENDACIONES.....	99
7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS.....	100
8. ANEXOS.....	105

ÍNDICE DE FIGURAS

Figura 2.1. Ubicación geográfica del Campo Amistad.....	4
Figura 2.2. Columna estratigráfica Campo Amistad	5
Figura 2.3. Principales formaciones geológicas del Campo Amistad	6
Figura 2.4. Clasificación del gas de acuerdo a Tarek (2006)	7
Figura 2.5. Diagrama de fase yacimiento gas seco.....	8
Figura 2.6. División de los gases.....	10
Figura 2.7. Buque GNL con tanques esféricos.....	11
Figura 2.8. Buque con tanque esférico.....	12
Figura 2.9. Tanque autosoportante Tipo A.....	12
Figura 2.10. Tanque autosoportante Tipo B.....	13
Figura 2.11. Tanque autosop. Tipo C presurizado (izq.) y semipresurizado (der.)	13
Figura 2.12. Interior de un tanque de membrana	14
Figura 2.13. Buque de GNL tipo membrana.....	14
Figura 2.14. Tanqueros de GNL.....	15
Figura 2.15. Barco Tanque Bucklaw	16
Figura 2.16. Partes del camión cisterna	17
Figura 2.17. Gasoducto virtual en entrega y recepción de GNC	18
Figura 2.18. Vehículo usado para transportar cilindros de GLP	18
Figura 2.19. Almacenamiento de GLP en cilindros	19
Figura 2.20. Gasoductos	19
Figura 2.21. PIGs inteligentes	20
Figura 2.22. Costo de transporte GNL VS Gasoducto en función de la distancia	21
Figura 2.23. Tipos de almacenamiento subterráneo	22
Figura 2.24. Internet de las cosas (IoT).....	24
Figura 2.25. Inteligencia artificial en el transporte marítimo	25
Figura 2.26. Dron realizando una inspección de tubería	27
Figura 2.27. Aplicación de los UAV en la detección térmica de fugas.....	28
Figura 2.28. Aplicación de los UAV en estudios de integridad de materiales.....	28
Figura 2.29. Probabilidad en el volumen de reservas de hidrocarburos.....	39
Figura 2.30. Cuadro de clasificación de recursos.....	40
Figura 2.31. Procesos de producción del Campo Amistad.....	42
Figura 2.32. Plataforma AMS - A.....	42

Figura 2.33. Plataforma AMS - C	43
Figura 2.34. Facilidades de superficie del Campo Amistad.....	44
Figura 2.35. Líneas de interconexión del Campo Amistad	44
Figura 2.36. Vista aérea de las facilidades del Campo Amistad.....	45
Figura 2.37. Secciones del cabezal de producción de la Plataforma AMS – A	45
Figura 2.38. Cabezal de pozos de la Plataforma AMS - A	46
Figura 2.39. Manifold de producción de la Plataforma AMS - A.....	46
Figura 2.40. Calentador de la Plataforma AMS - A	47
Figura 2.41. Separadores de prueba y de producción de la Plataforma AMS - A	47
Figura 2.42. Water Skimmer de la Plataforma AMS - A	48
Figura 2.43. Flujo de fluido producido	50
Figura 2.44. Ubicación del gasoducto del Campo Amistad	51
Figura 2.45. Vista aérea de la planta de Bajo Alto	51
Figura 2.46. Tubería de ingreso de gas de la planta de Bajo Alto.....	52
Figura 2.47. Recibidor del limpiador de la planta de Bajo Alto	52
Figura 2.48. Separador de gas y condensados de la planta de Bajo Alto	53
Figura 2.49. Separador atmosférico de condensados de la planta de Bajo Alto ..	53
Figura 2.50. Tanques de condensados de la planta de Bajo Alto	54
Figura 2.51. Tanque de oxigenación de la planta de Bajo Alto	54
Figura 2.52. Condensadores de presión de la planta de Bajo Alto.....	55
Figura 2.53. Torre contactora de glicol de la planta de Bajo Alto	55
Figura 2.54. Válvula reguladora de presión de la planta de Bajo Alto	56
Figura 2.55. Filtro separador de la planta de Bajo Alto	56
Figura 2.56. Calentador de gas de la planta de Bajo Alto	57
Figura 2.57. Medidor de gas de la planta de Bajo Alto.....	57
Figura 2.58. Línea de salida de gas de la planta de Bajo Alto	57
Figura 2.59. Bombas de glicol de la planta de Bajo Alto	58
Figura 2.60. Rehervidor de glicol de la planta de Bajo Alto.....	58
Figura 2.61. Separador de glicol de la planta de Bajo Alto.....	59
Figura 2.62. Filtro estándar de la planta de Bajo Alto.....	59
Figura 2.63. Filtro de carbón de la planta de Bajo Alto.....	60
Figura 2.64. Depurador de gas de la planta de Bajo Alto	60
Figura 2.65. Tea de la planta de Bajo Alto	61
Figura 2.66. Red de gasoductos y poliductos de GLP en Ecuador	61

Figura 2.67. Gasoducto Monteverde-Chorrillo.....	62
Figura 2.68. Días de stock de los Terminales de GLP en Ecuador	63
Figura 2.69. Ubicación geográfica del proyecto Monteverde - Chorrillo	65
Figura 2.70. Vista aérea de muelle Monteverde.....	66
Figura 2.71. Tanque criogénico y esferas de almacenamiento de GLP	67
Figura 2.72. Esferas y recipientes horizontales de almacenamiento de GLP	67
Figura 2.73. Terminal de almacenamiento de GLP Monteverde	68
Figura 2.74. Vista aérea del terminal de almacenamiento Monteverde.....	68
Figura 2.75. Diagrama del terminal de almacenamiento Monteverde	69
Figura 2.76. Esquema de puerto marítimo del terminal de GLP Monteverde.....	69
Figura 2.77. Estación de bombeo Monteverde.....	71
Figura 2.78. Ubicación geográfica gasoducto Monteverde-Chorrillo	71
Figura 2.79. Gasoducto Monteverde-Chorrillo.....	72
Figura 2.80. Facilidades del terminal El Chorrillo	72
Figura 2.81. Ubicación del terminal de GLP Oyambaro	73
Figura 2.82. Vista lateral del terminal de GLP Oyambaro	74
Figura 2.83. Unidades operativas del Terminal de GLP Oyambaro	74
Figura 2.84. Unidad de punto de empate Oyambaro	75
Figura 2.85. Estación reductora de presión Oyambaro	75
Figura 2.86. Manifold de distribución Oyambaro	76
Figura 2.87. Esferas presurizadas de almacenamiento de GLP Oyambaro.....	76
Figura 2.88. Tanque separador Bullet Oyambaro	77
Figura 2.89. Tanque atmosférico Slop Oyambaro.....	77
Figura 2.90. Unidad de relicuefacción Oyambaro	78
Figura 2.91. Unidad de bombeo Oyambaro	78
Figura 2.92. Unidad de carga – descarga Oyambaro.....	79
Figura 2.93. Unidad API Oyambaro	79
Figura 2.94. Sistema contra incendios Oyambaro.....	80
Figura 2.95. Área administrativa Oyambaro.....	80
Figura 2.96. Cuarto de control Oyambaro	81
Figura 2.97. Área de transformadores y generador Oyambaro	81

ABREVIATURAS

CA: Campo Amistad

GLP: Gas Licuado de Petróleo

GN: Gas Natural

GNC: Gas Natural Comprimido

GNL: Gas Natural Licuado

HC: Hidrocarburos

IA: Inteligencia Artificial

IoT: Internet de las cosas (Internet of Things)

P: Presión

T: Temperatura

RESUMEN

Este estudio investiga las operaciones de almacenamiento y transporte de gas en el Campo Amistad, Ecuador. Se realiza una revisión detallada de la literatura para entender las reservas de gas en la región, enfocándose en el Campo Amistad sin calcular directamente las reservas, sino evaluando su magnitud y calidad. Se analizan las prácticas actuales de transporte y almacenamiento de gas en el campo, identificando áreas de mejora y buenas prácticas. Además, se evalúa la implementación de normas técnicas ecuatorianas en estas operaciones, con especial atención a la seguridad y calidad.

El estudio también compara diversas tecnologías usadas en el almacenamiento y transporte de gas, incluyendo Gas Natural, Gas Natural Licuado y Gas Natural Comprimido, destacando sus ventajas y desventajas. Basándose en estos análisis, se desarrollan conclusiones claras sobre la situación actual y los desafíos enfrentados. Se proponen recomendaciones prácticas para mejorar la eficiencia y sostenibilidad de las operaciones en el Campo Amistad, fundamentadas en los hallazgos de la investigación y el análisis comparativo de tecnologías.

En resumen, este trabajo no solo busca comprender la situación actual en el Campo Amistad, sino también sugerir mejoras concretas para optimizar las operaciones de almacenamiento y transporte de gas, contribuyendo a su eficiencia y sostenibilidad a largo plazo.

PALABRAS CLAVE: Campo Amistad, reservas de gas, transporte de gas, almacenamiento de gas, normas técnicas, tecnologías

ABSTRACT

This study investigates gas storage and transportation operations in the Campo Amistad region of Ecuador. A detailed literature review is conducted to understand gas reserves in the area, focusing on Campo Amistad without directly calculating reserves but assessing their magnitude and quality. Current practices in gas transportation and storage in the field are analyzed, identifying areas for improvement and best practices. Additionally, the implementation of Ecuadorian technical standards in these operations is evaluated, with special attention to safety and quality.

The study also compares various technologies used in gas storage and transportation, including natural gas, LNG, and CNG, highlighting their advantages and disadvantages. Based on these analyses, clear conclusions are drawn about the current situation and challenges faced. Practical recommendations are proposed to enhance the efficiency and sustainability of operations in Campo Amistad, grounded in the findings of the research and comparative technology analysis.

In summary, this work not only aims to understand the current situation in Campo Amistad but also suggests concrete improvements to optimize gas storage and transportation operations, contributing to their long-term efficiency and sustainability.

KEYWORDS: Campo Amistad, gas reserves, gas transportation, gas storage, technical standards, technologies

1. DESCRIPCIÓN DEL COMPONENTE DESARROLLADO

Se enfoca en realizar una investigación del almacenamiento y transporte de gas en el Campo Amistad, ubicado en Ecuador. El propósito de realizar este trabajo es analizar y comparar tanto las tecnologías existentes como las tecnologías innovadoras aplicadas en estas operaciones. Además, se analizará la aplicación de normas técnicas vigentes en el contexto ecuatoriano.

En el ámbito del almacenamiento, se llevará a cabo una investigación detallada de tecnologías, como el almacenamiento subterráneo de gas natural, el almacenamiento en forma líquida (GNL) y el almacenamiento de gas comprimido (GNC). La investigación y comparación se enfocarán en su aplicabilidad específica en el contexto del Campo Amistad, teniendo en cuenta las características geológicas y geográficas del área. Se determinarán las ventajas y desventajas de cada tecnología en términos de capacidad de almacenamiento, integridad del gas y costos asociados.

En cuanto al transporte de gas, se examinarán las tecnologías y métodos utilizados, como los gasoductos, los buques tanque de GNL y los vehículos de transporte terrestre, como los camiones que transportan tanto GNL como GNC. La investigación y comparación se centrarán en la eficiencia, seguridad y sostenibilidad de estos métodos en relación con el transporte de gas en el Campo Amistad. Se determinarán las ventajas y desventajas de cada método en términos de eficiencia operativa, seguridad y costos.

Para comprender la disponibilidad de recursos, se realizará una investigación de las reservas existentes de gas en Ecuador, con un enfoque particular en el Campo Amistad.

Además, se abordará la aplicación de las normas técnicas vigentes en Ecuador relacionadas con el almacenamiento y transporte de gas. Se analizará su implementación y efectividad para garantizar la calidad y seguridad de las operaciones en el Campo Amistad.

El resultado de esta investigación servirá de base para desarrollar conclusiones y proponer recomendaciones prácticas que tengan como objetivo mejorar la eficiencia y sostenibilidad del almacenamiento y transporte de gas en el Campo Amistad.

1.1. Objetivo General

Realizar un análisis del almacenamiento y transporte de gas en el Campo Amistad, Ecuador, centrándose en la aplicación de normas técnicas y la investigación comparativa de tecnologías existentes e innovadoras con el propósito de identificar oportunidades de mejora para aumentar la eficiencia y sostenibilidad de estas operaciones.

1.2. Objetivos Específicos

1. Investigar las reservas de gas en el Campo Amistad, Ecuador, a través de un análisis de la literatura y la información recopilada.
2. Analizar las prácticas actuales de transporte y almacenamiento de gas en el Campo Amistad, identificando áreas de optimización y buenas prácticas.

3. Investigar y analizar las tecnologías empleadas en el almacenamiento y transporte de gas, con el objetivo de comparar las ventajas y desventajas de cada una y proponer recomendaciones para su implementación en el Campo Amistad.

1.3. Alcance

El componente del Trabajo de Integración Curricular (TIC) se concentrará en los siguientes aspectos:

1. Investigación de Reservas de Gas:
 - Hacer una investigación de las reservas de gas en Ecuador, con énfasis en el Campo Amistad.
 - Realizar un análisis de literatura y recopilación de información para determinar las reservas; teniendo en cuenta que no se incluirá el cálculo directo de reservas mediante modelos.
2. Análisis del Transporte y Almacenamiento de Gas:
 - Investigar las prácticas actuales de transporte y almacenamiento de gas en el Campo Amistad.
 - Identificar áreas de mejora y buenas prácticas a través de un análisis de la infraestructura en el Campo Amistad.
3. Aplicación de Normas Técnicas:
 - Investigar las normas técnicas vigentes en Ecuador relacionadas con el almacenamiento y transporte de gas en el Campo Amistad.
 - Analizar su efectividad en garantizar la seguridad y calidad de las operaciones.
4. Investigación y Análisis Tecnológico:
 - Investigar y analizar tecnologías empleadas en el almacenamiento y transporte de gas, incluyendo el almacenamiento de GN, GNL, GNC y sus diversas formas de transporte.
 - Realizar un análisis comparativo de ventajas y desventajas de cada tecnología.
5. Elaboración de Conclusiones:
 - Desarrollar conclusiones fundamentadas basadas en los hallazgos obtenidos durante la investigación y análisis.
6. Propuesta de Recomendaciones:
 - Formular recomendaciones prácticas destinadas a mejorar la eficiencia y sostenibilidad del almacenamiento y transporte de gas en el Campo Amistad.

2. MARCO TEÓRICO

2.1. Breve Reseña Histórica

En 1969, se llevaron a cabo cuatro perforaciones dentro de la estructura del Campo Amistad. El pozo Amistad 1 resultó ser el descubridor de gas, encontrando una capa de areniscas a una profundidad que oscilaba entre los 9.720 y 10.333 pies.

El 3 de octubre de 2002, Energy Development Corporation (EDC) inauguró Machala Power, la primera planta de generación eléctrica a gas natural. La empresa planea continuar explorando en las aguas del Océano Pacífico. El 9 de junio de 2011, la propiedad del Campo Amistad fue transferida al Estado Ecuatoriano. Posteriormente, en octubre de 2012, la plataforma de perforación autoelevable llamada "Jack up" llegó desde Egipto para aumentar la producción del Campo Amistad. A partir del 2 de enero de 2013, el Campo Amistad pasó sus operaciones bajo el mando de PETROAMAZONAS EP, ahora conocida como EP PETROECUADOR.

“Esta transición marcó un cambio significativo en la gestión y operación del campo, consolidando la responsabilidad bajo la entidad de EP PETROECUADOR, conforme al marco regulatorio” (Pérez, 2016).

El 14 de diciembre de 2023, Petroecuador anunció la declaración de desierto en la licitación del Campo Amistad. La decisión fue tomada porque el Consorcio Green Dynamics, conformado por Green Power de Ecuador y Repstim de México, no cumplió con los criterios de evaluación. La licitación del Bloque 6 tenía como objetivo encontrar un operador privado para potenciar el mayor yacimiento de gas del país, pero el proceso, que llevaba más de un año de retraso, no se concretó según las fechas anunciadas por la petrolera. Esta situación marca un cambio en la gestión del Campo Amistad al no lograr la participación de un operador privado. (Angulo, 2023)

2.2. Ubicación Geográfica

El Campo Amistad, sexto bloque perteneciente a EP PETROECUADOR, está situado en la zona del Golfo de Guayaquil, costa afuera (offshore), en la ciudad de Machala, El Oro. Tiene una distancia aproximada de 69 km con Puerto Bolívar, con profundidades de agua que varían entre 40-45 m. Con una extensión aproximada de 17 km, la zona productora del campo tiene un espesor neto de pago de alrededor de 120 pies.



Figura 2.1. Ubicación geográfica del Campo Amistad

Fuente: (PETROAMAZONAS EP, 2018)

2.3. Geología del Campo

2.3.1. Estructura Amistad

El área se divide en dos partes debido a una falla lateral derecha al noreste y otra falla orientada norte-sur en el lado occidental. Los reservorios principales del Campo Amistad se encuentran en la Formación Subibaja, formados durante el Mioceno Medio, a profundidades entre 7.500 y 10.500 pies. Las arenas productivas de la Formación Puná, de edad Plio-Pleistoceno Superior, están en la región norte del Campo, entre 4.350 y 4.445 pies de profundidad.

2.4. Estratigrafía del Campo

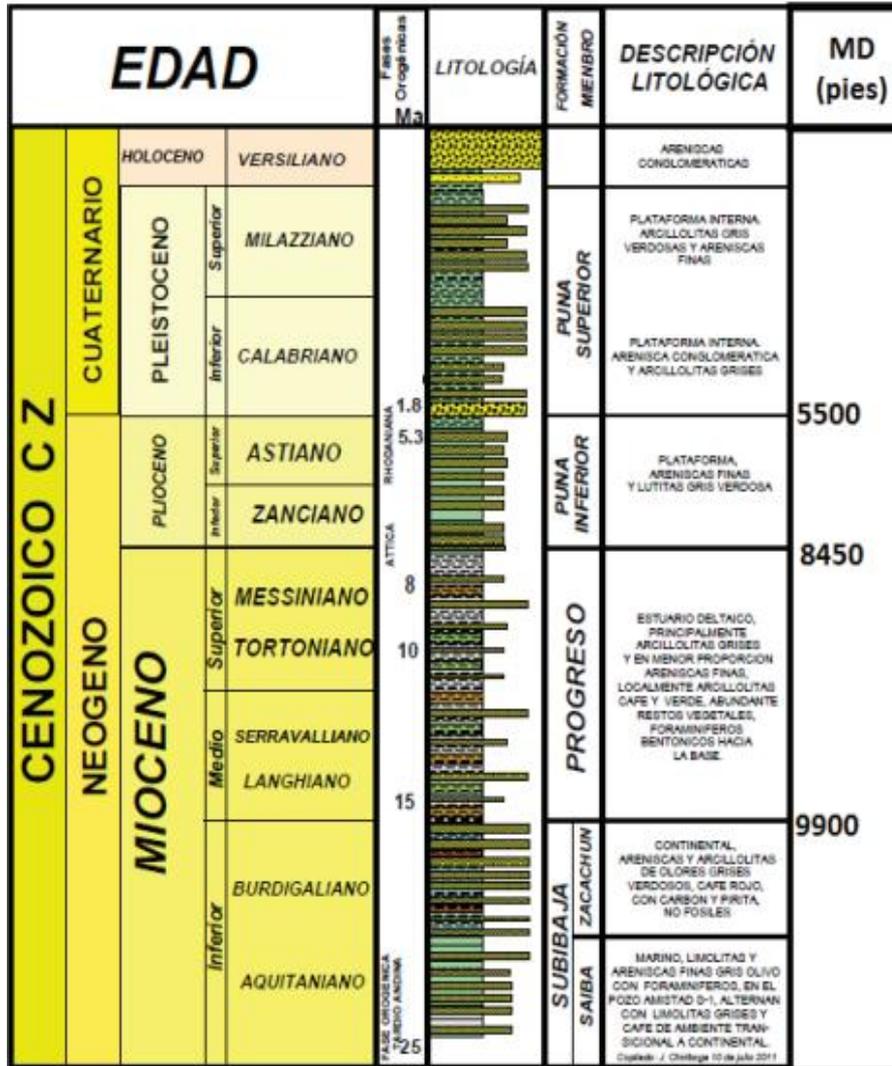


Figura 2.2. Columna estratigráfica Campo Amistad

Fuente: (Pérez, 2016)

Formación Subibaja

- **Miembro Saiba:**
 - Corresponde a la parte inferior y se distingue por una secuencia robusta que incluye lutitas en tonos grises y cremas, así como areniscas finas arcillosas en la parte superior. Su entorno se relaciona con una plataforma marina.
- **Miembro Zacachum:**
 - Compuesto por areniscas y arcillolitas de diversos colores como gris, verde, café y rojo, con la presencia de vetillas de carbón y pirita. Representa un ambiente de transición (aguas salobres), posiblemente estuarino.

Formación Progreso

- Su litología se compone de argillitas grises y arenas de grano fino presentando niveles de conglomerados, que demuestran un posible ambiente de llanura deltaica.

Formación Puná

- La Formación se puede dividir en dos partes: Puná Inferior y Puná Superior. El Puná Inferior o Placer está compuesto por areniscas compactas intercaladas con arcillolitas y limolitas, que se transforman lateralmente en microconglomerados y areniscas con conchas. En algunas ocasiones, se pueden encontrar brechas de rocas ígneas. Por otro lado, el Puná Superior o Lechuza presenta areniscas quebradizas intercaladas con limolitas; en la parte superior, se encuentran coquinas y areniscas conglomeráticas fosilíferas.
- En la parte inferior de la Formación Puná, se encuentran sedimentos de procedencia estuarina, mientras que hacia la parte superior, experimenta una transición hacia un entorno marino más pronunciado. Se sostiene que, basándose en la presencia de foraminíferos planctónicos, se sugiere una edad del Plioceno para el Miembro Puná Inferior o Placer, mientras que se atribuye una edad del Pleistoceno Temprano al Miembro Puná Superior o Lechuza.

Figura 2.3. Principales formaciones geológicas del Campo Amistad

Fuente: (Barzallo & Bermúdez, 2016)

Elaborado Por: Carlos Santacruz

2.5. Fluidos producidos del Campo

En la fase de producción, se generan tres categorías de fluidos: gas, agua y condensado. Es importante señalar que las características de estos fluidos están influenciadas por la presión y la temperatura en condiciones in situ.

2.5.1. Gas

Según Pérez (2016) “dos muestras de GN de la planta del Campo Amistad en 2014, probadas a 122°F, mostraron un 98.65% de metano. No se detectó H₂S, pero había CO₂ y N₂”.

2.5.2. Agua

Los reportes de producción indican una producción diaria de agua de alrededor de 558 BAPD que aportan los múltiples pozos del Campo Amistad además muestran una concentración de ion cloruro Cl⁻ que varía en el orden de 7300 a 11000 ppm. (ARCERNNR, 2022)

2.5.3. Condensado

El Campo Amistad, siendo un yacimiento de gas seco, experimenta la formación de condensados en los separadores de producción. La clasificación API de los condensados

varía entre 20 y 34, con una producción total de gas y condensado de alrededor de 2,5 MMSCF/BBL. (ARCERNNR, 2022)

2.6. Generalidades de Yacimientos de Gas

Generalmente una T del reservorio que se encuentre por arriba de la T crítica, dará indicios de ser un reservorio de GN. Los gases se pueden clasificar de acuerdo a la siguiente forma:

Gas-condensado retrógrado	Gas-condensado cerca del punto crítico	Gas húmedo	Gas seco
<ul style="list-style-type: none"> Se refiere a un tipo de gas natural que, bajo condiciones específicas de presión y temperatura en el yacimiento, experimenta una condensación retrógrada, lo que significa que parte del gas se transforma en líquido. 	<ul style="list-style-type: none"> Este tipo de gas natural se encuentra en condiciones cercanas al punto crítico, donde las propiedades del gas y el líquido son muy similares. Puede experimentar una ligera condensación en el yacimiento. 	<ul style="list-style-type: none"> Se trata de un gas natural que contiene una cantidad significativa de líquidos, como condensados o agua, en su composición. Este tipo de gas puede mostrar propiedades intermedias entre el gas seco y el gas condensado. 	<ul style="list-style-type: none"> Es un gas natural que consiste principalmente en hidrocarburos gaseosos y no contiene líquidos en condiciones normales de temperatura y presión. Este tipo de gas es el más puro, con propiedades más cercanas a la fase gaseosa.

Figura 2.4. Clasificación del gas de acuerdo a Tarek (2006)

Fuente: (Tarek, 2006)

Elaborado Por: Carlos Santacruz

Si bien estas cuatro categorías de gases son muy importantes, debido a que está establecido que en el Campo Amistad el mayor porcentaje de GN responde para un yacimiento de gas seco, se procede a dar una explicación más amplia sobre este tipo de reservorio.

2.6.1. Yacimiento de Gas Seco

Son reservorios en donde los hidrocarburos se encuentran completamente en estado de vapor, a presiones iguales o menores que la P inicial del reservorio.

Los hidrocarburos se encuentran en estado gaseoso tanto en el reservorio como en las instalaciones superficiales. En estos yacimientos, el único líquido presente junto con el gas es el agua.

Por lo general, se considera que un sistema con una relación gas-petróleo superior a 100,000 scf/STB es un gas seco.

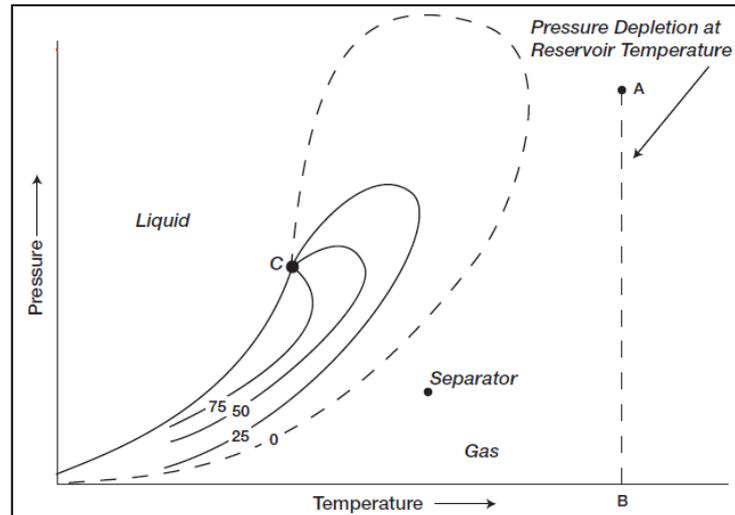


Figura 2.5. Diagrama de fase yacimiento gas seco
Fuente: (Tarek, 2006)

2.6.2. Composición GN

“El GN constituido primordialmente de metano, es una fuente energética segura, sin riesgos para las personas. Se forma por la descomposición orgánica y se dispersa rápidamente al ser liberado. Un análisis de gas del Campo Amistad mostró un 98,49% de metano, con presencia de CO₂ y N₂” (Pérez, 2016).

Para ver la composición de una muestra del GN del Campo Amistad, ir a la Tabla 2.1. (ANEXOS)

2.7. Generalidades del GLP

“El GLP constituido principalmente de butano y propano, los cuales normalmente forman parte del GN o se los puede encontrar combinados con el crudo. Se obtienen durante la refinación de crudo como subproducto de la Fluid Catalytic Cracking (FCC)” (Bolaños, 2015).

El GLP, un hidrocarburo derivado del petróleo, se produce originalmente en estado de vapor para posteriormente ser sometido a compresión y enfriamiento simultáneo llegando así a su forma líquida. Normalmente se encuentra constituido por butano y propano, podría tener butileno y propileno. (Bolaños, 2015)

Entre sus propiedades destacadas se encuentran su incoloridad en estado líquido, su inodoridad (compensada con la adición de etil mercaptano para detectar fugas), su facilidad de licuación mediante compresión y enfriamiento, su no toxicidad aunque debe evitarse la inhalación prolongada, su inflamabilidad y su economía comparativa con otros combustibles. Además, al quemarse adecuadamente, no produce hollín ni afecta el sabor de los alimentos. (Bolaños, 2015)

A condicionales normales de P (1 atm) y T (20°C), el GLP se encuentra en estado gaseoso. Si el butano se quiere convertir en líquido a temperatura ambiente, debe estar a una presión superior a 2 atmósferas y a una temperatura inferior a -0,5°C. Con respecto al propano, la

P tiene que estar por encima de las 8hatm y la T debe estar por debajo de -42,2°C. (Arias, 2006)

2.7.1. GLP en Refinerías

El proceso inicia con la llegada del petróleo crudo a la refinación primaria, donde se obtienen diversos destilados como gas húmedo, naftas, queroseno y gasóleos. Los gasóleos de vacío se utilizan en la producción de gasolinas mediante craqueo catalítico en una planta FCC. (Bolaños, 2015)

2.7.2. GLP de GN

Tanto el butano como el propano del GN son extraídos enfriando el gas hasta condensarlos, utilizando sistemas de turboexpansores o refrigeración con el objetivo de llegar a T inferiores de -40 °C. Luego, se purifican mediante destilación para obtener butano y propano en estado líquido o GLP. (Bolaños, 2015)

2.7.3. Composición del GLP

El propano y el butano, componentes clave del GLP, difieren en composición, presión, punto de ebullición y valor calorífico. Su capacidad de licuarse los clasifica como gases licuados del petróleo, manteniéndose líquidos en recipientes a presión y volviéndose gaseosos al liberarse. (Solano de la Torre, 2018)

Para ver la composición del GLP revisar la Tabla 2.2. (ANEXOS)

De acuerdo a Remache (2022) “La información de la cromatografía relacionada con el gas asociado al Bloque 53 fue extraída del reporte de análisis cromatográfico fechado el 29 de mayo de 2019”.

La Tabla 2.3. (ANEXOS) presenta la composición de una muestra del Campo Singue.

La Tabla 2.4. (ANEXOS) presenta unos ejemplos de composición del gas

La Tabla 2.5. (ANEXOS) presenta la composición típica del GN

2.8. Generalidades del Transporte y Almacenamiento de Gas

2.8.1. Transporte y Almacenamiento en Superficie de Gas

Almacenamiento de gas en superficie se refiere a la práctica de almacenar gas natural o gases similares en tanques u otras instalaciones ubicadas en la superficie de la tierra, en lugar de almacenarlos en formaciones subterráneas como cavernas de sal o campos agotados de gas o petróleo.

Este tipo de almacenamiento puede ser una alternativa cuando no es factible o económico almacenar el gas en el subsuelo.

Atendiendo a su forma de almacenamiento, los gases se pueden dividir en:

Gases permanentes	<ul style="list-style-type: none"> • No pueden convertirse en estado líquido a temperatura ambiente.
Gases licuados	<ul style="list-style-type: none"> • Tienen la capacidad de transformarse en estado líquido a temperatura ambiente.
Gases disueltos	<ul style="list-style-type: none"> • Se refiere a gases que están disueltos a presión en un disolvente, posiblemente absorbidos por un material poroso.
Gases permanentemente licuados	<ul style="list-style-type: none"> • Se enfrían a temperaturas muy bajas para mantenerse en estado líquido de manera constante.
Gas Licuado de Petróleo (G.L.P)	<ul style="list-style-type: none"> • Es una mezcla de propano y butano en forma líquida a temperatura ambiente bajo presiones inferiores a 14,06 Kg/cm² (200 psi).
Gas Natural Licuado (G.N.L)	<ul style="list-style-type: none"> • Es gas natural que, al ser enfriado, se condensa (cambia a estado líquido) a temperaturas inferiores a -160 °C, manteniendo la presión atmosférica.
Gas Natural Comprimido (G.N.C.)	<ul style="list-style-type: none"> • Es la forma de almacenar gas a temperatura ambiente usando altas presiones, entre los 200 y 250 bares.

Figura 2.6. División de los gases

Elaborado por: Carlos Santacruz

2.8.1.1. Buques y tanques

Los buques gaseros son embarcaciones diseñadas para transportar gases a granel y se dividen en tres tipos principales: GNL, GLP y GNC.

- Los buques de GNL, los más grandes con capacidad promedio de 125,000 m³, transportan gas natural a temperaturas muy bajas para distancias largas.
- Los buques de GLP, más pequeños con capacidad promedio de 70,000 m³, llevan gases como propano y butano para distancias cortas.
- Los buques de GNC, los más pequeños con capacidad promedio de 3,500 m³, transportan gas natural a alta presión (250 bares) y temperatura (20 °C) para distribución local.

TEMPERATURAS DE ALMACENAMIENTO GLP Y GNL

Los recipientes, envases o tanques para almacenar derivados del petróleo y productos refinados, como GLP requieren condiciones de P y T específicas, se construyen considerando el tipo de producto a almacenar.

Esto implica un análisis técnico detallado de la construcción y los materiales utilizados. Por ejemplo, el gas natural licuado (GNL) necesita almacenarse a -160 °C, mientras que el GLP (propano/butano) requiere mantenerse en un rango de -42 a -12 °C.

2.8.1.1.1. Tanques

El tipo de tanque utilizado en el transporte de líquidos criogénicos como el gas natural licuado (GNL) varía según las condiciones específicas de licuefacción del producto. Sin embargo, en general, el sistema de almacenamiento de estos productos sigue una disposición estándar que incluye varias barreras y aislamiento térmico para garantizar la seguridad y la eficiencia durante el transporte. (Andreu, 2020)



Figura 2.7. Buque GNL con tanques esféricos

Fuente: (Mancheno, 2011)

Cuando la temperatura del producto transportado está en el rango de -55°C a -10°C , el propio casco del buque puede funcionar como una barrera secundaria. Este es un aspecto importante para tener en cuenta en el diseño del tanque y su capacidad para contener el producto de manera segura.

Los buques gaseros que transportan GNL pueden tener diferentes tipos de tanques, siendo los más comunes los tanques independientes (autosoportantes) y los no autosoportantes.

INDEPENDIENTES O AUTOSOPORTANTES

Son una clasificación de tanques que se empotran en el interior de las bodegas, apoyándolo en el casco del buque y sujetándolo para evitar que se genere movimiento.

Pueden tener las siguientes formas: Prismáticos, Cilíndricos y Esféricos.

“Los buques tanque con forma esférica son los más fáciles de reconocer como buques de GNL ya que los tanques en forma de esfera son visibles en su cubierta” (Figuroa & Flores, 2016).



Figura 2.8. Buque con tanque esférico

Fuente: (Figuroa & Flores, 2016)

Si los tanques son de forma esférica no se aprovecha bien el espacio disponible, a diferencia de los prismáticos. Sin embargo, si la carga que llevan los tanques se encuentra presurizada, deberán utilizarse los esféricos o cilíndricos.

Los tanques independientes se clasifican en:

- **Tipo A**, son un tipo de tanques que no son presurizados y que requieren dos barreras. Este tipo está diseñado para el transporte de GLP, amoníaco y otros productos químicos.

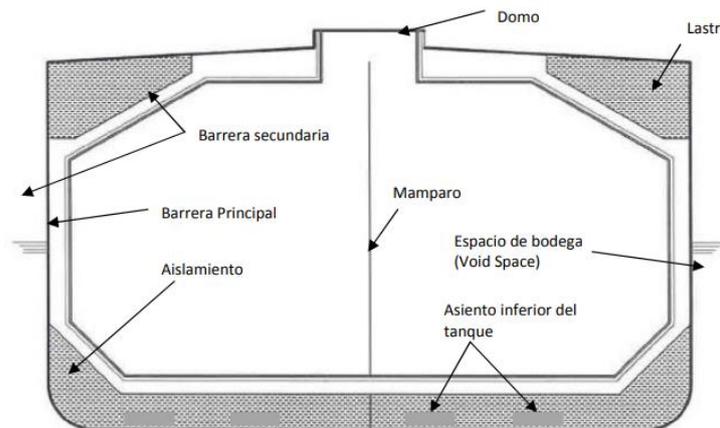


Figura 2.9. Tanque autosoportante Tipo A

Fuente: (Ávila, 2009)

- **Tipo B**, que pueden ser esféricos o cilíndricos y no están diseñados para transporte presurizado. Los buques que usan este diseño de tanques trasladan cargas “totalmente refrigeradas”, principalmente de GNL.

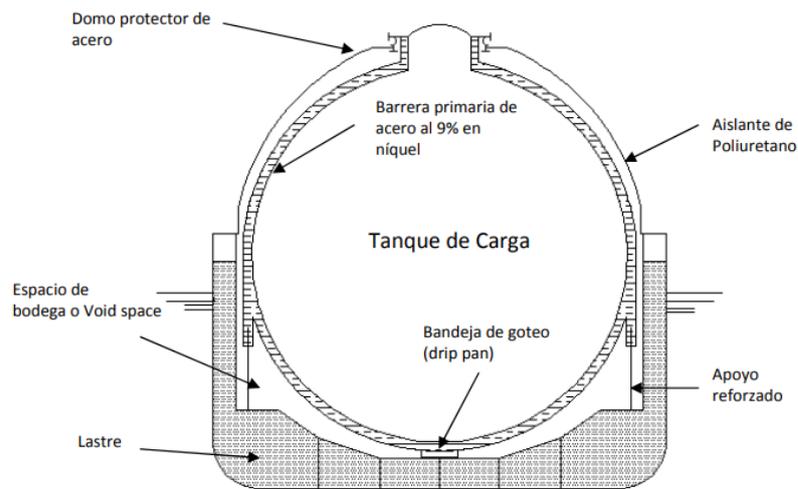


Figura 2.10. Tanque autosoportante Tipo B

Fuente: (Ávila, 2009)

- **Tipo C**, según Figueroa & Flores (2016) los tanques tipo C son diseñados para soportar presiones mayores a 29 psig, utilizados en transporte semi o totalmente presurizado. Los buques “semi-presurizados” más actuales, son construidos para aguantar cargas de $-48\text{ }^{\circ}\text{C}$ permitiendo el transporte de GLP, amoníaco y otros productos químicos.

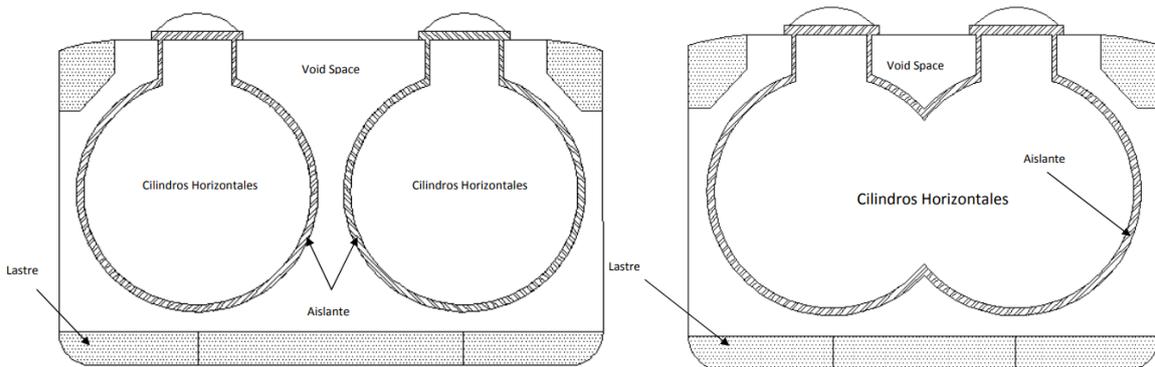


Figura 2.11. Tanque autosop. Tipo C presurizado (izq.) y semipresurizado (der.)

Fuente: (Ávila, 2009)

NO SOPORTANTES

Los tanques no autosoportantes pueden ser:

- **Membrana**, utilizan una barrera primaria delgada y están diseñados para el transporte refrigerado.



Figura 2.12. Interior de un tanque de membrana

Fuente: (Andreu, 2020)

“El espacio entre los contenedores está lleno de nitrógeno, que, al ser inerte, permite detectar incluso pequeñas fugas, alertando sobre cualquier indicio de metano” (Figuerola & Flores, 2016).



Figura 2.13. Buque de GNL tipo membrana

Fuente: (Figuerola & Flores, 2016)

- **Semi-membrana**, tienen una barrera principal más gruesa y están diseñados para transmitir los esfuerzos de presión al casco interior del buque.
“Los tanques de semi-membrana no han sido eficientemente adaptados para el transporte comercial de GNL, pero han sido utilizados con éxito en el transporte de GLP a través de sistemas completamente refrigerados desarrollados por empresas de Japón” (Ávila, 2009).

INTEGRALES

Estos tanques, que pertenecen a la estructura, no deben alcanzar una temperatura inferior a -10°C . Aunque no son muy comunes, se utilizan principalmente para transportar butano y tienen ciertas restricciones en cuanto a la temperatura mínima que pueden soportar. La aceptación de este diseño de tanques ha sido limitada debido a sus restricciones estructurales y de transporte. (Figuerola & Flores, 2016)

2.8.1.1.2. Tipos de buques gaseros

Las embarcaciones, también conocidas como buques, están construidas con cascos dobles diseñados específicamente para evitar fugas o rupturas.

“El GNL es acumulado adentro del casco interno, manteniéndose en una P de 14,7 psi y una T de -161°C ” (Figueroa & Flores, 2016).



Figura 2.14. Tanqueros de GNL

Fuente: (Figueroa & Flores, 2016)

Los enormes superenfriadores de las refinerías garantizan las temperaturas criogénicas necesarias para la fase líquida de las cargas, como el Gas Natural Líquido (-163°C), el Gas Etileno Líquido (-105°C) y el Gas Licuado de Petróleo (-46°C).

Para poder mantener la carga fría y en su fase líquida durante el transporte, se requiere un aislamiento adecuado. El aislamiento, además de mantener la carga fría y evitar que aumente la presión del tanque, también evitará que el casco del barco se enfríe. La mayoría de las estructuras comunes de cascos de barcos se vuelven quebradizas a temperaturas de -20°C y pueden provocar que la estructura del casco de los barcos se rompa. (Vargas, 2008)

Los buques gaseros se categorizan según el método utilizado para licuar la carga que transportan. Estas categorías incluyen: Presurizados, Semipresurizados, Transporte de etileno, Refrigerados para GLP y Refrigerados para GNL

- **Buques Presurizados**

Estos buques transportan el producto a temperatura ambiente y a una presión superior a la ambiente en tanques de carga tipo C. Se utilizan para transportar cargas más pequeñas de GLP y amoníaco en rutas cortas. Son relativamente simples y su tamaño suele oscilar entre 4.000 a 6.000 m³.

- **Buques Semipresurizados**

Los buques semipresurizados transportan cargas a temperaturas más bajas que la ambiente y a presiones ligeramente superiores a la ambiente. Ideales para propileno, cloruro de vinilo, GLP o butadieno, utilizan tanques tipo C sin barrera secundaria y tienen volúmenes de 3.000 a 20.000 m³.

Requieren refrigeración y aislamiento para mantener la presión dentro de límites prácticos. Los tanques, individuales o gemelos, se ubican horizontalmente. Al no requerir una

segunda barrera para cargas a presión, estos buques (hasta 12.000 m³) son competitivos con los refrigerados a presión atmosférica.

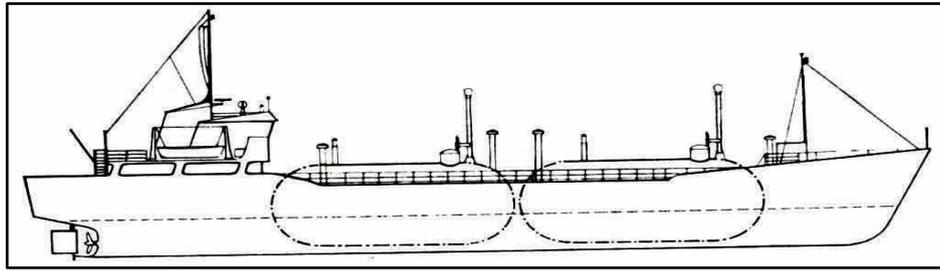


Figura 2.15. Barco Tanque Bucklaw

Fuente: (Figueroa & Flores, 2016)

- **Buques de Etileno**

Los barcos de transporte de etileno son específicamente diseñados para este propósito, aunque también tienen la capacidad de transportar GLP u otros gases químicos. Por lo general, transportan etileno completamente refrigerado a una temperatura de -104°C.

- **Buques Refrigerados**

Los buques refrigerados transportan carga usando T bajas con presiones ligeramente superiores a la condición normal, lo que permite capacidades mayores que los buques presurizados. Los diseños más comunes utilizan tanques independientes con casco simple y doble fondo, con especificaciones de 0.7 bar (10.15 psi) y -48°C. Estos buques pueden tener capacidades que oscilan entre 20.000 y 100.000 m³. (Ávila, 2009)

- **Buques de GNL**

Los buques de GNL están especialmente diseñados para transportar gas natural a una temperatura de -162°C. Utilizan diferentes tipos de tanques, como el sistema Gaz Transport (membrana de invar) o el tanque esférico Kvaerner Moss (tipo B independiente).

Todos estos buques cuentan con un doble casco para almacenar el agua de lastre y tienen medidas de seguridad adicionales para manejar el "boil off", es decir, la evaporación del gas debido a las bajas temperaturas. Esta evaporación puede ser reintroducida en el tanque o utilizada como combustible. (Ávila, 2009)

En general, los buques destinados al envío de GNL y GLP sobrepasan los 100.000 m³ a presiones cercanas a la atmosférica. Los buques presurizados más pequeños, con capacidades de más de 5.000 m³, se utilizan principalmente para transportar propano, butano y gases químicos. (Ávila, 2009)

Por otro lado, los buques semi-refrigerados pueden tener capacidades que varían desde 1.000 m³ a 20.000 m³ y pueden enviar producto completamente refrigerado o en estado semi-refrigerado.

Se adjunta la Tabla 2.6. en la sección de ANEXOS para una mejor comprensión.

2.8.1.2. Autotanques

Los camiones cisterna o autotanques, empleados para transportar carburantes iniciando con los centros de distribución hasta los puntos de servicio, cuentan con capacidad para aproximadamente 40.000 litros y están equipados con dispositivos electrónicos para prevenir derrames, asegurando la seguridad en su carga y descarga. (Hurtado, 2013)

Los depósitos de estos camiones se construyen con virolas cilíndricas y dos fondos unidos mediante soldaduras, con fondos abombados para resistir presiones altas. Estos fondos pueden ser más planos para líquidos y más semiesféricos para gases licuados a presión.

El tanque, de acero de carbono o aluminio, tiene tablillas antionda para seguridad y puede tener uno, dos o tres compartimientos para diferentes productos. El sistema de carga evita la electricidad estática y recupera gases internos para evitar su liberación a la atmósfera. (Hurtado, 2013)



Figura 2.16. Partes del camión cisterna

Fuente: (PDVSA, s.f.)

Según los autores Zambrano, Prieto & Peña (2021) "actualmente se menciona la tecnología de los gasoductos virtuales; los cuales son sistemas con estaciones de compresión de gas para posteriormente transportarlo por auto-tanques o también conocidos como camiones cisterna".



Figura 2.17. Gasoducto virtual en entrega y recepción de GNC
Fuente: (Zambrano, Prieto, & Peña, 2021)

2.8.1.3. *Cilindros*

La entrega de GLP en cilindros se efectúa a través de camiones medianos específicamente asignados, los cuales suministran al gas tanto al eje de distribución como a los minoristas.

El GLP, en condiciones normales está en estado gaseoso y resulta del proceso de refinación del crudo. Para su almacenamiento, se transforma en forma líquida mediante un incremento de P sumada a una disminución de T, lo que permite su almacenamiento en recipientes de gran tamaño. (Venegas & Ayabaca, 2019)



Figura 2.18. Vehículo usado para transportar cilindros de GLP
Fuente: (Gobernación Carchi, 2022)



Figura 2.19. Almacenamiento de GLP en cilindros

Fuente: (Venegas & Ayabaca, 2019)

2.8.1.4. Gasoductos y Poliductos

“Un poliducto es un conducto largo o conjunto de tuberías utilizado para transportar productos derivados de hidrocarburos, como combustibles líquidos, y otros productos refinados del petróleo” (Ochoa, 2018).

Los oleoductos y gasoductos se construyen con segmentos de tubería de acero al carbono unidos mediante soldadura. Por lo general, se entierran a una profundidad cercana a los 2 metros. Antes de soldarse, los tubos se doblan en frío para adaptarlos a la forma del terreno donde se instalan. (Londoño, 2003)

Para transportar estos hidrocarburos, se utilizan sistemas de bombeo para proporcionar la energía necesaria.



Figura 2.20. Gasoductos

Fuente: (Bnamericas, 2023)

Para proteger los oleoductos y gasoductos de la corrosión, se aplican recubrimientos externos con pinturas epoxi. Además, se utiliza protección catódica, que implica conectar los tubos a un sistema de ánodos de sacrificio o rectificadores que suministran corriente continua para prevenir o reducir la corrosión en áreas donde el revestimiento pueda presentar fallas y el metal entre en contacto con el suelo.

“En los tramos intermedios se colocan válvulas y trampas para facilitar la limpieza interna durante la operación y para aislar secciones en caso de derrames por fugas de hidrocarburos” (Londoño, 2003).

2.8.1.4.1. Sistema de limpieza interior de gasoducto (pigs inteligentes)

Los poliductos y gasoductos requieren limpieza interior antes de ponerse en funcionamiento y durante la operación, especialmente cuando se transportan diferentes productos simultáneamente a través del mismo ducto. Para este fin, se utilizan los PIG, que son dispositivos diseñados para limpiar y separar los productos. (Londoño, 2003)

- **PIG**

En la jerga de la construcción y operación de poliductos, a menudo se utiliza el término "raspador" o "cerdo" para referirse al "Pipeline Internal Gauge". Esta herramienta se inserta en el tramo que necesita limpieza y se desplaza a lo largo del tubo eliminando residuos y suciedad. (Londoño, 2003)

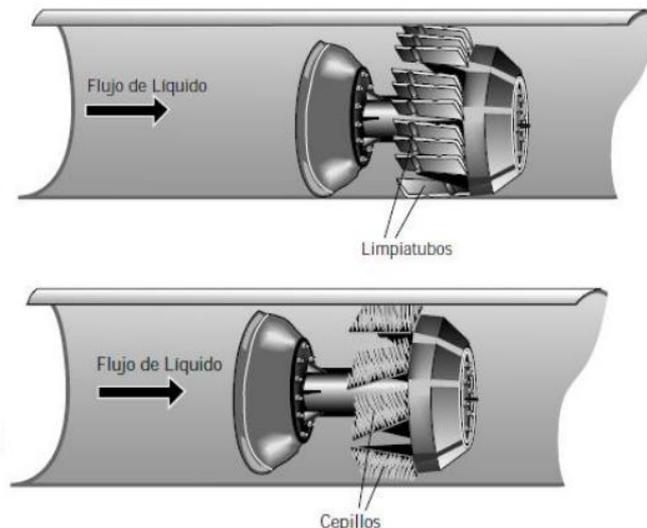


Figura 2.21. PIGs inteligentes

Fuente: (Mancheno, 2011)

- **INTELLIGENT PIG**

Cuando se equipa al PIG con instrumentos para medir deformaciones, detectar obstrucciones, corrosión y otros daños en tuberías enterradas, se le conoce como PIG Inteligente o Cerdo Inteligente. Estos dispositivos, que generalmente tienen forma cilíndrica, están fabricados en uretano en todo su cuerpo cuando se utilizan para limpieza interior y separación de productos.

Para los PIG Inteligentes, se fabrica un eje metálico en el que se monta la instrumentación, y se instalan copas de uretano que entran en contacto con la tubería. Debido a que se trata de una herramienta instrumental y de múltiples usos, las copas de uretano se fijan con tornillos para facilitar su reemplazo en caso de desgaste o rotura. (Londoño, 2003)

2.8.1.4.2. Costo total del transporte de gas

Se puede analizar comparando el transporte por ducto con el transporte por buque en forma de GNL lo cual se puede visualizar en la siguiente figura.

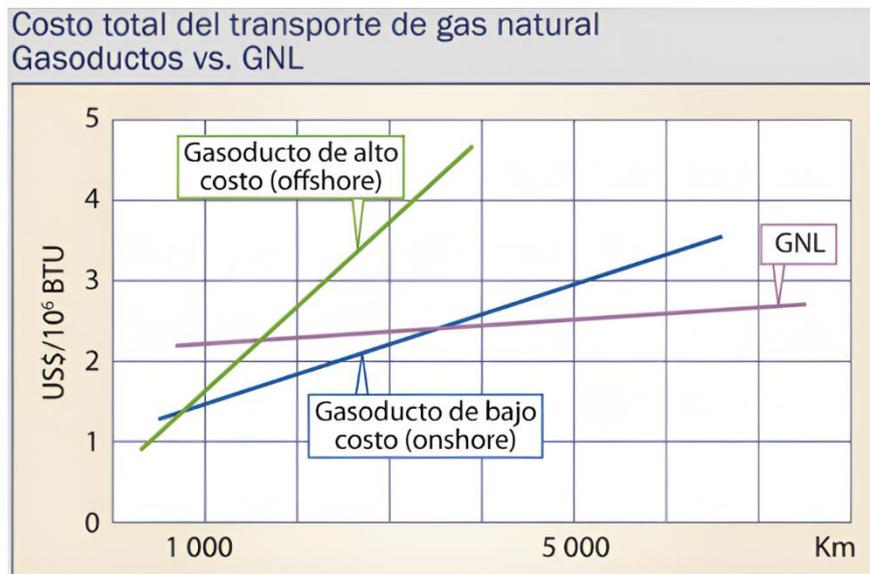


Figura 2.22. Costo de transporte GNL VS Gasoducto en función de la distancia

Fuente: (Zambrano, Prieto, & Peña, 2021)

Se observa que hasta los 3500 kilómetros, es más rentable transportar por ductos. Esto sugiere un radio de abastecimiento del gas natural comprimido (GNC) a Amistad de aproximadamente 2500 kilómetros. A partir de los 3500 kilómetros, el transporte por GNL se vuelve más conveniente económicamente. (Zambrano, Prieto, & Peña, 2021)

2.8.2. Almacenamiento Subterráneo GN

2.8.2.1. Campos de GN o Petróleo Agotados

Normalmente, algunos pozos productores se utilizan para inyectar el gas natural. Esta conversión aprovecha la infraestructura existente, como pozos y oleoductos. Los yacimientos agotados son los lugares más comúnmente utilizados para el almacenamiento subterráneo, debido a su disponibilidad generalizada.

2.8.2.2. Formaciones de Sal

Las cavernas de sal son formaciones subterráneas de sal gema, conocidas como domos de sal, que se elevan desde grandes profundidades hacia la superficie. La sal gema, también llamada halita, es cloruro de sodio cristalizado junto con otros compuestos.

Estas estructuras son ideales para el almacenamiento debido a su capacidad para sellar fisuras bajo presión y su resistencia comparable al concreto. Los domos de sal pueden ser gigantescas montañas subterráneas, con diferentes tamaños y formas, y están compuestos principalmente de sal gema pura. (Figueroa & Flores, 2016)

Representan aproximadamente el 10 por ciento de todas las instalaciones. Las formaciones de sal ofrecen tasas de extracción e inyección muy elevadas.

2.8.2.3. Acuíferos Agotados

Los acuíferos naturales que han perdido su agua natural, pueden ser utilizados para almacenar gas si la formación rocosa que los contiene tiene un sello impermeable.

Al instalar y operar este tipo de instalaciones, es importante considerar varios aspectos para minimizar costos:

- Aprovechar al máximo el rango de presión disponible (P_{max}/P_{min}).
- Diseñar las cavernas de almacenamiento considerando las condiciones geológicas para obtener la máxima capacidad de la cavidad.
- Optimizar el proceso en su totalidad.

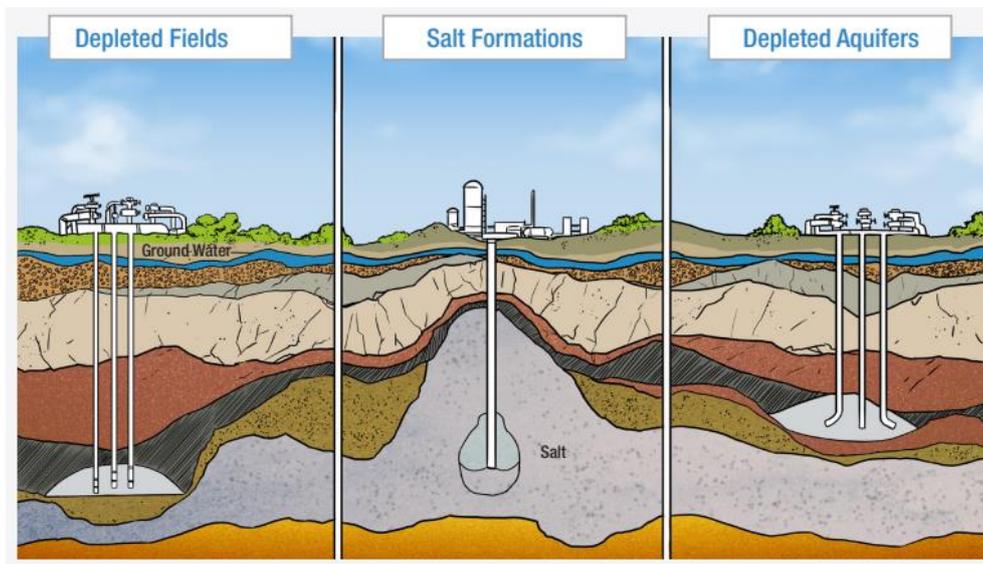


Figura 2.23. Tipos de almacenamiento subterráneo

Fuente: (AGA, 2016)

2.8.3. Tecnologías Innovadoras

Estas son algunas de las tendencias y desarrollos clave a observar en el futuro del almacenamiento de gas:

- **Adopción de tecnologías digitales**

“Se están adoptando tecnologías digitales (IA y IoT), para ser más eficientes en seguridad. Por ejemplo, la IA se puede utilizar para predecir la demanda de productos de gas, optimizar las operaciones de almacenamiento y detectar fugas desde el principio” (Kolle, 2023).

- **Avances en sistemas de propulsión, sistemas autónomos en barcos y Unidades Flotantes de Almacenamiento y Regasificación de GNL (FSRU):**

Se están desarrollando sistemas de propulsión avanzados con el objetivo de ser más eficientes disminuyendo las emisiones en el transporte de GNL. Tecnologías emergentes, como las turbinas de gas y las celdas de combustible, se presentan como alternativas prometedoras a los motores tradicionales.

Por otro lado, la integración de IA en barcos y sistemas autónomos mejora la seguridad y eficiencia en la navegación, permitiendo una supervisión en tiempo real y una detección temprana de anomalías. Además, las unidades flotantes de almacenamiento y regasificación de GNL ofrecen una solución flexible y rentable para las terminales de exportación e importación.

- **Almacenamiento de GN adsorbido (ANGS)**

El ANG es una tecnología emergente que implica la adsorción de gas natural en materiales altamente porosos, como el carbón activado. Este enfoque ofrece diversas ventajas sobre los métodos de almacenamiento convencionales.

“Permite una mayor capacidad de almacenamiento al aprovechar la adsorción, reduce el riesgo de explosiones o fugas, y posibilita el almacenamiento in situ para aplicaciones residenciales y de pequeña escala” (ENERGY5, 2023).

- **Gas Natural Sólido (SNG)**

Científicos de todo el mundo están investigando activamente alternativas más seguras para el almacenamiento de GN; el GN solidificado (GNS) o los hidratos de GN pueden ser la respuesta.

En estos hidratos, gases como el metano quedan atrapados dentro de jaulas formadas por moléculas de agua. Los aditivos y las condiciones definidas de presión y temperatura producen un material sólido y estable que es adecuado para el almacenamiento a largo plazo y puede transportarse sin los peligros inherentes a los líquidos inflamables presurizados.

Sin embargo, estos hidratos de gas se limitan actualmente a la pequeña escala de los experimentos de laboratorio.

IMPACTO DE LAS TENDENCIAS Y DESARROLLOS

Se espera que las tendencias y desarrollos discutidos anteriormente tengan un impacto significativo en el futuro del almacenamiento de gas. El sector de almacenamiento de gas se está diversificando cada vez más, con una gama cada vez mayor de opciones de almacenamiento disponibles. Además, el sector está cada vez más digitalizado, lo que está mejorando la eficiencia y la seguridad.

Para concluir, el futuro del gas es brillante. El sector de almacenamiento de gas se está adaptando a las necesidades cambiantes de la industria y está desarrollando nuevas tecnologías para satisfacer estas necesidades. Al invertir en soluciones de almacenamiento sostenibles y nuevas tecnologías, el sector de transporte y almacenamiento gas puede ayudar a la industria del gas a reducir su impacto ambiental. (Kolle, 2023)

Además de las tendencias y desarrollos analizados anteriormente, existen otros factores que podrían influir en el futuro del almacenamiento de petróleo y gas. Éstas incluyen:

- **Políticas gubernamentales:** Pueden tener un impacto importante en el sector de almacenamiento de gas.

- **Avances tecnológicos:** Los avances tecnológicos podrían conducir al desarrollo de formas nuevas y más eficientes de almacenar productos de petróleo y gas.
- **Condiciones económicas:** Las condiciones económicas también podrían afectar el futuro del almacenamiento de gas.

En general, el futuro del almacenamiento de gas es incierto, pero hay una serie de tendencias y novedades que están dando forma al sector.

TECNOLOGÍAS DIGITALES

2.8.3.1. Internet de las cosas

El término IoT (Internet of Things) o Domótica ha estado presente durante muchos años, pero en la actualidad ha ganado una mayor aceptación por parte de los usuarios.

Las IoT permiten la interacción entre personas, objetos y personas con objetos mediante la interconexión en red de objetos cotidianos equipados con inteligencia ubicua. Esta definición destaca la interconexión de objetos comunes que comparten y capturan datos entre sí y con los seres humanos. (Sánchez, 2022)

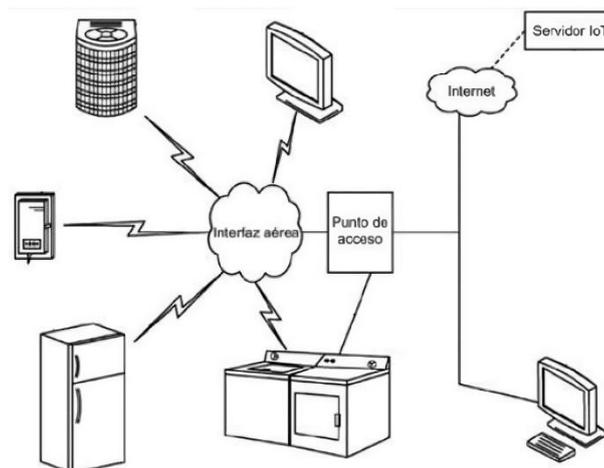


Figura 2.24. Internet de las cosas (IoT)

Fuente: (Sánchez, 2022)

La IoT aplicada al sector del transporte y almacenamiento de gas implica la incorporación de tecnología avanzada para supervisar y controlar de manera eficiente todos los aspectos de las operaciones. Esto incluye el uso de una variedad de dispositivos como sensores remotos, sistemas de aprendizaje automático y plataformas en la nube.

“Estos dispositivos están interconectados para recopilar datos en tiempo real sobre diversos aspectos, como la presión y la temperatura de las tuberías, el rendimiento de los equipos y la calidad del producto” (Cognizant, s.f.).

2.8.3.2. Inteligencia Artificial

La inteligencia artificial (IA), un subconjunto de la informática que combina computación avanzada y estadísticas, es la capacidad de una máquina para recibir entradas y producir un comportamiento o reacción similar al de un ser humano inteligente. La IA utiliza

conjuntos de instrucciones complejos para abordar ser indistinguible de la inteligencia similar a la humana. (NARUC, 2020)

La IA está impulsada por datos y algoritmos: conjuntos de instrucciones informáticas paso a paso que pueden utilizar los datos para construir modelos que hagan predicciones basadas en los datos.



Figura 2.25. Inteligencia artificial en el transporte marítimo

Fuente: (World Energy Trade, 2020)

Términos relacionados a la ciencia de datos.

- a) El análisis descriptivo define lo que ha sucedido en el pasado hasta el estado actual.
- b) El análisis predictivo define lo que puede suceder en el futuro.
- c) El análisis prescriptivo aconseja lo que se puede hacer en el contexto de lo que se prevé que suceda en el futuro.

1. Aprendizaje automático (ML)

Machine Learning es el proceso de programar computadoras para usar datos y “aprender” identificando patrones para tomar decisiones. El ML aprende actualizando continuamente los modelos utilizando nuevos datos y refinando los algoritmos para comprender mejor los patrones a través del proceso de entrenamiento, probar y verificar modelos con datos.

2. Aprendizaje profundo (DL)

Deep Learning, es la utilización de múltiples capas de abstracción con aplicaciones exitosas demostradas en campos como la visión por computadora y el habla automática reconocimiento.

El DL infiere decisiones basadas en datos que quizás aún no hayan sido modelados explícitamente; no hay que “decirle” de la misma manera que ML.

3. Procesamiento del lenguaje natural (NLP)

Natural Language Processing es la utilización de técnicas de aprendizaje automático para extraer la semántica del lenguaje humano y sintaxis a partir de texto legible por máquina.

4. Sistema inteligente de apoyo a la decisión (IDSS)

Intelligent Decision Support System es la utilización IA para recopilar y analizar datos, identificar y diagnosticar problemas, y proponer y evaluar diversos cursos de acción, comportándose esencialmente como consultor computarizado para un tomador de decisiones humano.

5. Redes generativas adversarias (Generative Adversarial Networks)

“La Generative Adversarial Networks (GANs) enfrentan dos modelos entre sí en un juego, enseñando a un modelo para generar datos originales completamente nuevos con atributos similares a los de un conjunto de datos de entrenamiento” (NARUC, 2020).

La IA altamente avanzada puede ser prescriptiva, y los sistemas más avanzados tienen capacidades para hacer acciones autónomas basadas en la percepción del entorno (por ejemplo, cerrar una válvula de forma autónoma o desplegar un equipo de campo en un lugar debido a un riesgo percibido en el sistema).

“En su mayor parte, el ser humano Los tomadores de decisiones aún deben procesar la información predictiva proporcionada por las soluciones de IA y decidir cómo desplegar recursos limitados para responder” (NARUC, 2020).

Los reguladores y las empresas trabajan en colaboración para facilitar el reemplazo de la infraestructura obsoleta e implementar tecnologías avanzadas para detectar, cuantificar y reparar fugas de metano u otro gas en el sistema de distribución.

Tradicionalmente, las empresas de gas han detectado fugas de gas equipando a los inspectores con detectores portátiles. Los detectores necesitan hasta 45 minutos para calibrarse en un sitio en particular. El técnico debe entonces moverse lentamente en todo el sitio mientras el detector prueba el aire periódicamente en busca de gas. Los detectores pueden pasar por alto las fugas por completo. (NARUC, 2020)

Los adelantos tecnológicos en términos de detección han resultado en mejoras en la velocidad y precisión del proceso de detección de fugas de gas. La combinación de estas tecnologías emergentes con la IA podría dar lugar a mayores mejoras en la detección de fugas y mayor seguridad, confiabilidad, resiliencia, asequibilidad y protección ambiental. (NARUC, 2020)

2.8.3.3. Drones (Vehículos aéreos no tripulados)

Los Unmanned Aerial Vehicle (UAV), comúnmente conocidos como drones reducirían la necesidad de instalar sensores de los vehículos estacionarios en todo el sistema de tuberías. Los sensores aéreos podrían monitorear secciones enteras del gasoducto/poliducto incluso en lugares de difícil acceso.

La industria del gas natural ha adoptado rápidamente la tecnología de UAV para así optimizar seguridad y eficiencia en el almacenamiento y transporte de este recurso vital.

“Los drones están siendo utilizados para inspeccionar extensas redes de gasoductos/poliductos, facilitando la detección temprana de posibles fugas o daños en la infraestructura” (Carroll & Reales, 2022).

Además, los UAV permiten monitorear remotamente las instalaciones de almacenamiento de gas, proporcionando imágenes detalladas de los tanques y equipos para garantizar su integridad y seguridad. Esta aplicación de la tecnología de drones no solo optimiza las operaciones, sino que también reduce los riesgos para los trabajadores al minimizar la necesidad de inspecciones manuales en áreas potencialmente peligrosas. (Carroll & Reales, 2022)



Figura 2.26. Dron realizando una inspección de tubería

Fuente: (TICE, 2021)

Los vehículos aéreos no tripulados están revolucionando la industria petrolera, provocando una importante transformación en la manera en que se llevan a cabo inspecciones y mantenimientos.

El concepto fundamental de los drones implica la captura de información visual que luego será procesada. La diversidad y cantidad de información adquirida por la UAV están determinados por los sensores que tienen incorporados. Estos dispositivos pueden emplear cámaras visuales o infrarrojas para llevar a cabo actividades de vigilancia de manera regular.

Un dron con cámaras ofrece video HD 1280 × 720p, muestreo del suelo < 10 cm/píxel, 100 m de cobertura y demoras < 60 s. La tecnología UAV detecta fugas y fallas en aislantes mediante cambios de temperatura en el transporte de fluidos, utilizando imágenes térmicas, infrarrojas o digitales. (Carroll & Reales, 2022)

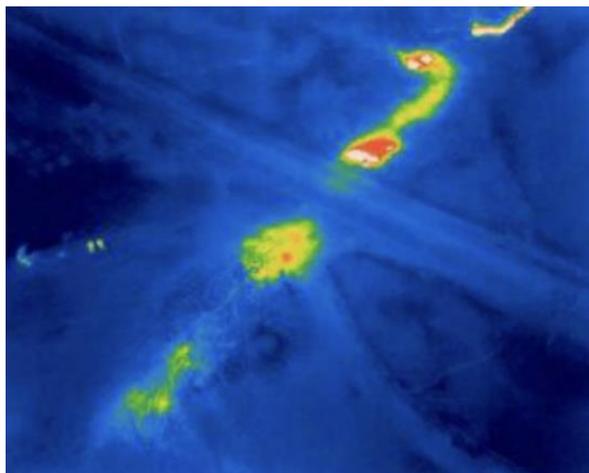


Figura 2.27. Aplicación de los UAV en la detección térmica de fugas

Fuente: (Carroll & Reales, 2022)

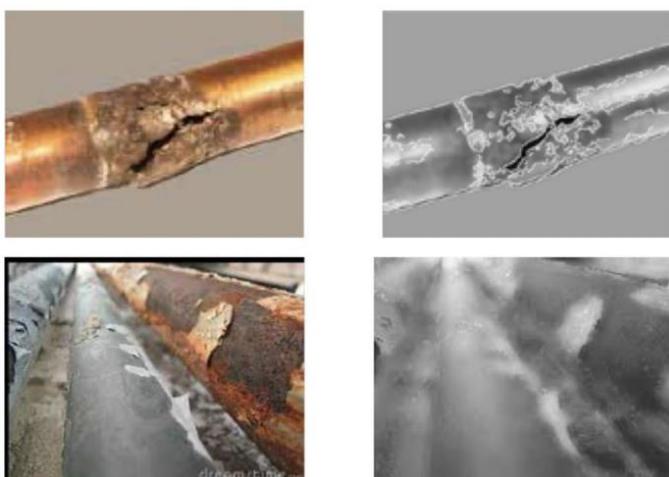


Figura 2.28. Aplicación de los UAV en estudios de integridad de materiales

Fuente: (Carroll & Reales, 2022)

AVANCES TECNOLÓGICOS EN EL TRANSPORTE DE GNL

Se han experimentado avances significativos en las últimas décadas, impulsado por la demanda global de fuentes de energía más limpias y la necesidad de mecanismos de transporte eficientes.

“Las innovaciones en este sector son cruciales para garantizar el movimiento seguro, rentable y respetuoso con el medio ambiente de GNL desde los sitios de producción hacia los mercados de todo el mundo” (Adekoya, Adefemi, Tula, Nwaobia, & Gidiagba, 2024).

- Mauro, Braidotti y Trincas (2019) exploran la optimización de flotas para el envío de GNC a través del Mar Mediterráneo, un escenario donde el transporte de GNC es económicamente más viable que el GNL y los gasoductos. Su estudio se centra en los desafíos de diseño de los buques de GNC, influenciados por la tecnología de recipientes a presión, que afecta el diseño del buque y la forma del casco. La investigación presenta un método de diseño conceptual mejorado que considera

cuestiones económico-financieras y logísticas para determinar la mejor composición de la flota. Este enfoque es importante para el sector del GNL, ya que proporciona información para optimizar las operaciones de la flota, considerando el posicionamiento dinámico de los buques y la logística de carga y descarga de gas natural.

- Mamedova y Gogolukhina (2020) analizan la producción y operación de sistemas de almacenamiento innovadores en el transporte multimodal de GNL. Destacan las ventajas de los tanques de membrana fabricados con aleación de aluminio con bajo contenido de escandio respecto a los tanques tradicionales de acero. Estos contenedores innovadores ofrecen mayor seguridad, períodos de operación más prolongados y menor peso, lo que impacta positivamente la eficiencia económica del transporte de GNL. El estudio compara los tanques tradicionales e innovadores, concluye que estos últimos merecen más inversión debido a sus menores costes operativos y tasas de depreciación. Este avance es significativo para la industria del transporte de GNL, ya que mejora la seguridad y la viabilidad económica del transporte de GNL en varios modos, incluidos el mar, el río, la carretera y el ferrocarril.
- Lyridis (2022) se centra en la previsión de las tarifas de transporte subcontratado al contado para los transportistas de GNL, un factor importante para las industrias y empresas marítimas en su forma de tomar decisiones. El estudio desarrolla un proceso usando el aprendizaje automático para predecir el valor del flete de los barcos transportadores de GNL, formando un conjunto de datos con variables relevantes para el GNL e identificando factores que impactan los precios de los fletes. La red neuronal de regresión general presentada en el estudio muestra un rendimiento estable para períodos de pronóstico de 2, 4 y 6 meses de anticipación. Esta investigación es crucial para el sector del transporte de GNL, ya que ayuda en la planificación estratégica.

Estos estudios ilustran los avances en el transporte de GNL en términos de innovación tecnológica y análisis económico. El desarrollo de nuevos modelos para sistemas de combustible de GNL en barcos, la introducción de tanques de almacenamiento innovadores y el análisis financiero del mercado de transporte de GNL están contribuyendo a un sector de transporte de GNL más eficiente, seguro y económicamente viable.

Conforme la demanda global de GN continúa creciendo, estas innovaciones serán cruciales para garantizar el transporte sostenible y eficaz de GNL en todo el mundo.

AVANCES TECNOLÓGICOS EN EL ALMACENAMIENTO DE GNL

El almacenamiento y manipulación de GNL ha experimentado mejoras significativas en las últimas décadas, impulsado por el requerimiento de métodos más eficientes, seguros y respetuosos con el medio ambiente.

Estos avances son cruciales para garantizar el crecimiento sostenible de la industria del GNL.

- Wilson (Wilson, 2022) analiza las tecnologías que hacen que el transporte y almacenamiento del gas natural sea más seguro, centrándose en las instalaciones flotantes de GNL y los buques metaneros. El documento destaca la importancia de gestionar el equilibrio del gas combustible y del gas evaporado para mantener el equilibrio y eliminar la quema. Esta investigación es vital para la industria del GNL, ya que aborda las preocupaciones ambientales y mejora la seguridad y la eficiencia del almacenamiento y manipulación del GNL.
- Hernández. Highfield, Forbes & McLachlan (2019) exploran los beneficios de la tecnología de gas natural licuado de barcasas (BLNG) en desarrollos de gas en aguas profundas y en tierra. Su estudio compara el BLNG con los buques tradicionales de transporte de GNL y las plantas de licuefacción en tierra, argumentando que el BLNG ofrece una solución más viable para la monetización del gas. El documento presenta un concepto de planta BLNG cercana a la costa, enfatizando las ventajas técnicas y comerciales de este enfoque. Esta innovación en la tecnología de almacenamiento y manipulación de GNL es importante ya que proporciona una solución flexible y eficiente para la producción de GNL, especialmente en ubicaciones remotas y en aguas profundas.
- Carpenter (2022) aborda los beneficios del GNL basado en barcasas (BLNG) en desarrollos en aguas profundas y terrestres. El artículo analiza el concepto de montar instalaciones de licuefacción de GNL sobre una subestructura simple flotante o conectada a tierra, desacoplando el resto de los sistemas de la tecnología de licuefacción. Este enfoque minimiza el riesgo del proyecto y alinea el desarrollo con la prueba del yacimiento. BLNG se presenta como un concepto de monetización del gas cada vez más viable, que ofrece flexibilidad y eficiencia en el almacenamiento y manejo de GNL.

El desarrollo de nuevos métodos para gestionar el equilibrio del gas combustible, la introducción de la tecnología BLNG y la exploración de soluciones alternativas de almacenamiento de GNL están contribuyendo a una industria del GNL más eficiente, segura y respetuosa con el medio ambiente.

Conforme la demanda global de GN continúa creciendo, estas innovaciones serán cruciales para garantizar el almacenamiento y manejo sostenible y efectivo de GNL en todo el mundo.

EL SURGIMIENTO DE LA PRODUCCIÓN Y ALMACENAMIENTO FLOTANTE DE GNL

Las embarcaciones de Gas Natural Licuado Flotante (FLNG) posibilitan la extracción, licuefacción y almacenamiento de gas natural en el océano.

“Esta tecnología elimina la necesidad de infraestructuras costosas en tierra, lo que viabiliza económicamente el acceso a reservas de gas distantes. Además, permite una implementación rápida y reduce el impacto ambiental” (ENERGY5, 2023)

El surgimiento de la producción y almacenamiento de FLNG representa un avance significativo en la industria del GNL, ofreciendo soluciones innovadoras para el desarrollo y la monetización del gas. Estas instalaciones flotantes son cada vez más reconocidas por

su capacidad para desbloquear recursos de gas abandonados y proporcionar alternativas flexibles y rentables a las plantas tradicionales de GNL en tierra.

- Yussoff (2019) analiza el concepto de GNL flotante de PETRONAS, que se desarrolló para monetizar los recursos de gas varados. El estudio explora el desarrollo de Gas Natural Comprimido Flotante (FCNG) y Gas Flotante a Líquidos (FGTL) como parte de las "Iniciativas de Desafío Tecnológico" de PETRONAS. La investigación destaca las ventajas de las instalaciones flotantes para monetizar los campos de gas abandonados y mitigar las actividades de quema y venteo. El estudio enfatiza la importancia de la ingeniería inicial, que conduce a un diseño adecuado y una excelente metodología de construcción. El documento también revisa el debate entre el desarrollo de gas en alta mar y en tierra, alineado con la madurez tecnológica y la disponibilidad del mercado, presentando nuevas instalaciones como opciones viables para futuros desarrollos de gas.
- Tvaronavičienė, Plėta, Semaškaitė, Paulauskienė and Vaičiūtė (2020) revisan la economía de la energía fría y la ciberseguridad de las unidades flotantes de almacenamiento y regasificación (FSRU). El documento analiza la competitividad comercial y la eficacia de las FSRU como alternativa para áreas donde la infraestructura de suministro de gas en tierra no es factible. El estudio aborda el aprovechamiento de la energía fría del GNL, que a menudo se desperdicia a pesar de su potencial como fuente de energía adicional. La investigación también explora las tendencias emergentes de ciberseguridad después de la implementación de la energía fría de GNL en las FSRU, proponiendo recomendaciones para la implementación del concepto de Centro de Energía Fría de GNL para futuros sistemas energéticos.

El desarrollo de FLNG, FCNG, FGTL y FSRU representa un cambio de paradigma en la industria del GNL, al ofrecer soluciones a desafíos como la monetización de los recursos de gas abandonados, disminución de la huella de carbono y el avance de la ciberseguridad.

Conforme la demanda global de GN continúa creciendo, estas instalaciones flotantes desempeñarán un papel fundamental en el futuro de la producción y el almacenamiento de GNL, contribuyendo a un sistema energético global más sostenible y eficiente.

2.9. Normas Técnicas en el Almacenamiento y Transporte del GN

2.9.1. En Ecuador

La normativa en Ecuador se fundamenta en la integración de estándares internacionales adaptados a las circunstancias locales, lo que permite abarcar eficazmente todos los aspectos cruciales en el diseño de sistemas de GLP, asegurando así su seguridad y eficiencia óptima.

2.9.1.1. Ley de Hidrocarburos

En Ecuador, la Ley de Hidrocarburos es la normativa principal que regula la exploración, explotación, refinación, transporte, comercialización y uso de hidrocarburos en el país. La ley establece el marco legal para la actividad petrolera y gasífera, así como las normas

relacionadas con el respeto al ambiente, seguridad industrial, fiscalización y participación del Estado en la industria petrolera.

Algunos puntos importantes que suelen abordarse en la Ley de Hidrocarburos ecuatoriana son:

- Regulaciones para la explotación y exploración de HC, incluyendo requisitos técnicos, ambientales y de seguridad.
- Derechos y obligaciones de compañías petroleras que tienen sus operaciones en Ecuador, así como las condiciones para la contratación y licitación de bloques petroleros.
- Mecanismos para la participación del Estado en la actividad petrolera, incluyendo la fiscalización de las operaciones y la distribución de ingresos petroleros.
- Protección del medio ambiente y regulación de los impactos ambientales asociados con la actividad petrolera.
- Disposiciones en el desarrollo de la inversión en la industria petrolera, incluyendo incentivos y beneficios para las empresas.
- Normas para la distribución y comercialización de derivados, incluyendo precios y regulación.

Es fundamental saber que las regulaciones y leyes específicas pueden ser modificadas con el tiempo. Se sugiere consultar la normativa actual para obtener información actualizada sobre el tema.

2.9.1.2. Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas

El Reglamento de Operaciones Hidrocarburíferas en el Ecuador es un conjunto de normativas que regulan las actividades relacionadas con la exploración, explotación, transporte, almacenamiento, distribución y comercialización de hidrocarburos en el país.

Este reglamento establece los requisitos, procedimientos y normas técnicas que deben cumplir las empresas del sector para operar en territorio ecuatoriano, con el objetivo de garantizar la seguridad, protección del medio ambiente y eficiencia en las operaciones petroleras.

También define las responsabilidades de los distintos actores involucrados en la industria petrolera y establece mecanismos de supervisión y control por parte de las autoridades competentes.

2.9.1.3. Reglamento de Comercialización de GLP

En el Ecuador la legislación en cuanto a las actividades de GLP establece las normas y procedimientos que deben seguir las compañías dedicadas a la comercialización de GLP.

Este reglamento tiene como objetivo regular y controlar la importación, almacenamiento, distribución, transporte, envasado, venta y uso de GLP, con el fin de garantizar la seguridad de las personas, proteger el medio ambiente y asegurar el suministro adecuado y oportuno de este combustible.

El reglamento establece requerimientos de seguridad y técnicos que deben cumplir la infraestructura y equipos utilizados en la comercialización de GLP, así como las medidas de prevención y control de riesgos asociados con su manejo. También establece las responsabilidades de los diferentes actores involucrados en la cadena de comercialización,

incluyendo a los importadores, envasadores, distribuidores, comercializadores y usuarios finales.

Además, el reglamento establece los procedimientos para la adquisición de licencias y autorizaciones necesarias con el objetivo de realizar actividades de comercialización de GLP, que incluyen la importación y exportación de este combustible. También define las sanciones cuando se incumple las disposiciones establecidas.

2.9.1.4. Tercer Suplemento N° 339

El Tercer Suplemento incluye una serie de resoluciones que reforman y emiten regulaciones relacionadas con la autorización de actividades de comercialización y distribución de derivados de petróleo, biocombustibles y GLP, así como la compra y transporte de derivados del petróleo en cuantías domésticas y proyectos de desarrollo territorial.

Estas regulaciones buscan establecer normas claras y eficientes para garantizar la seguridad, eficiencia y sostenibilidad en el almacenamiento y transporte de gas natural, asegurando un adecuado cumplimiento de las normativas vigentes.

2.9.1.5. Ley de Facilitación de las Exportaciones y del Transporte Acuático

La Ley de Facilitación de las Exportaciones y del Transporte Acuático en Ecuador busca promover y facilitar las exportaciones a través del transporte marítimo y fluvial.

Su objetivo es mejorar la competencia del Ecuador a nivel global, reduciendo costos y tiempos de transporte, y promoviendo el uso de puertos ecuatorianos como plataformas logísticas.

Incluye incentivos fiscales y aduaneros, facilidades administrativas, mejoras en la infraestructura portuaria, promoción de la capacitación en el sector y establecimiento de normas para la operación segura de buques y embarcaciones.

2.9.1.6. Norma técnica ecuatoriana NTE INEN

“El Instituto Ecuatoriano de Normalización, conocido como INEN, actúa como la entidad oficial en la República del Ecuador encargada de la normalización, certificación y metrología a nivel nacional” (Arroyo & Tufiño, 2016).

- **Norma técnica ecuatoriana NTE INEN 2260:2010**

En vigencia desde el 19 de enero de 2010, conforme al Registro Oficial 111, la NTE INEN 2260:2010 dictamina las normas y medidas obligatorias para el esquema, construcción, ampliación, modificación, inspección, así como el manejo de instalaciones que reciben gases combustibles en sectores residenciales, comerciales e industriales.

“Estipula también las especificaciones para la ubicación de equipos y la conexión de tuberías para gases de distintas familias, limitando la presión de servicio a 500 kPa o menos” (Arroyo & Tufiño, 2016).

- **Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 2261:2001**

Esta normativa define los requisitos para el diseño, fabricación, prueba e inspección de tanques de acero soldados, tanto estacionarios como móviles, utilizados para almacenar o transportar gases a presiones inferiores a 1,73 MPa y con capacidades superiores a 0,11

m³. Además, incluye los requisitos esenciales para los accesorios de control. (Arroyo & Tufiño, 2016)

- **Norma Técnica Ecuatoriana NTE INEN 2494:2009**

Esta normativa establece los estándares mínimos de seguridad para los sistemas de distribución de gases combustibles mediante ductos. Cubre el diseño, la construcción, las pruebas, la inspección, la operación y el mantenimiento de las líneas primarias y secundarias de distribución de gases combustibles, incluyendo la acometida y la válvula inicial. (Arroyo & Tufiño, 2016)

2.9.1.7. *Código ASME*

La American Society of Mechanical Engineers (ASME) es una entidad sin ánimo de lucro que facilita la colaboración, el intercambio de conocimientos y el desarrollo de habilidades en todas las disciplinas de ingeniería.

“Su misión es contribuir al progreso de la comunidad global de ingeniería, fomentando soluciones que beneficien la calidad de vida y los medios de subsistencia” (Arroyo & Tufiño, 2016).

- **Código ASME Sección VIII División 1 y 2**

La Sección VIII División 1 y 2 del Código ASME, emitido por la American Society of Mechanical Engineers, regula el diseño y construcción de tanques para almacenar GLP.

“La principal diferencia entre estos códigos y las normas API radica en que los primeros se orientan hacia la construcción y los segundos hacia el mantenimiento de tanques a presión” (Arroyo & Tufiño, 2016).

2.9.1.8. *Norma NFPA (National Fire Protection Association)*

“La Asociación Nacional de Protección contra Incendios representa una entidad de origen estadounidense con reconocimiento global, enfocada en la elaboración de estándares destinados a la protección de individuos y del entorno contra incendios” (Arroyo & Tufiño, 2016).

Entre sus regulaciones, destacan varias de significativa importancia:

- **Código Nacional del Gas Combustible NFPA 54**

“Define los criterios de seguridad mínimos para el diseño e instalación de sistemas de tuberías de gas combustible en entornos residenciales” (Arroyo & Tufiño, 2016).

- **Código de Gas Licuado de petróleo NFPA 58**

“Orienta sobre el diseño, construcción, instalación y operación de sistemas de GLP, incluyendo la mitigación de riesgos para prevenir fallos, fugas, incendios y explosiones” (Arroyo & Tufiño, 2016).

- **Normas de seguridad contra incendios**

En instalaciones donde se almacena o transporta GLP, es necesario seguir la normativa de la National Fire Protection Association (NFPA) de Estados Unidos.

La NFPA establece normas para la instalación, uso y seguridad en diversos aspectos relacionados con el manejo de combustibles, gases y protección contra incendios. Estas normas abarcan desde la instalación de fuentes fijas de combustión y sistemas de combustible, hasta la prevención de incendios durante la soldadura y la protección contra explosiones.

También incluyen estándares para la protección contra incendios en vehículos industriales y prendas resistentes al fuego. Estas normas son fundamentales para garantizar la seguridad en entornos donde se manipulan materiales inflamables o se realizan procesos de soldadura y corte.

2.9.1.9. NORMAS API

“Estas normativas son establecidas por el Instituto Americano del Petróleo, una organización estadounidense. Incluyen criterios básicos, procedimientos de prueba y mantenimiento relacionados con las materias primas” (Arroyo & Tufiño, 2016).

- **API 2510**

“Está enfocada en la construcción, diseño y localización de infraestructura para GLP en diversas áreas como terminales, plantas petroquímicas y patios de tanques, cubriendo aspectos como los sistemas de carga y descarga, y equipos relacionados” (Arroyo & Tufiño, 2016).

- **API 510**

“Esta norma cubre a la inspección en servicio, reparación, modificación y reevaluación de recipientes de presión, aplicable a la industria del petróleo y química” (Arroyo & Tufiño, 2016).

- **API 572**

“Esta normativa trata sobre la inspección de recipientes a presión, abarcando desde su construcción hasta su mantenimiento, e incluye detalles sobre los motivos de inspección y los métodos aplicables” (Arroyo & Tufiño, 2016).

NORMATIVA EN EL TRANSPORTE DE GAS NATURAL MEDIANTE BUQUES METANEROS

Según Zambrano, Prieto & Peña (2021) “las regulaciones internacionales que se aplican al transporte de gas natural en buques metaneros son”:

- Código internacional para la construcción y equipamiento de buques que transportan gases licuados a granel (CIG).
- SOLAS 73/78. Cap. VII, parte C; que establece las condiciones mínimas para el transporte de mercancías peligrosas, incluyendo la documentación y requisitos necesarios.
- Sociedad Internacional de Operadores de Terminal y Transportistas de Gas (SIGTTO).
- IMDG (Código marítimo internacional de mercancías peligrosas).

- STCW (Formación y titulación requerida)

2.9.2. En Venezuela

La página web de la Fundación MAPFRE destaca que el ámbito de los gases es extenso y variado, con su presencia en la industria como materia prima, producto intermedio, final o incluso como desecho.

“Sin medidas de seguridad apropiadas, estos gases pueden causar intoxicaciones, incendios y explosiones. Para mitigar estos riesgos, se han establecido normativas y reglamentos tanto nacionales como internacionales” (Figueroa & Flores, 2016).

La documentación principal en este contexto incluye:

- Normas API (American Petroleum Institute).
- ASTM American Society for Testing Materials.
- NFPA National Fire Protection Association.
- STI Steel Tank Institute.
- UL Underwriters Laboratories Inc. (E.U.A.).

Las normas utilizadas en Venezuela para el diseño y operación de instalaciones relacionadas con hidrocarburos incluyen las normas como la API 2510 que se basa en las normas ASTM para materiales, y las normas de seguridad de la NFPA.

“El Código ASME, Sección VIII, establece criterios para el diseño de calderas y recipientes a presión, con especificaciones que facilitan la interpretación y comprensión de los conceptos de diseño y construcción” (Figueroa & Flores, 2016).

- La norma venezolana **COVENIN 649-1997** regula los cilindros para gases licuados de petróleo, especificando propiedades y capacidades de los cilindros.
- La **norma NFPA Nº 704** establece pautas para la comunicación de riesgos asociados con materiales peligrosos, aplicables en el transporte de productos químicos. La Instrucción técnica complementaria (ITC) del Ministerio de industria y energía (MIE) – A47 establece normas para contenedores de gases comprimidos, licuados y disueltos a presión, incluyendo el transporte por carretera.
- Los **reglamentos de seguridad** para el almacenamiento de hidrocarburos y para establecimientos de venta al público de combustibles líquidos derivados de hidrocarburos establecen normas para la construcción, operación y mantenimiento de instalaciones relacionadas con hidrocarburos. El reglamento de seguridad para instalaciones y transportes de GLP establece normas para el diseño, construcción, mantenimiento, así como el funcionamiento de instalaciones y equipos relacionados con el GLP.
- La **norma ITC-MIE-APQ-005** regula el almacenamiento y uso de gases comprimidos, licuados y disueltos a presión, excluyendo almacenes en áreas de fabricación, preparación, gasificación o envasado, y recipientes en uso para garantizar la continuidad operativa.
- El **Reglamento Técnico Mercosur** sobre medios de almacenamiento de GNC establece requisitos de seguridad para la producción, venta y uso de componentes para GNC usado como carburante en vehículos automotores.

2.10. Reservas

Las siguientes definiciones de reservas se las obtuvo a partir del Sistema de Gestión de Recursos Petroleros (Petroleum Resources Management System, PRMS).

“El PRMS es un sistema que establece principios y definiciones para evaluar y clasificar las reservas y recursos de hidrocarburos. Su dinámica permite que los operadores petroleros, gobiernos y reguladores adapten su aplicación según sus necesidades específicas” (CNH, 2018).

La Secretaría de Hidrocarburos, actualmente conocida como Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables (MERNNR), implementó mediante la Resolución No. 0013 del 6 de enero de 2017, un sistema para la valoración, calificación y categorización de los volúmenes de hidrocarburos en el país, adoptando el sistema PRMS. Desde esa fecha, empresas privadas y públicas están obligadas a reportar al Ministerio los volúmenes de hidrocarburos de acuerdo con esta normativa. (MERNNR, 2021)

Las reservas se refieren a las cantidades de hidrocarburos que se proyectan como recuperables de forma comercial mediante la implementación de proyectos de desarrollo en acumulaciones conocidas a partir de una fecha específica y bajo condiciones preestablecidas.

Para que estas cantidades sean consideradas como reservas, deben cumplir con cuatro criterios esenciales: estar descubiertas, ser recuperables, tener viabilidad comercial, y ser remanentes al momento de la evaluación, tomando en cuenta los proyectos de desarrollo aplicados.

“Además, estas reservas se pueden clasificar según el grado de certeza de las estimaciones y se pueden subdividir según el nivel de avance del proyecto, o bien, se pueden describir en función de su estado de desarrollo y producción” (SPE, 2018).

2.10.1. Reservas Probadas

Son los volúmenes de HC que, en una fecha determinada, se puede asegurar razonablemente (con una probabilidad del 90%) que son comercialmente recuperables de yacimientos conocidos con arreglo a determinados parámetros de explotación, condiciones económicas y normativas gubernamentales, basándose en el análisis de datos de ingeniería y geociencia.

En el momento de la evaluación, existen criterios que las reservas deben cumplir: ser descubiertas, recuperables, comerciales y remanentes. Es posible clasificar las Reservas Probadas como Desarrolladas o No Desarrolladas, y las Reservas Desarrolladas como Productoras o No Productoras. Para estimar su volumen se utilizan técnicas probabilísticas y deterministas. (SPE, 2018)

2.10.1.1. Reservas Desarrolladas

Las Reservas Desarrolladas representan las cantidades anticipadas para recuperar de pozos e instalaciones existentes.

Estas reservas se consideran desarrolladas únicamente después de la instalación del equipo necesario o cuando los costos asociados son relativamente bajos en comparación

con la perforación de un nuevo pozo. Si las instalaciones requeridas no están disponibles, es posible que se deba reclasificar estas reservas como No Desarrolladas. Además, las Reservas Desarrolladas pueden ser clasificadas de manera más específica como Produciendo o No Produciendo. (SPE, 2018)

- **Reservas Desarrolladas en Producción:** En el momento de la estimación, se espera que los intervalos de producción que se encuentran activos proporcionen Reservas Desarrolladas en Producción. Estas reservas solo se consideran en producción hasta que se haya puesto en marcha el proyecto de recuperación mejorada asociado. (SPE, 2018)
- **Reservas Desarrolladas No Produciendo:** Incluyen las reservas ocultas bajo tubería y conectadas a pozos cerrados. Se espera recuperar las reservas de pozos que se han cerrado debido a las condiciones del mercado, conexiones de tuberías o pozos inactivos por razones mecánicas, junto con los intervalos de producción que están abiertos en el momento de la estimación pero que no han empezado a producir. En cuanto a las reservas "detrás de la tubería", se prevé que se extraigan de las zonas de pozos existentes que necesitan más trabajos de terminación o recompletación. (SPE, 2018)

2.10.1.2. Reservas No Desarrolladas

Se refieren a los volúmenes de HC que se prevé serán recuperadas llevando a cabo futuras inversiones.

Estas inversiones pueden incluir: (1) la perforación de nuevos pozos en ubicaciones aún no explotadas dentro de acumulaciones conocidas, (2) la profundización de pozos existentes hacia un reservorio diferente pero ya identificado, (3) la implementación de pozos infill que mejorarán la recuperación, y (4) situaciones donde se necesitan inversiones significativas, como por ejemplo, la re-terminación de un pozo existente o la instalación de infraestructura necesaria para propósitos de recuperación primaria y/o mejorada.

“Estas acciones suelen requerir una inversión considerable, comparable al costo de perforar un nuevo pozo” (SPE, 2018).

2.10.2. Reservas Probables

Se refieren aquellos volúmenes adicionales cuyo análisis de datos geocientíficos e ingenieriles sugiere que tienen una menor probabilidad de recuperación en relación con las Reservas Probadas, pero una mayor certeza de recuperación que las Reservas Posibles. Existe un 50% de probabilidad de recuperar estos recursos. (SPE, 2018)

2.10.3. Reservas Posibles

Se refieren aquellos volúmenes adicionales en los que, según el análisis de datos geocientíficos e ingenieriles, presentan una probabilidad de recuperación inferior en relación con las Reservas Probables.

La suma total que eventualmente se recupera de un proyecto es poco probable que exceda la combinación de las Reservas Probadas, Probables y Posibles, conocida como 3P, que corresponde al escenario de estimación alta. Existe un 10% de probabilidad de recuperación de estos recursos. (SPE, 2018)

Las definiciones incluidas en el PRMS se emplean a nivel internacional para brindar un respaldo más sólido a los requisitos de proyectos individuales. Aunque las definiciones de reservas pueden resultar complejas, se puede entender fácilmente si se las considera como una función de distribución acumulada, como se muestra en la Figura 2.29.

“De este modo, las reservas se visualizan como una distribución continua de volúmenes, reportándose convencionalmente para los percentiles 10, 50 y 90” (CNH, 2018).

Por consiguiente, las categorías comúnmente utilizadas para las reservas (1P, 2P y 3P) se definen de la siguiente manera:

- Las reservas 1P son iguales a las reservas probadas.
- Las reservas 2P es igual a la agregación de reservas probadas más las reservas probables.
- Las reservas 3P es igual a la agregación de las reservas probadas más las reservas probables más las reservas posibles.

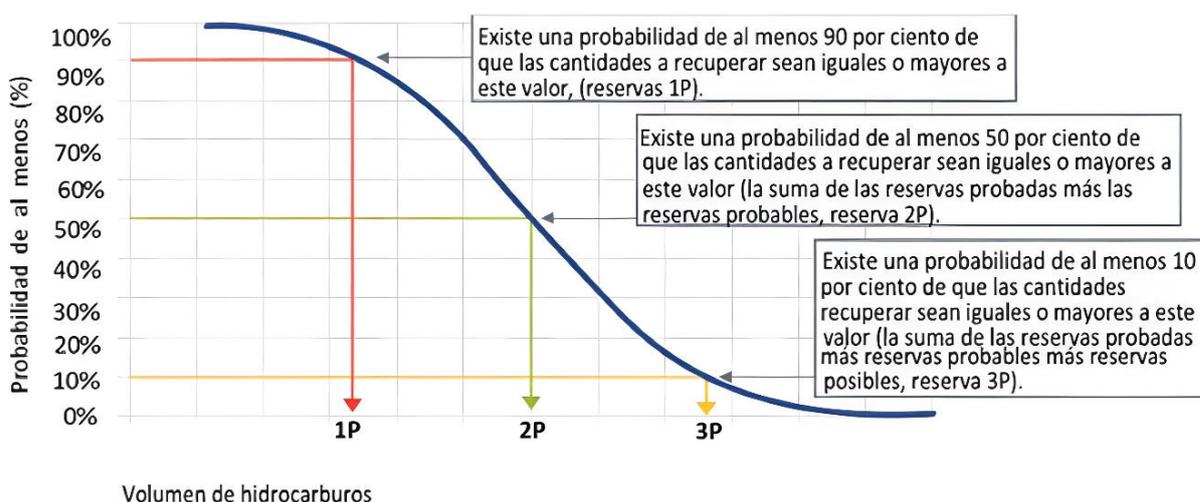


Figura 2.29. Probabilidad en el volumen de reservas de hidrocarburos

Fuente: (CNH, 2018)

La Figura 2.30 ilustra el sistema de clasificación de recursos del PRMS, diferenciando los volúmenes de hidrocarburos en categorías como descubiertos y no descubiertos. Este sistema establece las clases de recursos recuperables, como producción, reservas, recursos contingentes y prospectivos, además de los no recuperables.

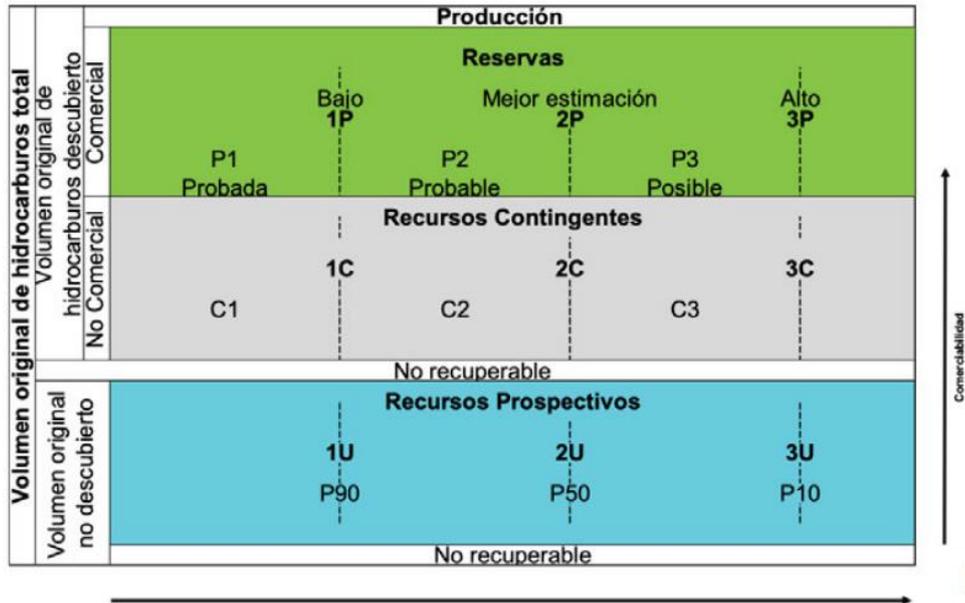


Figura 2.30. Cuadro de clasificación de recursos

Fuente: (CNH, 2018)

En la anterior figura, el eje vertical indica la oportunidad comercial, es decir, la viabilidad de que el proyecto avance hacia el desarrollo y alcance un estado de producción comercial, mientras que el eje horizontal muestra la incertidumbre en los volúmenes que se pueden recuperar de reservorios/campos. (CNH, 2018)

2.10.4. Reservas de Gas Natural Campo Amistad 2021

Según el Informe Anual del Potencial Hidrocarburífero del Ecuador 2021, las reservas se clasifican de acuerdo a la Tabla 2.7. en la sección de ANEXOS. Además en la Tabla 2.8. se puede encontrar la Producción de GN del Campo Amistad 2021.

Si se tiene en cuenta únicamente las reservas probadas (P1) de 149.113 MMSCF y tomando en cuenta la producción anual del 2021 de 9.509,491 MMSCF, el Campo Amistad produciría GN hasta el año 2036, es decir, unos 15 años contando desde el 2021. Esto se daría si en el mejor de los casos se mantuviera una producción diaria aproximada de 26,053 MMSCF, sin embargo la producción va declinando conforme pasan los años.

En la Tabla 2.8. (ANEXOS) se puede encontrar la producción de gas del 2021

“En diciembre del año 2023 se llegó a una producción diaria de 20.5 MMSCF, lo que significa una reducción de producción diaria de GN cercana a los 21.3%, en relación con lo que se estaba produciendo en el año 2021” (EP PETROECUADOR, 2023).

“En ausencia de inversiones adicionales para aumentar la producción de gas natural en el Campo Amistad, la viabilidad económica de su operación podría verse comprometida alrededor de los años 2027 o 2028” (PRIMICIAS, 2023).

Por este motivo la mejor opción es licitar el Campo Amistad a la empresa privada.

“Solo con trabajos de reacondicionamiento para aumentar la producción de los pozos existentes, el Campo Amistad podría casi cuadruplicar su producción diaria de gas natural” (PRIMICIAS, 2023).

En resumen, si no existe una inversión inmediata para aumentar la producción diaria, el Campo Amistad dejaría de ser rentable económicamente en menos de 5 años.

OFERTA, DEMANDA DE GN Y GLP 2021

El Balance Energético Nacional 2021 se presenta como una herramienta valiosa para aquellos involucrados en la toma de decisiones y usuarios del sistema energético, ofreciendo un análisis detallado y cuantitativo de la producción, transformación y consumo de energía en Ecuador. Durante el periodo de 2011 a 2021, se observa un incremento del 10,2% en la producción de gas natural libre, proveniente del Campo Amistad en el Golfo de Guayaquil y de la explotación petrolera.

En 2021, la producción de GN libre alcanzó los 9.506 millones de pies cúbicos (MPC), representando un aumento del 0,4% respecto al año anterior. Este tipo de gas se utiliza principalmente en la generación eléctrica e industrial, con un uso minoritario en el sector residencial. En cuanto al GLP, la oferta fue de 1,321 millones de kg en 2021, con un 15,2% de producción nacional y un 84,8% correspondiente a importaciones. (Ministerio de Energía y Minas, 2021)

Las unidades de TERMOGAS Machala I (ex Machala Power) y II operan con GN proveniente del Campo Amistad con promedio aproximado de 10 MSCFD, sin embargo, para enero del 2026 se prevé el inicio de operación de una turbina de gas de 77 MW que en conjunto con la unidad Termo Machala I, conformarían el proyecto “Ciclo Combinado Machala”, de acuerdo a CELEC (2021) el consumo adicional máximo sería de 20 MSCFD.

2.11. Análisis del Transporte y Almacenamiento de Gas en Ecuador

2.11.1. Campo Amistad

El gas extraído del Campo Amistad es sometido a procesamiento en la Plataforma AMS - A. Esta plataforma tiene la capacidad de procesar 65 MMSCFD en el separador de producción y 20 MMSCFD en el separador de prueba. Además, cuenta con dos calentadores, cada uno con una capacidad de 20 MMSCFD. (Chico & Cuaces, 2016)

La distribución del gas producido se realiza de la siguiente manera: 45.5 MMSCFD se suministran al sector eléctrico a través de CELEC EP – Termogas Machala, 3.5 MMSCFD son destinados al sector industrial en EP PETROECUADOR – planta de licuefacción, y aproximadamente 1 MMSCFD se canaliza hacia la red de distribución domiciliaria. (Chico & Cuaces, 2016)

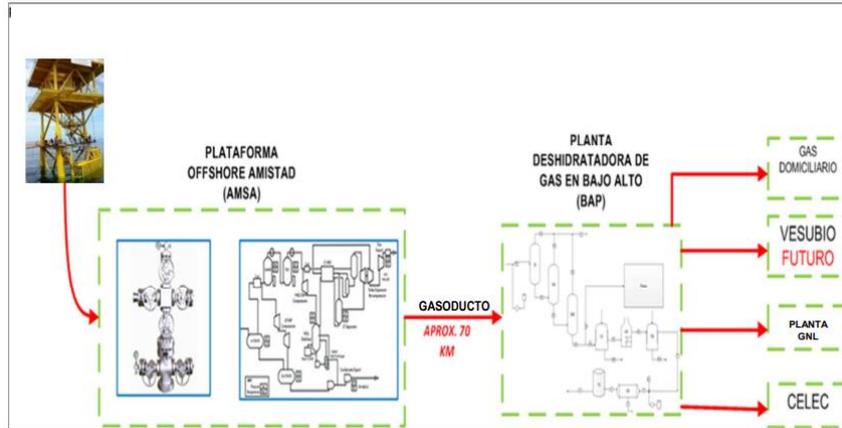


Figura 2.31. Procesos de producción del Campo Amistad

Fuente: (PETROAMAZONAS EP, 2018)

2.11.1.1. Plataformas

La arquitectura base de la plataforma fija marina AMS - A ha sido diseñada para mantener su estabilidad ante sismos de intensidad "fuerte" y para evitar daños catastróficos durante eventos sísmicos considerados como "raros". Esta plataforma está equipada para manejar la producción de gas natural de nueve pozos y también está preparada para posibles ampliaciones futuras.

Estas ampliaciones pueden incluir: instalaciones adicionales para procesar producción de plataformas satélite o pozos, la posible necesidad de compresión de gas a baja presión, el reacondicionamiento de pozos existentes según sea necesario, la perforación de nuevos pozos y la potencial instalación de un sistema de deshidratación de gas, si se requiere. (Chico & Cuaces, 2016)

La plataforma AMS-A cuenta con cuatro niveles distintos. En la cubierta de perforación se encuentran los calentadores, generadores y campers de vivienda. La cubierta inferior alberga los árboles de navidad. En la cubierta de producción se ubican todos los equipos necesarios para el procesamiento del gas. Finalmente, en la cubierta de sumidero se sitúan el tanque colector y la planta de procesamiento de aguas negras.



Figura 2.32. Plataforma AMS - A

Fuente: (Chico & Cuaces, 2016)

“Los equipos submarinos de la plataforma AMS - A deben ser diseñados para resistir las altas presiones, temperaturas, condiciones del lecho marino y condiciones ambientales” (Pérez, 2016).

Los materiales de construcción, de acuerdo al equipo en mención, están estandarizados por:

- American Petroleum Institute (API)
- American Society of Mechanical Engineers (ASME)
- National Association of Corrosion Engineers (NACE)

La plataforma se encuentra fijada al lecho marino a una profundidad de 132 pies (40 metros) y está diseñada para facilitar las conexiones de tubería y el acceso de equipos de perforación autoelevables. Su estructura de cubierta se caracteriza por tener 6 patas, lo que optimiza su eficiencia estructural. (Chico & Cuaces, 2016)

Desde la plataforma AMS - A se han perforado los pozos de cabezal seco E, F, G, I, M y N. Por otro lado, los pozos de cabezal húmedo K y L, están en producción en la actualidad, se perforaron a distancias de aproximadamente 1.8 kilómetros y 3.2 kilómetros respectivamente, y están conectados a la plataforma a través de líneas de flujo submarinas de 4 pulgadas. (Chico & Cuaces, 2016)

Además, se han instalado plataformas satélites livianas, como San Juan (AMS - B), San Pedro (AMS - C) y San Pablo (AMS - D). Estas estructuras de tipo trípode simple están diseñadas para apoyar el desarrollo del campo Amistad, incluyendo una cara vertical que facilita el acceso a los equipos de perforación autoelevables para tareas de reacondicionamiento o perforación. (Chico & Cuaces, 2016)



Figura 2.33. Plataforma AMS - C
Fuente: (Chico & Cuaces, 2016)

La plataforma de producción tiene dimensiones de 15,24 m2 conformando una estructura cuadrada. Estas plataformas ligeras están diseñadas para albergar cuatro slots, con capacidad para 4 pozos de cabezal seco.

La producción estimada de estas plataformas es de 40 MMSCFD, lo que equivale a 10 MMSCFD por pozo. En la plataforma San Pedro, donde se sitúa el pozo Q, se ha instalado un manifold de producción junto con un medidor multifásico. (Chico & Cuaces, 2016)

2.11.1.2. Facilidades de Superficie de la Plataforma fija AMS – A

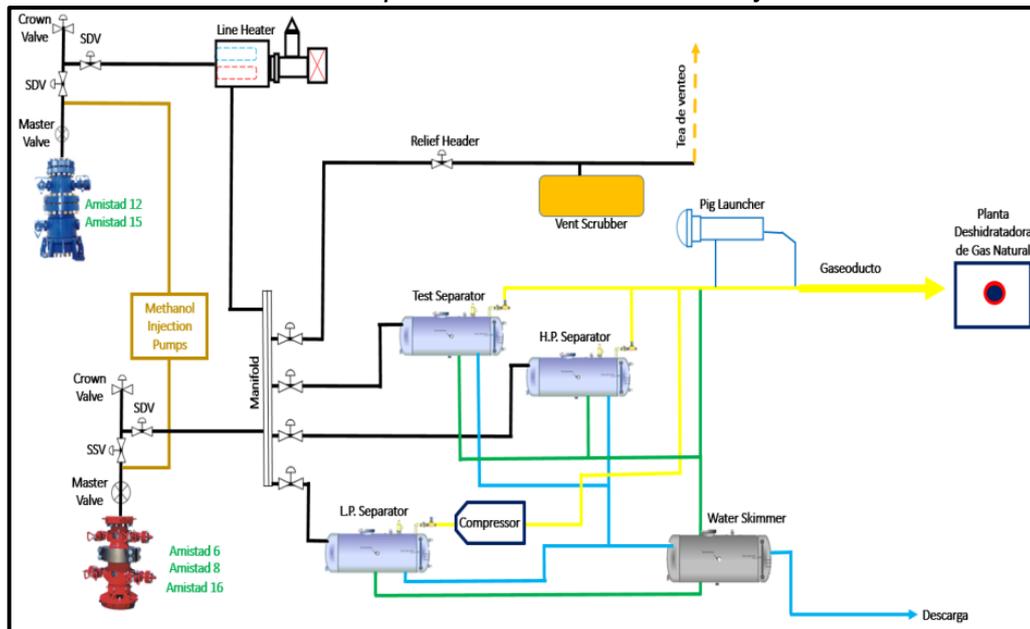


Figura 2.34. Facilidades de superficie del Campo Amistad

Fuente: (Arroba, 2018)

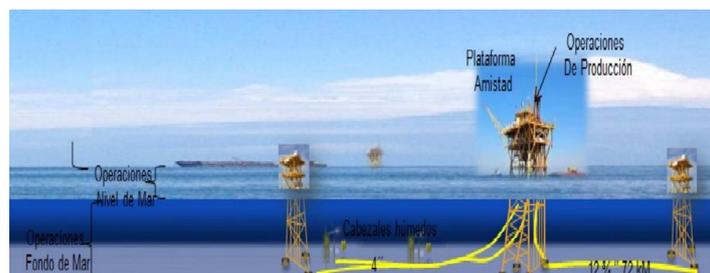


Figura 2.35. Líneas de interconexión del Campo Amistad

Fuente: (PETROAMAZONAS EP, 2018)



Figura 2.36. Vista aérea de las facilidades del Campo Amistad
Fuente: (PETROAMAZONAS EP, 2018)

2.11.1.2.1. *Cabezal de producción (tree)*

El dispositivo conocido como cabezal de producción (QAY- 1230-1280), o árbol de producción, es esencial en las operaciones submarinas, ya que está formado por una estructura de acero junto con diversos componentes como conectores, válvulas, chokes, carretes, accesorios y sistemas de control.

Su principal cometido radica en la regulación del flujo de fluidos que entran y salen del pozo, al mismo tiempo que supervisa la temperatura, presión y condiciones de la arena.

El cabezal se divide en tres secciones:

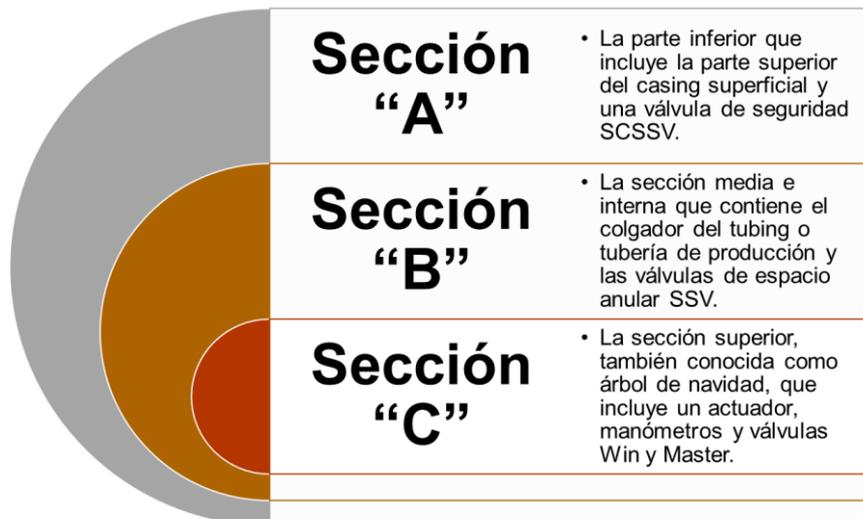


Figura 2.37. Secciones del cabezal de producción de la Plataforma AMS – A
Fuente: (Chico & Cuaces, 2016)

Elaborado por: Carlos Santacruz



Figura 2.38. Cabezal de pozos de la Plataforma AMS - A
Fuente: (PETROAMAZONAS EP, 2018)

2.11.1.2.2. *Manifold de producción*

El manifold de producción es una unidad que contiene un grupo de válvulas destinadas a suministrar, combinar, distribuir, controlar y supervisar el flujo de fluidos. En el Campo Amistad, el manifold GAY-1600 se conecta a los cabezales de producción a través de líneas de flujo, con una presión de entrada de 800 psi. Este equipo está específicamente diseñado para detectar vibraciones en cualquier punto de las tuberías, conexiones, equipos internos y válvulas.



Figura 2.39. Manifold de producción de la Plataforma AMS - A
Fuente: (PETROAMAZONAS EP, 2018)

2.11.1.2.3. *Calentadores de línea*

La plataforma tiene dos tipos de calentadores de línea: uno continuo y otro de arranque y continuo, conocidos como BAP-1700, con una capacidad de manejo de 30 MMPCPD y una capacidad de calentamiento de 2 MMBTUH cada uno.

Estos dispositivos reciben el flujo a una presión de 2000 psia y mantienen la línea a una temperatura entre 70 y 60 °F. En cuanto a los sensores, se encuentran un Sensor de Nivel Bajo (LSL), un Sensor de Alta Temperatura (TSH), un Sensor de Alta Temperatura (TSH 2) ubicado en la tea, y un Sensor de Falla de Llama (BSL) también ubicado en la tea, junto con un sensor para detectar llamas (Air Intake).



Figura 2.40. Calentador de la Plataforma AMS - A

Fuente: (PETROAMAZONAS EP, 2018)

2.11.1.2.4. Separador de pruebas y producción

Existe un separador de pruebas de tipo horizontal trifásico, conocido como MBD-2010, que tiene un balde, vertedero y manway. Este separador tiene una longitud de 10 pies más un diámetro de 36", con una P efectiva de 1480 psig y una capacidad de 50 MMSCFD y 1300 BPPD. Está equipado con diversas válvulas y sensores, como una Válvula de Seguridad de Presión (PSV), Válvula Check (FSV), Sensor de Nivel Bajo (LSL), Sensor de Nivel Alto (LSH), Sensor de Presión Alta (PSH) y Sensor de Presión Baja (PSL), así como un Disco de Ruptura.

Por otro lado, el separador de producción en la misma plataforma, identificado como MBD-2050, tiene una capacidad de manejo de 74 MM SCFD, 2500 BAPD y 160 BPPD. Este tanque tiene dimensiones de 10 pies de largo y un diámetro exterior de 48 pulgadas, con una configuración similar al separador de prueba. (Pérez, 2016)



Figura 2.41. Separadores de prueba y de producción de la Plataforma AMS - A

Fuente: (PETROAMAZONAS EP, 2018)

2.11.1.2.5. *Water Skimmer*

El Water Skimmer, conocido como MBM-2100, es un separador trifásico con balde o vertedero utilizado para eliminar hidrocarburos líquidos del agua producida. Tiene una capacidad de manejo de 3000 BAPD a una P de 30 psi y T de 80 °F, con límites máximos fijados en 125 psi y 100 °F para presión y temperatura respectivamente.

Los hidrocarburos recolectados en el Skimmer se dirigen al separador de producción. Este equipo está equipado con varios sensores y válvulas, incluyendo Sensores de Nivel Alto y Bajo, Sensores de Presión de Nivel Alto y Bajo, Válvula de Seguridad de Presión y un Medidor de Agua tipo Turbina. (Pérez, 2016)



Figura 2.42. Water Skimmer de la Plataforma AMS - A
Fuente: (PETROAMAZONAS EP, 2018)

2.11.1.2.6. *Otros equipos/sistemas parte de las facilidades de superficie*

El medidor de gas de la plataforma utiliza un orificio Senior de 8" controlado por un Barton 202E con tres marcas grabadas.

La bomba de inyección de químicos PBA-9550 se encarga de inyectar fluidos bombeables como inhibidores de glicol, metano y corrosión, con una capacidad de 3.000 GPD a una presión de descarga de 7.200 psi. El depurador de gas combustible Scrubber MBF-2400 utiliza un medidor de orificio Senior de 8" y un grabador Barton 202E con 3 marcas antes de enviar el gas al sistema de tuberías, con sensores de nivel alto y bajo, y sensores de presión alta y baja.

El vent scrubber MBF-2440 elimina líquido condensado y lo envía al Water Skimmer, con un flujo de gas dirigido al quemador y una salida de escape de baja y alta presión y descarga. Las bombas de inyección de metanol PBA-9570-9573 inyectan metanol para prevenir la formación de hidratos sólidos y congelamiento, enviándolo a través de una tubería al cabezal del pozo. El tanque sumidero separa dos fases del fluido recolectado en cubetas y drenajes antes de bombearlo al desnatador. (Pérez, 2016)

El lanzador de pigs ZZZ-9110 se encuentra en la salida de la tubería de 12". El sistema de seguridad consta de dos paneles neumáticos, uno de cabezal y otro maestro, para monitorear y activar dispositivos de seguridad en cabezales, líneas de flujo, separadores y otras instalaciones. Los generadores eléctricos, uno a gas y otro a diésel, pueden producir hasta 125 KW cada uno, pero la plataforma está diseñada para utilizar solo uno a gas.

El tratamiento de aguas servidas utiliza cloro e inyección de aire para tratar las aguas generadas por 12 personas, mientras que los edificios de habitaciones tienen capacidad para alojar a estas personas e incluyen servicios, cocina, comedor y oficina.

El sistema de agua potable transporta agua en buques hasta la plataforma, donde se almacena en un tanque de 8.000 galones, se trata y se envía al edificio de habitaciones. El sistema cortaflama con CO₂ tiene la función de extinguir fuegos en el escape y quemador, utilizando tanques de dióxido de carbono. La grúa de la plataforma tiene una capacidad de carga de 30 toneladas y se utiliza para la instalación de facilidades adicionales o para el ingreso y salida de personal. (Pérez, 2016)

2.11.1.3. Sistema de flujo del gas natural producido en la Plataforma AMS - A
El GN extraído del Campo Amistad pasa por un proceso detallado:

- 1) El fluido inicial de un pozo es dirigido al cabezal de producción y luego a través de una línea de flujo hacia los calentadores, donde se controla la temperatura y se extrae la humedad.
- 2) Después de pasar por los calentadores, el fluido fluye hacia el múltiple, donde se regula la presión a 1000 lbs.
- 3) Luego, el fluido se dirige desde el múltiple hacia los separadores de producción y de prueba mediante líneas separadas de 10" y 8" respectivamente, donde se separan las fases y se cuantifica el flujo.
- 4) El agua separada se envía al Skimmer para su separación de condensados, que luego se envían al separador de producción para su procesamiento y almacenamiento.
- 5) El gas separado se transporta a través de los medidores de flujo y luego al gasoducto, con parte del gas desviado al Fuel Scrubber y al filtro para que sea usado como carburante.
- 6) Los excesos de presión se envían al Vent Scrubber para su posterior liberación al respiradero y quemador, mientras que los condensados se dirigen al Skimmer y los desperdicios al Vent Scrubber.

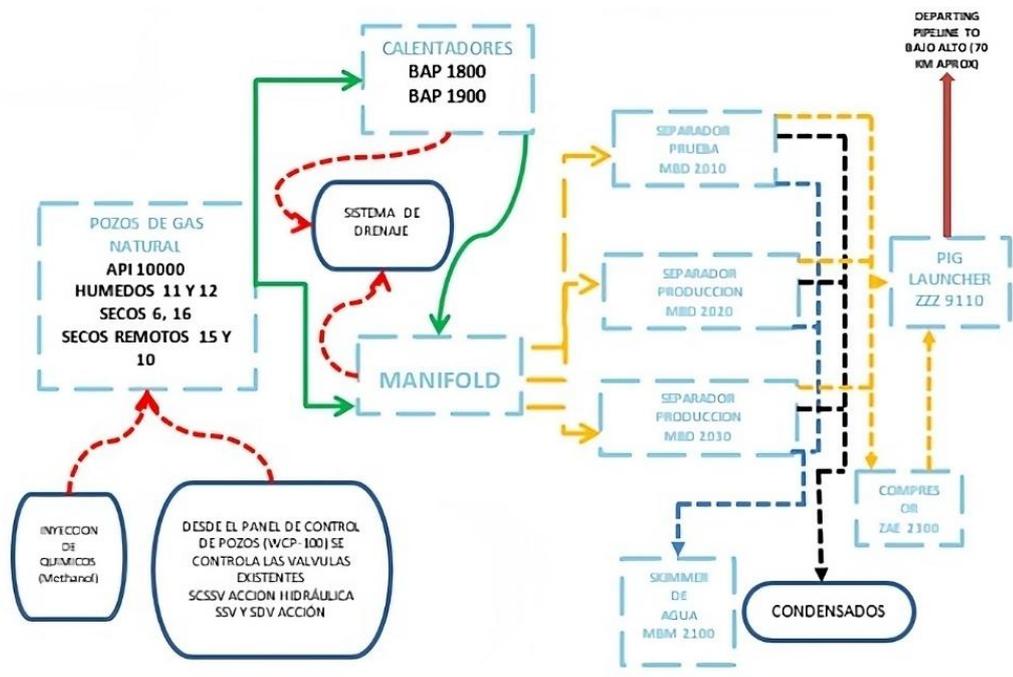


Figura 2.43. Flujo de fluido producido
Fuente: (Zambrano, Prieto, & Peña, 2021)

En la figura anterior se analiza el proceso que pasa el fluido producido desde el pozo hasta Bajo Alto.

2.11.1.4. Gasoducto

El gasoducto del Campo Amistad, se encuentra fabricado en acero al carbono según la norma API 5L. Está diseñado para soportar las altas temperaturas y presiones del fondo marino, con un diámetro nominal de 12 pulgadas y una longitud de 67,5 km (221,453 pies) desde la Plataforma AMS - A hasta la Planta de Deshidratación de Gas Natural en Bajo Alto, provincia de El Oro.

La tubería comienza a una profundidad de 45 metros cerca de la plataforma y disminuye gradualmente hasta llegar a la costa. Tiene una capacidad para manejar flujos de gas de hasta 80 MMSCFD y soporta una presión de entrada de 800 psia.

“Para protegerla, se utilizan ánodos de sacrificio para la protección catódica y se mantiene limpia por medio de raspadores de tubos. Además, cuenta con un revestimiento exterior de resina epóxica” (Chico & Cuaces, 2016).

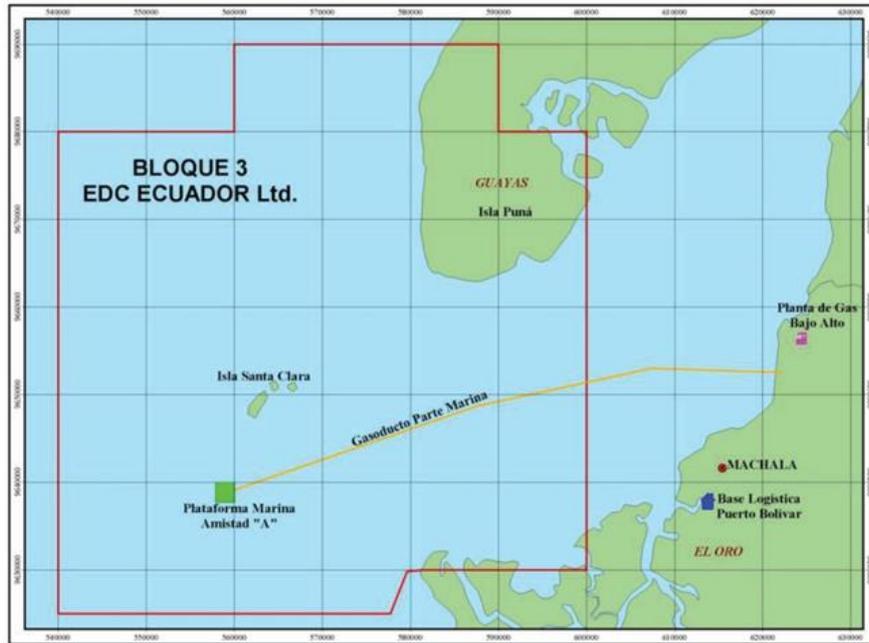


Figura 2.44. Ubicación del gasoducto del Campo Amistad
Fuente: (Pérez, 2016)

Según Pérez (2016) “el diseño del gasoducto fue fundamentado en los siguientes aspectos”:

- La naturaleza del fluido a transportar, específicamente Gas Natural.
- La topografía de la región de despliegue.
- Las condiciones ambientales.

2.11.1.5. Facilidades costa adentro (Onshore).

Las instalaciones costa adentro comprenden la planta de procesamiento de Gas Natural Bajo Alto, específicamente destinada a la deshidratación del gas.

“Esta planta se encuentra ubicada en El Oro, a una distancia de 69 kilómetros desde Puerto Bolívar y a 30 millas de la plataforma Amistad "A" en el área de Bajo Alto” (Pérez, 2016).



Figura 2.45. Vista aérea de la planta de Bajo Alto
Fuente: (EP PETROECUADOR, s.f.)

Las facilidades operativas de esta planta incluyen los siguientes componentes:

2.11.1.5.1. Tubería de ingreso de gas

“Posibilita la entrada de gas a la PGBA se denomina KAQ-9100 y se encuentra conectado al gasoducto de la plataforma, el cual tiene un diámetro de 12 pulgadas” (Pérez, 2016).



Figura 2.46. Tubería de ingreso de gas de la planta de Bajo Alto
Fuente: (Sandoval & Sevilla, 2013)

2.11.1.5.2. Recibidor de limpiadores de tubería

Este sistema consta de un conjunto de válvulas diseñadas para la recepción del limpiador de tubería, conocido como PIG XI-9121. Facilita tanto el envío como la recepción del dispositivo de limpieza (PIG). Este PIG es capaz de arrastrar entre 250 y 300 barriles de sedimentos y condensados. Conocido en la industria como ZZZ-9120. (Pérez, 2016)



Figura 2.47. Recibidor del limpiador de la planta de Bajo Alto
Fuente: (Sandoval & Sevilla, 2013)

2.11.1.5.3. Separador de condensados y gas

El slug catcher, también conocido como separador, MBD-2100, en la planta de procesamiento, separa el gas natural de los condensados. Consta de dos cilindros horizontales bifásicos que pueden manejar 80 MMPC de gas y 170 BBLS de líquido a una presión de 1040 psi y una temperatura de 80 °F. El fluido entra por el barril superior después de la separación del condensado.

El gas continúa por una línea de 12" y, en caso de sobrepresión, por dos líneas adicionales de 3", controladas por una válvula de alivio, donde el exceso de fluido se dirige a la tea. El barril superior tiene una malla interna que separa los condensados al chocar el gas con

ella. Los condensados separados descenden al barril inferior y luego pasan al flash separator. (Sandoval & Sevilla, 2013)



Figura 2.48. Separador de gas y condensados de la planta de Bajo Alto
Fuente: (Sandoval & Sevilla, 2013)

2.11.1.5.4. Separador atmosférico de condensados

El separador de condensados atmosférico, conocido como Flash Separator o MBD-2150, recibe condensados del separador de gas y condensados. Este tanque horizontal bifásico tiene una capacidad de manejo de sobrepresiones de 170 MMPC.

El condensado del Lower Barrel llega al Flash Separator a través de una línea de 18". En la parte superior del tanque, hay dos líneas de ventilación de gas hacia la tea, una de 5" y otra de 12", además de una línea de 3" para la salida de fluidos para las bombas. (Pérez, 2016)



Figura 2.49. Separador atmosférico de condensados de la planta de Bajo Alto
Fuente: (Sandoval & Sevilla, 2013)

2.11.1.5.5. Tanques de almacenamiento de condensados

Los tanques de almacenamiento de condensados, denominados ABJ-3010 y ABJ-3020, tienen la función de almacenar los condensados resultantes de la deshidratación del gas natural.

“Cada tanque tiene una capacidad de 1500 BBLS y está equipado con sensores de nivel alto y bajo para alarmas, controlados por las válvulas LSH-3011 y LSL-3011” (Pérez, 2016).



Figura 2.50. Tanques de condensados de la planta de Bajo Alto

Fuente: (Sandoval & Sevilla, 2013)

2.11.1.5.6. *Tanque de oxigenación*

Es un proyecto piloto diseñado para purificar el agua obtenida de los condensados antes de ser descargada en el mar. Este proceso utiliza peróxido de hidrógeno y carbonato de calcio, y el tanque tiene un diámetro de 3 metros y una longitud de 6 metros. (Pérez, 2016)



Figura 2.51. Tanque de oxigenación de la planta de Bajo Alto

Fuente: (Sandoval & Sevilla, 2013)

2.11.1.6. *Facilidades del sistema de deshidratación de Gas Natural*

La planta de procesamiento tiene como objetivo propósito deshidratar el gas natural debido a su alto contenido de agua y la presencia de impurezas. Cuanta menos agua contenga el gas, mejor será su rendimiento.

2.11.1.6.1. *Condensadores de presión*

Los condensadores de presión, también conocidos como Bottles, ABJ-3050, almacenan el gas natural en caso de que el Slug Catcher se detenga o se cierre el ingreso de gas a la planta.

Hay 10 botellas con una capacidad de 962 SCF cada una, conectadas a la línea de 10 pulgadas del separador.



Figura 2.52. Condensadores de presión de la planta de Bajo Alto
Fuente: (Sandoval & Sevilla, 2013)

2.11.1.6.2. *Torre contactora de glicol*

La MAF-2200 es un recipiente vertical usado para extraer la humedad del gas mediante el contacto físico con el flujo de glicol y gas húmedo.



Figura 2.53. Torre contactora de glicol de la planta de Bajo Alto
Fuente: (Sandoval & Sevilla, 2013)

2.11.1.7. *Facilidades del sistema de filtrado de Gas Natural*

2.11.1.7.1. *Válvula reguladora de presión*

La válvula reguladora de presión conocida por su nombre técnico, PCV-9011, se encarga de disminuir la presión a 400 psi que es la presión que necesitan las turbinas.



Figura 2.54. Válvula reguladora de presión de la planta de Bajo Alto

Fuente: (Sandoval & Sevilla, 2013)

2.11.1.7.2. *Filtro separador*

El filtro separador conocido también por su nombre técnico, MAK-2800, es un tubo bifásico horizontal que divide los condensados y absorbe hidratos en el gas por un cambio de temperatura. Este equipo tiene una capacidad de 80 MMPC de gas.



Figura 2.55. Filtro separador de la planta de Bajo Alto

Fuente: (Sandoval & Sevilla, 2013)

2.11.1.7.3. *Calentador de gas*

El calentador de gas conocido por su nombre técnico, BAP-1900, es un tanque de forma cilíndrica que calienta el gas a 98 °F. Además, es importante mencionar que se controla la temperatura a través de una válvula reguladora de temperatura, la cual está calibrada a 110 °F.



Figura 2.56. Calentador de gas de la planta de Bajo Alto
Fuente: (Sandoval & Sevilla, 2013)

2.11.1.8. Facilidades del sistema de medición y despacho

2.11.1.8.1. Medidores de gas

El medidor de gas, conocido en la industria por su nombre técnico, ZAU-1700, mide la cantidad de gas enviado a la Termogas ubicada en Machala y a la planta de GNL.



Figura 2.57. Medidor de gas de la planta de Bajo Alto
Fuente: (Sandoval & Sevilla, 2013)

2.11.1.8.2. Línea de salida de gas

La línea de salida de gas natural conocida por su nombre técnico, KAH-9010, es una tubería que envía el gas hacia la Termogas ubicada en Machala y a la planta de GNL.



Figura 2.58. Línea de salida de gas de la planta de Bajo Alto
Fuente: (Sandoval & Sevilla, 2013)

2.11.1.9. Facilidades del sistema de regeneración de glicol

2.11.1.9.1. Bombas de glicol

El sistema usa dos bombas, denominadas técnicamente como PBA-4200, las cuáles son del tipo reciprocantes de desplazamiento positivo que distribuye el glicol húmedo al proceso y glicol seco a la torre contactora.

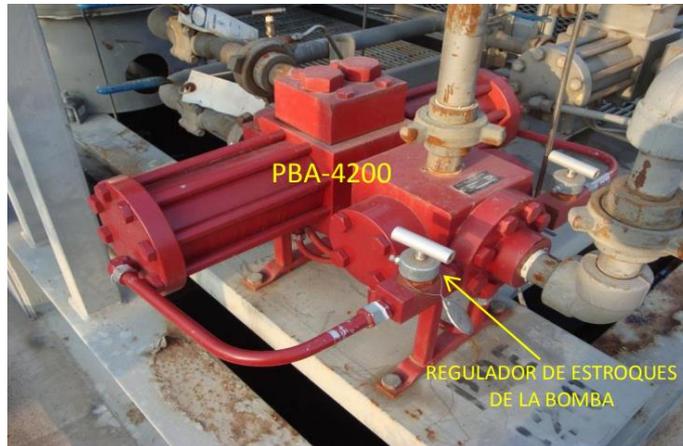


Figura 2.59. Bombas de glicol de la planta de Bajo Alto

Fuente: (Sandoval & Sevilla, 2013)

2.11.1.9.2. Rehervidor de glicol

El rehervidor de glicol conocido también por su nombre técnico, BBC-5200, está constituido de intercambiadores de calor de doble tubo que trasladan el calor entre el glicol húmedo y el glicol seco, además es importante mencionar que trabajan en condiciones de 300 psi y 500 °F.



Figura 2.60. Rehervidor de glicol de la planta de Bajo Alto

Fuente: (Sandoval & Sevilla, 2013)

2.11.1.9.3. Separador de glicol

El separador de glicol conocido por su nombre técnico, MBD-2300, es un recipiente trifásico horizontal que divide los condensados del glicol, se debe mencionar que cuenta con una capacidad de 1 MMPC.

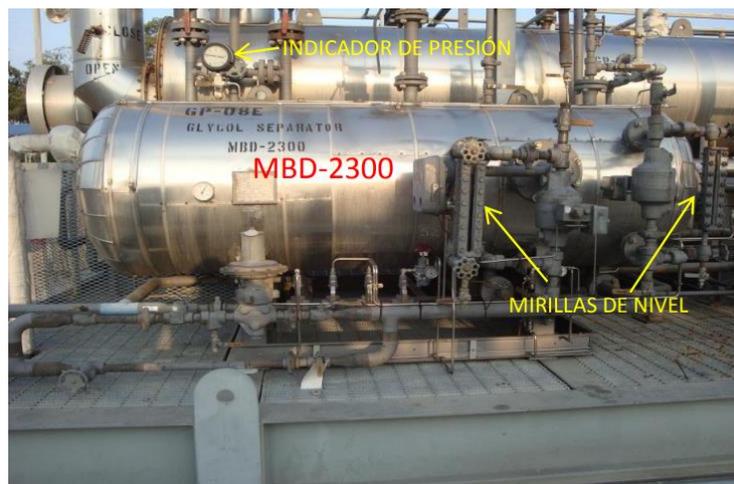


Figura 2.61. Separador de glicol de la planta de Bajo Alto
Fuente: (Sandoval & Sevilla, 2013)

2.11.1.9.4. Filtro estándar y de carbón

El filtro estándar conocido por su nombre técnico, MAJ-2240, tiene como objetivo remover las partículas sólidas del gas para así evitar la retención del glicol y la espuma que pueda causar. Es importante mencionar que este equipo trabaja a 9 GPM a 275 psi y 1500 °F.

Por otro lado el filtro de carbón conocido por su nombre técnico, MAJ-225, tiene como objetivo remover el carbón presente en el gas. Este filtro dispone de una capacidad de 9 GPM de glicol a 150 psi y 220 °F.

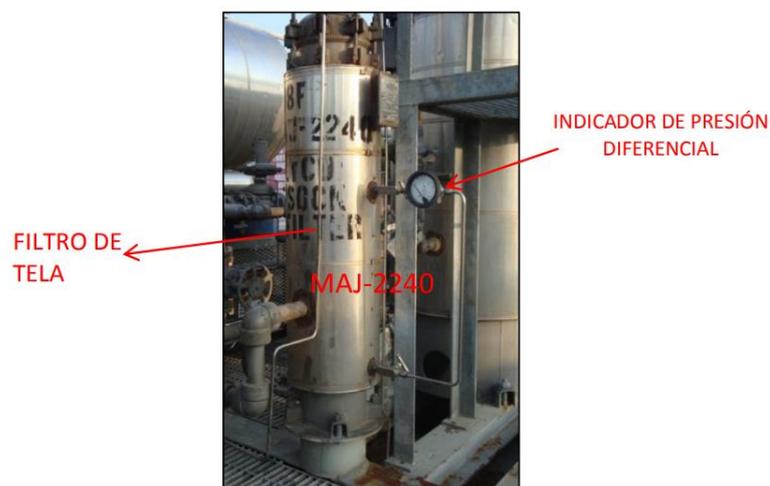


Figura 2.62. Filtro estándar de la planta de Bajo Alto
Fuente: (Sandoval & Sevilla, 2013)



Figura 2.63. Filtro de carbón de la planta de Bajo Alto

Fuente: (Sandoval & Sevilla, 2013)

2.11.1.10. Facilidades de gas de servicio y sistema de venteo

2.11.1.10.1. Depurador de gas

El depurador de gas conocido por su nombre técnico, MBF-2600, es un separador bifásico vertical de 24 pulgadas de diámetro y 6 pies de alto. Su principal función es abastecer el gas natural para los servicios de la planta.

Además es importante mencionar que dispone de una capacidad de 700 MPC de gas natural.

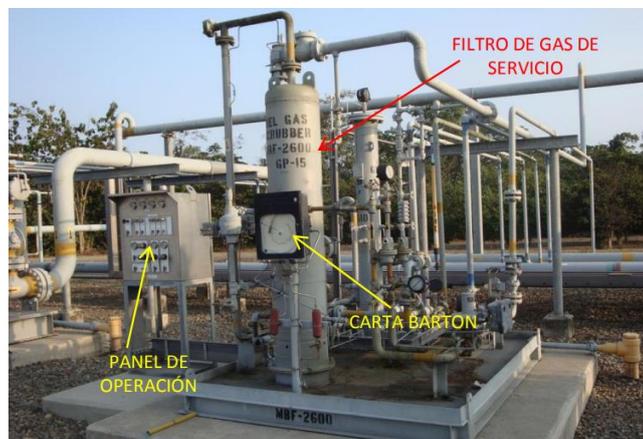


Figura 2.64. Depurador de gas de la planta de Bajo Alto

Fuente: (Sandoval & Sevilla, 2013)

2.11.1.10.2. Tea

La tea conocido por su nombre técnico, ZZZ-9700, es una columna que sirve para quemar el gas residual del proceso de deshidratación. La tea cuenta con un volumen de 3 MCPS.

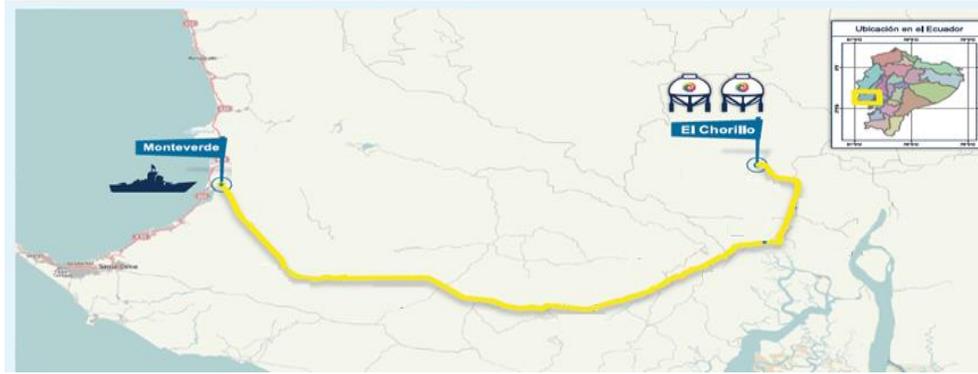


Figura 2.67. Gasoducto Monteverde-Chorrillo

Fuente: (EP PETROECUADOR, 2023)

La Tabla 2.9. (ANEXOS) muestra las especificaciones de los poliductos y gasoducto en el Ecuador

Los poliductos previamente mencionados se caracterizan por transportar diversos productos, incluido el GLP, con la excepción del gasoducto Monteverde – Chorrillo, que, actualmente se dedica exclusivamente al transporte de GLP. Este gasoducto inició sus operaciones en 2014, marcando el cierre de operaciones del poliducto Tres Bocas – Salitral. (EP PETROECUADOR, 2018)

2.11.2.1. Terminales GLP

En cuanto a los terminales de almacenamiento de GLP, la EP PETROECUADOR dispone de 7 instalaciones con las siguientes características:

En la Tabla 2.10. (ANEXOS) se muestra la capacidad operativa de los Terminales GLP

En el siguiente diagrama se presentan los días de Stock de los terminales de Terminales de GLP según EP PETROECUADOR (2018)

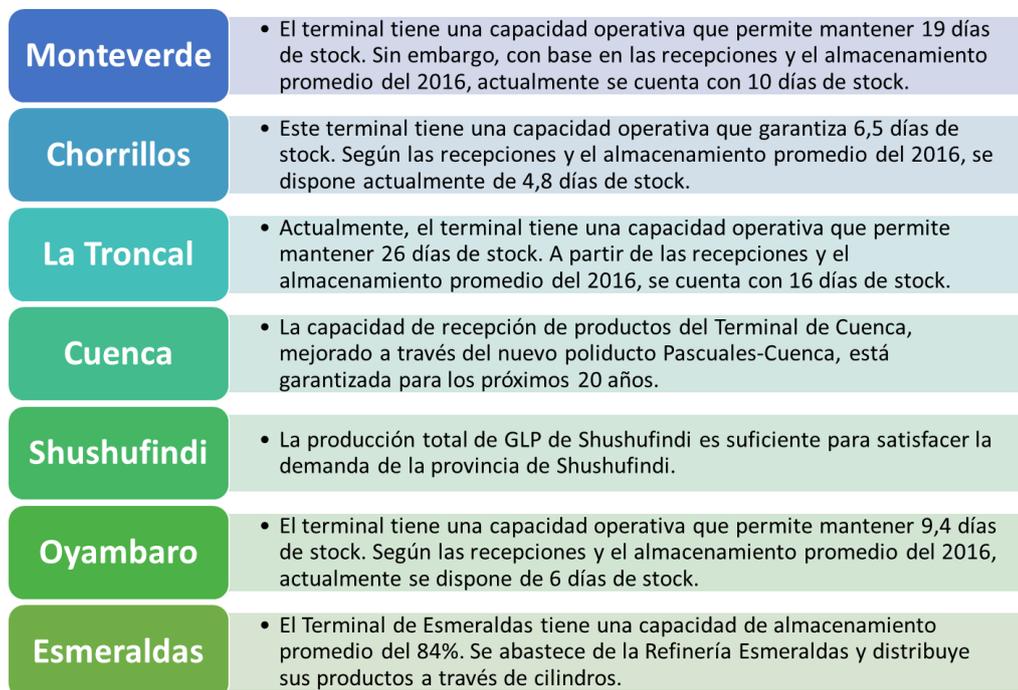


Figura 2.68. Días de stock de los Terminales de GLP en Ecuador

Fuente: (EP PETROECUADOR, 2018)

Elaborado por: Carlos Santacruz

2.11.3. Terminal Monteverde

El Terminal Marítimo Monteverde, es un centro operativo estratégico, que atiende el 80% de la demanda nacional. Se recibe en promedio 88.000 TM de producto por mes (64.000 TM de propano y 24.000 TM de butano). Cada maniobra de atraque, descarga y desatraque, toma alrededor de 48 horas.

Por el ducto de GLP Monteverde – El Chorrillo se bombea en promedio 3.500 TMD, con lo cual abastece la demanda diaria de GLP en el Terminal El Chorrillo (zona sur del país y parte del centro norte) que es de alrededor de 3.000 TMD.

El Terminal Marítimo de Monteverde, localizado en el suroeste de Ecuador, en la provincia de Santa Elena, produce aproximadamente 17.000 toneladas métricas diarias de GLP. Este GLP se almacena en tres esferas y se transfiere a la estación de bombeo de Monteverde según las necesidades del Terminal El Chorrillo, para su distribución en la zona sur del país. (CGE, 2020)

Este sistema se compone de:

- Un muelle de 1,3 km de extensión, habilitado para recibir buques de hasta 75.000 toneladas de peso muerto en su cara norte y hasta 25.000 toneladas en su cara sur.
- Una planta de almacenamiento equipada con:

- a) Dos brazos de carga y dos tanques hidroneumáticos para las operaciones de descarga.
- b) Un sistema de interconexión entre el muelle y los tanques refrigerados, que incluye dos bombas elevadoras de presión, dos tanques hidroneumáticos booster y paquetes de medición.
- c) Instalaciones para el almacenamiento de productos refrigerados, que cuentan con dos tanques de propano con capacidad de 18.500 TM cada uno, dos tanques de butano de 9.100 TM cada uno y tres esferas de GLP con capacidad total de 4.800 TM.

Las operaciones de la Terminal Marítima de Monteverde se dividen en cuatro fases:

1. Descarga de butano y propano en el muelle.
2. Almacenamiento de butano y propano.
3. Mezcla y medición de GLP.
4. Almacenamiento y/o despacho de GLP.

Para llevar a cabo estas operaciones, la terminal cuenta con:

1. Muelle norte para el atraque de buques y la descarga de propano, butano y/o GLP.
2. Puente de acceso al muelle de descarga.
3. Planta de almacenamiento y despacho que incluye:
 - a) Cuatro tanques criogénicos, dos de propano (-42°C) y dos de butano (-3°C).
 - b) Bombas de transferencia para mover el propano y butano de los tanques criogénicos hacia los calentadores.
 - c) Estación de calentadores para incrementar los grados centígrados de los gases de propano y butano antes de la mezcla.
 - d) Planta de nitrógeno para suministrar nitrógeno para la limpieza de los brazos de descarga.
 - e) Grupo de frío para recuperar gas evaporado de propano y butano durante los procesos de transporte, bombeo y calentamiento.
 - f) Piperacks para transportar gas butano y propano a diversas áreas de procesamiento, almacenamiento y despacho.
 - g) Sistema de medición y mezcla para controlar la cantidad de propano y butano utilizada en la mezcla de GLP y la cantidad despachada.
 - h) 3 esferas presurizadas de almacenamiento (GLP) para almacenar GLP a alta presión procesado desde el tren de mezcla y medición.

El sistema integral de transporte, almacenamiento y distribución para la zona sur del país está conformado por:

- | | |
|----------------------------------|---------------------------------|
| 1. Muelle | 4. Ducto Monteverde – Chorrillo |
| 2. Planta de almacenamiento | 5. Terminal El Chorrillo |
| 3. Estación de bombeo Monteverde | |

2.11.3.1. Ubicación geográfica del Proyecto Monteverde - Chorrillo

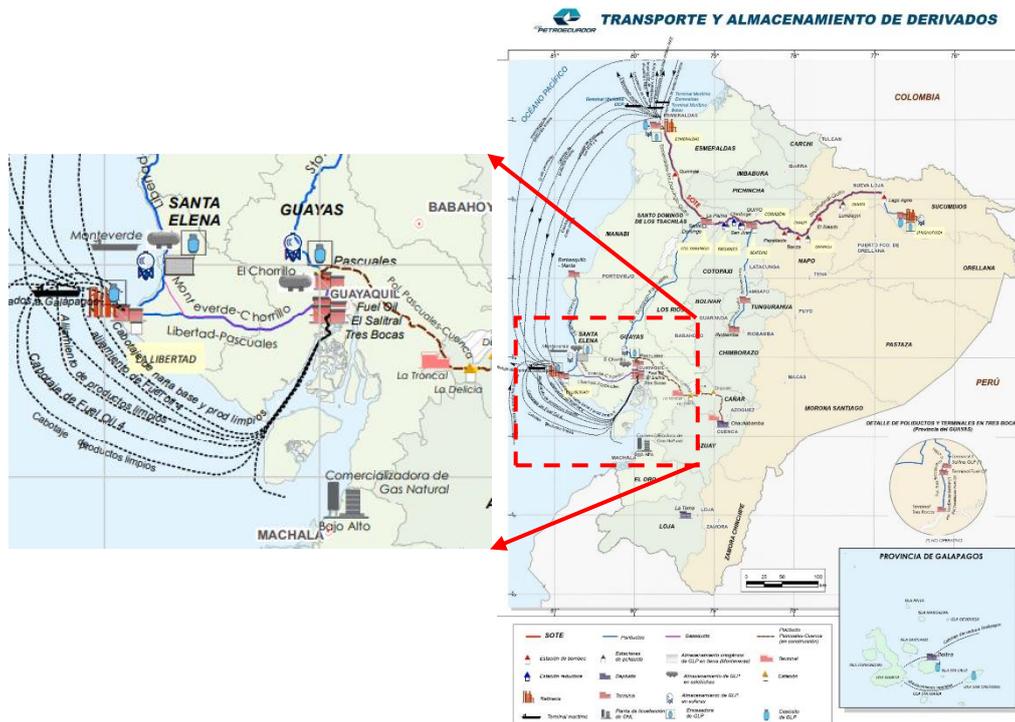


Figura 2.69. Ubicación geográfica del proyecto Monteverde - Chorrillo

Fuente: (EP PETROECUADOR, 2016)

Modificado por: Carlos Santacruz

2.11.3.2. Descripción del proyecto Monteverde - Chorrillo

Un puerto marítimo, una terminal de almacenamiento en tierra, un sistema de despacho en Monteverde y un polducto hasta El Chorrillo, parroquia Pascuales, en la provincia del Guayas, forman parte del proyecto Monteverde - Chorrillo.

La terminal marítima de Monteverde incluye un muelle de 1.380 metros de longitud con capacidad de atraque de hasta 75.000 toneladas para embarcaciones de gran calado (hasta 23 m). Las 70.000 toneladas de almacenamiento criogénico en tierra se dividen en dos tanques para butano y dos para propano. Tras su procesamiento, estos productos se transforman en GLP, que se almacena in situ en tres esferas. (León, Saca, & Colmont, 2015)

2.11.3.3. Puerto marítimo Monteverde

El puerto marítimo de Monteverde tiene una capacidad de transporte de aproximadamente 800 toneladas por hora (TM/h) de propano refrigerado y 400 TM/h de butano refrigerado, recibidos desde un buque refrigerado.

El objetivo es minimizar las paradas no programadas y garantizar la continuidad en la producción de GLP. El terminal cuenta con brazos de carga y descarga independientes, líneas de líquido y vapor con válvulas motorizadas, y sistemas de control para mantener los valores de flujo requeridos. Además, dispone de instalaciones para recibir diésel sucio

de buques y enviar diésel limpio y agua potable, con una planta de tratamiento en tierra. (León, Saca, & Colmont, 2015)

MUELLE MONTEVERDE

- Capacidad de atraque de buques de hasta 75.000 toneladas de peso muerto (DWT) en su lado Norte y de hasta 40.000 DWT en su lado Sur.
- En la plataforma de atraque, la profundidad es de 23 metros en marea baja.
- Para descarga de propano y butano cuenta con dos líneas de 18 pulgadas de diámetro.



Figura 2.70. Vista aérea de muelle Monteverde

Fuente: (EP PETROECUADOR, s.f.)

Se ha construido un muelle para la descarga de gas, que consta de un puente de acceso de 1.383 metros de largo por 16,2 metros de ancho, con cepas a 15 metros, una plataforma de operación de 40 metros por 50,3 metros y una plataforma de atraque de 79 metros de largo por 9,7 metros de ancho, con 7 duques de amarre y atraque. (Bolaños, 2015)

CAPACIDAD MÁXIMA DE ALMACENAMIENTO DE GLP EN RECIPIENTES

La capacidad máxima de almacenamiento de GLP en recipientes se refiere a la cantidad máxima de líquido que puede contener de manera segura un recipiente, de modo que, incluso a la temperatura máxima esperada, no llegue a ocupar la totalidad de su capacidad.

Un sistema de almacenamiento de líquidos inflamables y combustibles debe ser construido de forma sólida, instalado adecuadamente y recibir un mantenimiento físico mecánico adecuado para reducir al mínimo los riesgos, dado que el almacenamiento no implica actividades donde un error humano pueda resultar en derrames, y también para mantener la mayor distancia posible de fuentes de ignición.



Figura 2.71. Tanque criogénico y esferas de almacenamiento de GLP

Fuente: (Bolaños, 2015)

Bolaños (2015) menciona que, “basándose en la densidad relativa y la temperatura del producto, es posible determinar su capacidad volumétrica máxima y sus propiedades específicas”.



Figura 2.72. Esferas y recipientes horizontales de almacenamiento de GLP

Fuente: (Bolaños, 2015)

Los recipientes de GLP en fase líquida se expanden más que los recipientes que los contienen debido a la temperatura, por lo que no deben llenarse completamente para permitir la absorción del diferencial de dilatación y evitar la generación de presiones no deseadas. (Bolaños, 2015)

2.11.3.4. Facilidades de Superficie

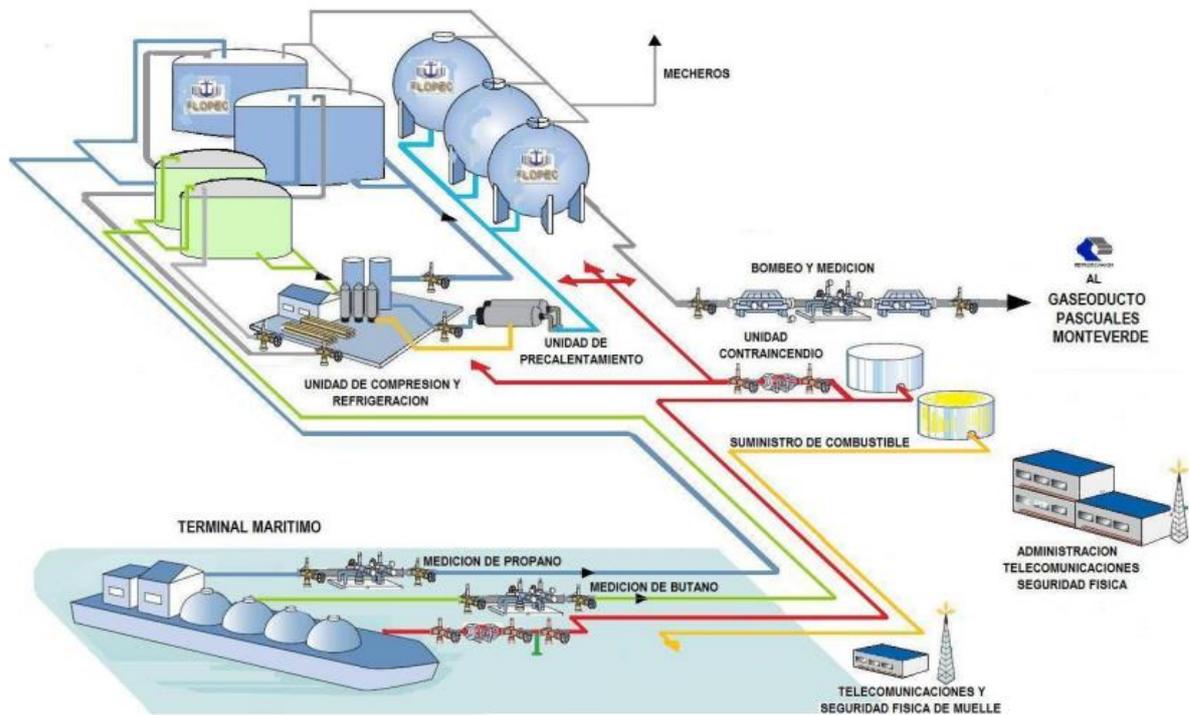


Figura 2.73. Terminal de almacenamiento de GLP Monteverde

Fuente: (León, Saca, & Colmont, 2015)



Figura 2.74. Vista aérea del terminal de almacenamiento Monteverde

Fuente: (EP PETROECUADOR, s.f.)

Los tanques de almacenamiento refrigerado de propano tienen una capacidad de 18.700 TM o 32.700 m³ cada uno, con un diámetro de 41 m. Para el almacenamiento de butano, se dispone de tanques con capacidad para 8.800 TM y un diámetro de 29,4 m. En total, la planta tiene una capacidad de almacenamiento de 55.000 TM, tanto refrigerado como presurizado.

“La capacidad de producción del terminal es de hasta 19.000 TM/día, con un rango de temperatura de 0 °C a 5 °C, lo que garantiza un suministro de aproximadamente 8.000 TM/día de GLP para PETROECUADOR” (León, Saca, & Colmont, 2015).

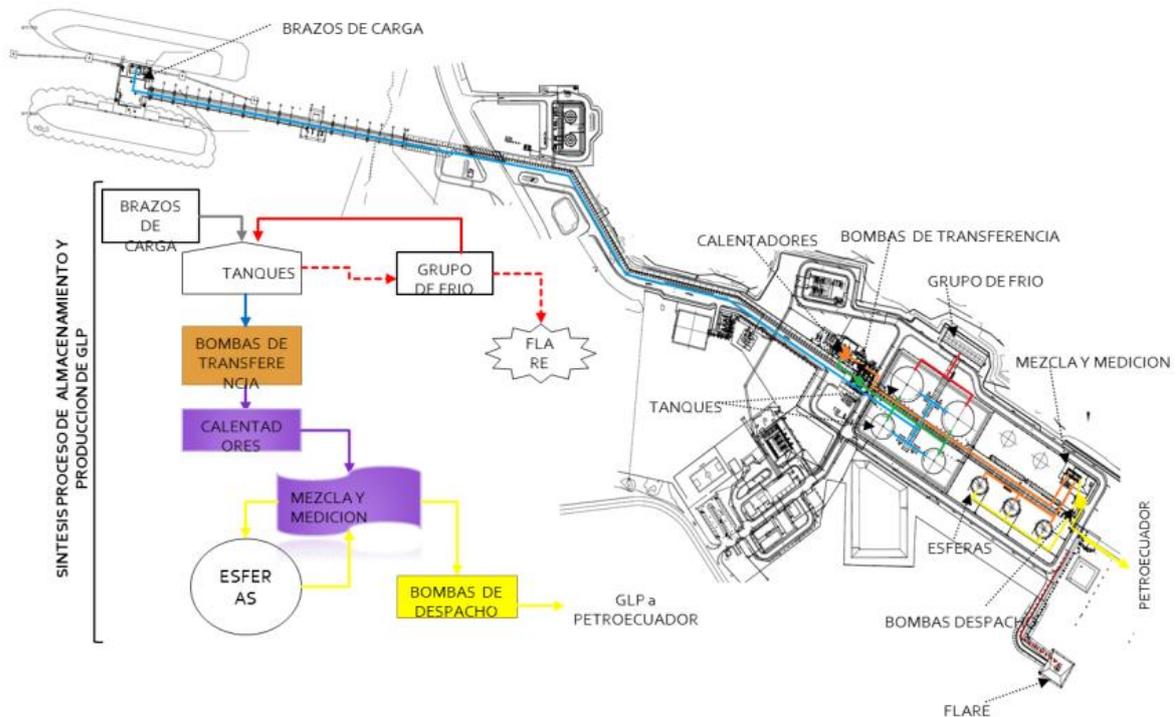


Figura 2.75. Diagrama del terminal de almacenamiento Monteverde
Fuente: (EP PETROECUADOR, s.f.)

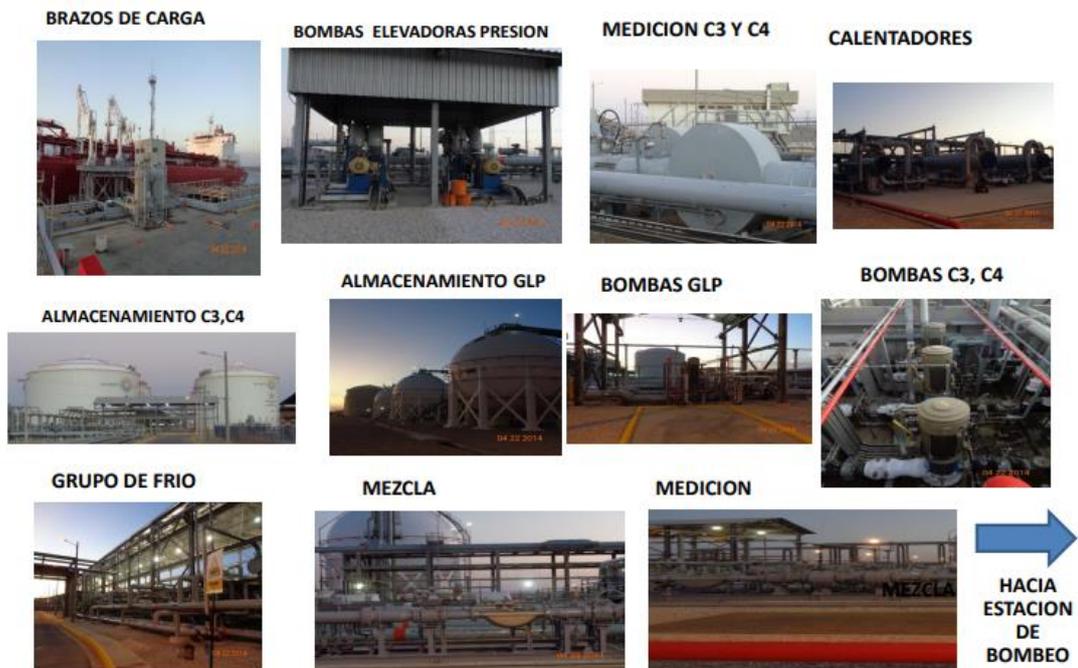


Figura 2.76. Esquema de puerto marítimo del terminal de GLP Monteverde
Fuente: (EP PETROECUADOR, s.f.)

2.11.3.4.1. *Interconexión Muelle – Tanques Refrigerados*

“La conexión entre el muelle y los tanques refrigerados se realiza mediante un sistema de tuberías con líneas de carga y descarga de propano y butano, estaciones de medición y líneas de descarga de bombas hacia los calentadores” (León, Saca, & Colmont, 2015).

2.11.3.4.2. *Tanques de Almacenamiento de Propano y Butano*

El propano y el butano se almacenan en tanques verticales aislados y refrigerados en la planta de almacenamiento, con una capacidad total de 95.000 m³. Estos tanques permiten mantener los productos a bajas temperaturas y altas presiones de vapor, facilitando la transferencia a esferas presurizadas mediante bombas de transferencia. (León, Saca, & Colmont, 2015)

En la Tabla 2.11. (ANEXOS) se pueden revisar las principales características de los tanques de butano y propano

2.11.3.4.3. *Esferas De Almacenamiento*

La capacidad de almacenamiento en las esferas de Monteverde es de 3.180 m³, con un diámetro interno de 18.250 m. Estas esferas pueden almacenar propano y butano a una temperatura de 5 °C a 40 °C y a una presión interna entre 2,7 bar y 14,7 bar. (León, Saca, & Colmont, 2015)

En la Tabla 2.12. (ANEXOS) se pueden encontrar características de las esferas de almacenamiento de GLP

2.11.3.4.4. *Operación De Los Tanques*

Los tanques de almacenamiento están equipados con un sistema de calentamiento eléctrico a prueba de explosiones que mantiene la temperatura mínima en el suelo del tanque. Se utilizan intercambiadores de calor para calentar propano y butano antes de mezclarlos, usando agua de mar como fluido caliente. (León, Saca, & Colmont, 2015)

2.11.3.4.5. *Grupo De Fríos*

“Los grupos de frío, situados tras los tanques refrigerados, re-liquefacionan los vapores de propano y subenfrian el butano para mantener la presión de los tanques” (León, Saca, & Colmont, 2015).

2.11.3.4.6. *Mezcla, Medición Y Almacenamiento De GLP*

El sistema de mezcla y medición de GLP cuenta con dos paquetes, cada uno con dos líneas de entrada de producto (propano y butano), medidores de flujo de masa y válvulas de control de caudal.

2.11.3.4.7. *Bombas De Captura De Agua De Mar*

“Las bombas de agua de mar en el muelle suministran agua para el intercambio térmico en los intercambiadores y grupos de frío. El tanque hidroneumático controla el nivel de agua con aire presurizado” (León, Saca, & Colmont, 2015).

2.11.3.4.8. *Sistema Contra Incendios*

El sistema anti-incendios se conecta a las dos secciones del cabezal principal de las bombas de agua de mar, con dos bombas de respaldo. El anillo contra incendios del muelle se presuriza mediante el cabezal de descarga.

2.11.3.5. Estación de Bombeo

La estación de bombeo cuenta con tres bombas centrífugas que tienen la capacidad de bombear 5.300 TMD hacia el Terminal El Chorrillo. Además, cuenta con almacenamiento adicional mediante dos tanques horizontales de 250 TM cada uno para satisfacer la demanda de la zona circundante. Esta estación incluye una isla de despacho con dos brazos de carga destinados a auto-tanques. (EP PETROECUADOR, s.f.)



Figura 2.77. Estación de bombeo Monteverde

Fuente: (EP PETROECUADOR, s.f.)

2.11.3.6. Gasoducto Monteverde – Chorrillo

El gasoducto Monteverde - Chorrillo, con una capacidad operativa de 5.300 TMD que se extiende a lo largo de 124 km con un diámetro de 12 pulgadas.



Figura 2.78. Ubicación geográfica gasoducto Monteverde-Chorrillo

Fuente: (EP PETROECUADOR, 2014)



Capacidad operativa: 5.300 TMD
Longitud: 124 km
Diámetro: 12 pulgadas

Posee diez (10) casetas de control con válvulas de seccionamiento, detectores de fugas e intrusos para brindar seguridad en las operaciones.

Caseta de control con detección de fugas e intrusos.



Válvula de seccionamiento



Cuarto de control Sistema Scada



Figura 2.79. Gasoducto Monteverde-Chorrillo

Fuente: (EP PETROECUADOR, s.f.)

2.11.4. Terminal Chorrillo

El terminal tiene una capacidad total de despacho de 8.530 TMD, distribuida entre seis islas de despacho para auto-tanques (7.680 TMD) y una nave de envasado con cuatro carruseles para llenar cilindros. En cuanto al almacenamiento, tiene una capacidad de 15.760 TM, compuesta por 16 tanques horizontales de 110 TM y cuatro esferas de 3.500 TM. (EP PETROECUADOR, 2018)



Figura 2.80. Facilidades del terminal El Chorrillo

Fuente: (EP PETROECUADOR, s.f.)

2.11.5. Terminal Oyambaro

2.11.5.1. Ubicación geográfica

El Terminal de GLP Oyambaro está en la vía Pifo-Sangolquí Km 13 ½, al noreste de Quito, en la provincia de Pichincha. Limita con la Planta de Envasado ENI ECUADOR al norte, el relleno sanitario de El Inga al sur, la Planta de Envasado REPSOL-DURAGAS al este, y la quebrada El Inga al oeste, en la comunidad del Inga. (Contreras, 2009).



Figura 2.81. Ubicación del terminal de GLP Oyambaro

Fuente: (EP PETROECUADOR, 2016)

Modificado por: Carlos Santacruz

2.11.5.2. Descripción del terminal

“El Terminal de GLP Oyambaro, adquirido por la ex-Petrocomercial en 2002 y luego por EP PETROECUADOR en 2010, recibe, almacena y despacha GLP. Se conecta al Poliducto Shushufindi - Quito para recibir GLP y gasolina base en recipientes separados” (Salazar, 2014).



Figura 2.82. Vista lateral del terminal de GLP Oyambaro

Fuente: (Salazar, 2014)

2.11.5.3. *Facilidades de superficie*

Unidades operativas del Terminal de GLP Oyambaro:

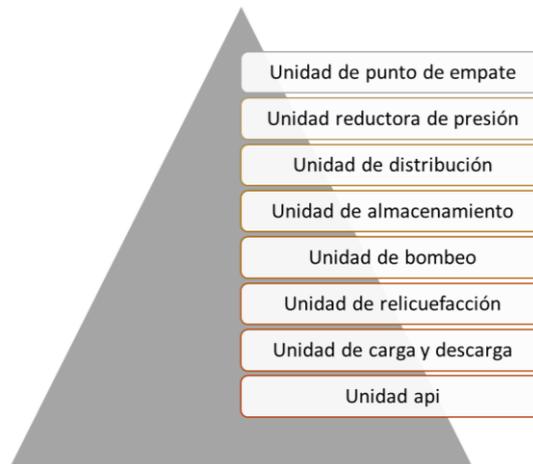


Figura 2.83. Unidades operativas del Terminal de GLP Oyambaro

Fuente: (Salazar, 2014)

Elaborado por: Carlos Santacruz

2.11.5.3.1. *Unidad de punto de empate*

La unidad de conexión al Poliducto Shushufindi-Quito, a 2 km del Terminal de GLP Oyambaro, desvía el GLP hacia los Terminales del Beaterio y Oyambaro mediante una tubería de 4 pulgadas. Dos válvulas manuales alternan la dirección del producto según la densidad, evitando que el GLP llegue al Beaterio. (Salazar, 2014)



Figura 2.84. Unidad de punto de empate Oyambaro
Fuente: (Salazar, 2014)

2.11.5.3.2. *Unidad reductora de presión*

La unidad reductora de presión reduce las altas presiones del poliducto (700-1350 psi) a 80-125 psi para almacenamiento. Equipada con cuatro válvulas, el tren "A" reduce la presión a 180-250 psi y luego a 90-125 psi, mientras que el tren "B" actúa en caso de falla. (Salazar, 2014)



Figura 2.85. Estación reductora de presión Oyambaro
Fuente: (Salazar, 2014)

2.11.5.3.3. *Unidad de distribución (Manifold)*

“El producto de la estación reductora se dirige al manifold con cinco válvulas, dos en uso y tres para futuros proyectos. Una válvula dirige la Gasolina Base-GLP al tanque bullet, y otra el GLP a las esferas” (Salazar, 2014).



Figura 2.86. Manifold de distribución Oyambaro
Fuente: (Salazar, 2014)

2.11.5.3.4. Unidad de almacenamiento

“Tiene tres esferas presurizadas para almacenar GLP, cada una con una capacidad nominal de almacenamiento de 1.630 m³, un tanque bullet para la interfaz Gasolina Base-GLP de 30 m³, y un tanque Slop para gasolina de 111 m³” (Salazar, 2014).

- a) Las esferas tienen tuberías de entrada y salida para GLP, una línea de drenaje, una línea de seguridad de sobrepresión y una línea para fase vapor.



Figura 2.87. Esferas presurizadas de almacenamiento de GLP Oyambaro
Fuente: (Salazar, 2014)

- b) El tanque bullet recibe la interfaz Gasolina Base-GLP y maneja drenajes y sobrepresiones. Debe mantenerse vacío y se usa un compresor para separar productos almacenados.



Figura 2.88. Tanque separador Bullet Oyambaro

Fuente: (Salazar, 2014)

- c) El tanque slop almacena nafta base de la separación de la interfaz Gasolina Base-GLP. Se despacha a auto tanques mediante válvulas y bombas específicas.



Figura 2.89. Tanque atmosférico Slop Oyambaro

Fuente: (Salazar, 2014)

2.11.5.3.5. *Unidad de relicuefacción*

La unidad de relicuefacción convierte gases en líquido mediante compresiones y expansiones con turboexpansores. Se utilizan compresores y scrubbers para separar y licuar el GLP, manteniendo la presión adecuada en las esferas. (Salazar, 2014)



Figura 2.90. Unidad de relicuefacción Oyambaro

Fuente: (Salazar, 2014)

2.11.5.3.6. *Unidad de bombeo*

La unidad de bombeo cuenta con ocho bombas para trasladar GLP a la isla de carga y las comercializadoras. Algunas se usan para distribuir GLP a industrias específicas y otras para cargar tanqueros y devolver GLP a las esferas o cargar nafta base. (Salazar, 2014)



Figura 2.91. Unidad de bombeo Oyambaro

Fuente: (Salazar, 2014)

2.11.5.3.7. *Unidad de carga y descarga*

La unidad de carga y descarga para tanqueros tiene dos partes, A y B, con ocho celdas conectadas a un indicador digital para controlar el volumen. Se carga GLP en camiones cisterna abriendo válvulas y conectando líneas. El despacho se detiene al alcanzar el 85% de llenado. (Salazar, 2014)



Figura 2.92. Unidad de carga – descarga Oyambaro

Fuente: (Salazar, 2014)

2.11.5.3.8. *Unidad API*

La principal función de esta unidad API es dividir el agua de los hidrocarburos procedentes del tanque slop usando la densidad.



Figura 2.93. Unidad API Oyambaro

Fuente: (Salazar, 2014)

2.11.5.3.9. *Sistema contra incendios*

“El sistema de prevención de incendios activa el flujo de agua de las piscinas en emergencias, siguiendo normas específicas para mantener el equipo en óptimas condiciones. Es vital elegir el extintor correcto y realizar mantenimiento regular” (Salazar, 2014).



Figura 2.94. Sistema contra incendios Oyambaro

Fuente: (Salazar, 2014)

2.11.5.3.10. *Área administrativa*

“El área administrativa tiene oficinas, baterías sanitarias, comedor, cocina, vestidores y control de acceso” (Salazar, 2014).



Figura 2.95. Área administrativa Oyambaro

Fuente: (Salazar, 2014)

2.11.5.3.11. *Cuarto de control*

“Se usa para supervisar los niveles de producto en los tanques, operar equipos mediante válvulas y mostrar la instrumentación en monitores HMI” (Salazar, 2014).



Figura 2.96. Cuarto de control Oyambaro

Fuente: (Salazar, 2014)

2.11.5.3.12. Cámara de transformador y generador

“Para el suministro eléctrico, el Terminal tiene una cámara de transformación conectada al Sistema Nacional Interconectado, con un generador de emergencia en caso de cortes de energía” (Salazar, 2014).



Figura 2.97. Área de transformadores y generador Oyambaro

Fuente: (Salazar, 2014)

3. METODOLOGÍA

En este capítulo se detallará de forma específica las actividades que se realizaron para poder cumplir con los objetivos planteados.

El método hipotético-deductivo se emplea en este Trabajo de Integración Curricular debido a su capacidad para estructurar la investigación de manera lógica y rigurosa. Al formular hipótesis basadas en observaciones y conocimientos previos, se establecen predicciones que guían la recolección de datos.

Estos datos son analizados para confirmar o refutar las hipótesis, lo que permite una comprensión más profunda de los aspectos técnicos, operativos y ambientales relacionados con el almacenamiento y transporte de gas en el Campo Amistad. Este enfoque proporciona una base sólida para formular recomendaciones basadas en evidencias concretas y experticia, contribuyendo así a una investigación integral y rigurosa.

La metodología de este Trabajo de Integración Curricular, enfocado en el almacenamiento y transporte de gas en el Campo Amistad, Ecuador, se estructura de la siguiente manera:

3.1. Enfoque de la Investigación

El enfoque adoptado para este Trabajo de Integración Curricular se basa exclusivamente en elementos cualitativos. Se ha elegido este enfoque debido a su capacidad para proporcionar una comprensión profunda y detallada de las tecnologías empleadas, así como de las prácticas actuales en el Campo Amistad en relación con el almacenamiento y transporte de gas.

A través de métodos cualitativos, se explorarán en profundidad las percepciones, experiencias y opiniones de los expertos en el campo y el personal operativo involucrado en estas actividades.

Esto permitirá identificar los desafíos, oportunidades y áreas de mejora de las operaciones de gas en el Campo Amistad desde una perspectiva cualitativa. Además, este enfoque cualitativo permitirá una evaluación detallada de las implicaciones sociales, ambientales y económicas de las tecnologías y prácticas actuales, así como de cualquier innovación propuesta en el sector del gas.

Mediante el análisis cualitativo, se busca generar recomendaciones fundamentadas en la comprensión profunda de las dinámicas operativas del Campo Amistad en relación con el almacenamiento y transporte de gas.

3.2. Tipo de Investigación

La investigación se caracteriza principalmente por ser descriptiva y explicativa. En primer lugar, se llevará a cabo una descripción detallada del estado actual del almacenamiento y transporte de gas en el Campo Amistad, analizando las tecnologías utilizadas, las prácticas operativas, las regulaciones vigentes y cualquier otro aspecto relevante. Esta descripción

servirá como base para comprender el panorama actual y establecer un punto de partida claro para la investigación.

Además de la descripción, la investigación buscará explicar cómo diferentes tecnologías y prácticas influyen en la eficiencia y sostenibilidad de las operaciones de almacenamiento y transporte de gas en el Campo Amistad. Se analizarán los factores que contribuyen al éxito o fracaso de estas operaciones.

Asimismo, la investigación tiene un componente exploratorio, que consiste en investigar nuevas tecnologías y prácticas innovadoras en el sector del almacenamiento y transporte de gas. Se buscará identificar tendencias emergentes, avances tecnológicos y mejores prácticas en otras regiones o industrias que puedan ser aplicables al contexto del Campo Amistad.

Este enfoque exploratorio permitirá ampliar el horizonte de la investigación y proporcionar recomendaciones basadas en las últimas tendencias y desarrollos en el campo.

3.3. Técnica de Recolección de Información

La recolección de información se llevará a cabo mediante diversas técnicas para garantizar una comprensión completa y profunda del tema en estudio.

- En primer lugar, se realizará un *análisis documental* exhaustivo, que implicará la revisión minuciosa de la literatura académica pertinente, informes técnicos, estudios de caso relevantes y datos históricos relacionados específicamente con el Campo Amistad. Este análisis permitirá obtener una visión amplia y fundamentada de las tecnologías, prácticas y políticas asociadas con el almacenamiento y transporte de gas en el área de estudio.
- Además del análisis documental, se llevarán a cabo *entrevistas y consultas* con expertos en el campo y personal que trabaja directamente en el Campo Amistad. Estas interacciones proporcionarán perspectivas prácticas y experiencias reales sobre las operaciones, los desafíos enfrentados y las oportunidades identificadas en relación con el almacenamiento y transporte de gas. La información obtenida de estas entrevistas será fundamental para complementar y enriquecer los datos recopilados a través del análisis documental.

3.4. Muestra

La unidad de investigación se enfocará específicamente en el Campo Amistad como objeto de estudio. Se analizarán en detalle las operaciones, tecnologías implementadas y políticas de manejo relacionadas con el almacenamiento y transporte de gas en esta área específica.

Al centrarse en un caso de estudio concreto, se podrá profundizar en las particularidades y características únicas del Campo Amistad, lo que permitirá obtener información relevante y aplicable a dicho contexto.

3.5. Hipótesis o Supuestos de Partida

Dado que la investigación se enfocará exclusivamente en un análisis cualitativo, en lugar de formular hipótesis específicas, se presentarán supuestos de partida que guiarán la exploración y el análisis de los datos cualitativos obtenidos:

- Supuesto 1: Se presume que las tecnologías y prácticas actuales de almacenamiento y transporte de gas en el Campo Amistad pueden presentar áreas de mejora y optimización, basadas en la revisión de la literatura existente y la experiencia práctica de los expertos en el campo. Este supuesto se fundamenta en la comprensión de que cualquier proceso o sistema operativo siempre puede ser refinado para aumentar su eficacia y sostenibilidad, incluso sin datos cuantitativos para respaldar este análisis.
- Supuesto 2: Se asume que existen oportunidades potenciales para la adopción de tecnologías innovadoras en el Campo Amistad que podrían brindar beneficios significativos en comparación con las prácticas establecidas. Este supuesto se deriva de la observación de tendencias emergentes en el sector y la identificación de áreas donde las soluciones convencionales pueden no estar completamente alineadas con los objetivos de eficiencia y sostenibilidad en el almacenamiento y transporte de gas.

Al presentar estos supuestos de partida, se establece una base para la exploración cualitativa y el análisis reflexivo de las prácticas existentes y las posibles direcciones futuras en el Campo Amistad en relación con el almacenamiento y transporte de gas.

3.6. Procedimientos para la Obtención y Análisis de la Información

3.6.1. Recolección de Datos

Se realizará una exhaustiva recopilación de información mediante el análisis documental y la realización de entrevistas con expertos en el campo y personal relacionado con las operaciones de almacenamiento y transporte de gas en el Campo Amistad.

3.6.2. Análisis Cualitativo

Se llevará a cabo una evaluación detallada de las prácticas actuales, las normativas vigentes y las tecnologías utilizadas en el Campo Amistad. Este análisis se centrará en identificar las áreas de mejora de estas prácticas y tecnologías, así como en comprender su impacto en la eficiencia y sostenibilidad de las operaciones de almacenamiento y transporte de gas.

3.6.3. Comparación y Contraste

Se realizará una comparación entre las tecnologías y prácticas existentes en el Campo Amistad y las innovadoras identificadas durante la investigación cualitativa. Este análisis se llevará a cabo para identificar áreas específicas en las que las prácticas actuales podrían mejorarse o en las que la adopción de nuevas tecnologías podría ofrecer ventajas significativas.

Al centrarse únicamente en el análisis cualitativo, se asegura que los procedimientos de investigación sean coherentes con los objetivos del estudio y se maximice la comprensión de las complejidades y particularidades del contexto del Campo Amistad en relación con el almacenamiento y transporte de gas.

3.7. Justificación de la Metodología

La justificación de la metodología, centrada exclusivamente en el análisis cualitativo, puede enfocarse en la siguiente dirección:

La elección de un enfoque exclusivamente cualitativo se fundamenta en la naturaleza exploratoria y descriptiva del estudio, que busca comprender en profundidad las prácticas, tecnologías y regulaciones asociadas al almacenamiento y transporte de gas en el Campo Amistad.

Este enfoque cualitativo permite una investigación detallada y contextualizada, que se ajusta mejor a la naturaleza compleja y multifacética del tema de estudio. Al centrarse en la comprensión de las percepciones, experiencias y opiniones de los actores involucrados en el campo, se puede obtener una visión más holística de los desafíos y oportunidades que enfrenta el sistema de almacenamiento y transporte de gas en el Campo Amistad.

Además, el análisis cualitativo ofrece la flexibilidad necesaria para adaptarse a las dinámicas cambiantes del contexto, permitiendo explorar nuevas ideas, identificar patrones emergentes y capturar matices que podrían pasar desapercibidos en un enfoque puramente cuantitativo.

Esta metodología garantiza una investigación rigurosa y exhaustiva, proporcionando una base sólida para la formulación de recomendaciones prácticas y la toma de decisiones informadas. Asimismo, al enfocarse únicamente en el análisis cualitativo, se simplifica el proceso de recolección y análisis de datos, lo que facilita la replicación del estudio por parte de otros investigadores y la validación de los hallazgos obtenidos.

4. RESULTADOS Y DISCUSIÓN

En este capítulo se va a realizar una comparación en términos de capacidad de almacenamiento, integridad del gas, costos asociados, seguridad, eficiencia y sostenibilidad, entre las tecnologías de transporte y almacenamiento de gas tradicionales, como gasoductos, camiones cisterna, buques gaseros, cilindros de GPL, tanques de almacenamiento, etc y las tecnologías innovadoras, como inteligencia artificial, internet de las cosas, drones, FLGN, etc.

Además, se van analizar las ventajas y desventajas de cada tecnología innovadora para ver su aplicabilidad en el Campo Amistad.

El Campo Amistad, ubicado en el Golfo de Guayaquil, presenta características geológicas y geográficas que influyen en la exploración, producción y almacenamiento de gas natural. La formación geológica Subibaja ha demostrado ser una fuente potencial de gas natural, con reservas significativas que lo convierten en un área de interés para la industria petrolera.

Es importante mencionar que la mayoría de tecnologías innovadoras van a ser viables únicamente en caso de que se aumente la producción diaria y se encuentren más reservas de gas natural en el Campo Amistad.

Para aumentar la producción, es necesario realizar reacondicionamiento de pozos o perforar nuevos pozos en áreas de interés. Por otro lado, si queremos aumentar las reservas de gas natural, es necesario realizar nuevos estudios geológicos que demuestren que existen más reservas que resulten económicamente viables producir.

Tanto para el aumento de la producción como para el hallazgo de nuevas reservas, es requisito realizar una fuerte inversión; caso contrario, no sería viable implementar estas nuevas tecnologías con la infraestructura existente, sin embargo las tecnologías digitales como la inteligencia artificial y el internet de las cosas, podrían mejorar las operaciones de transporte y almacenamiento de gas natural en el Campo Amistad, sin necesidad de realizar una fuerte inversión.

4.1. Análisis Comparativo

4.1.1. Capacidad de Almacenamiento

- **Tecnologías tradicionales:**

Los buques de GNL son los más grandes, con una capacidad promedio de 125,000 m³. Los buques de GLP son más pequeños, con una capacidad promedio de 70,000 m³. Los buques de GNC son los más pequeños, con una capacidad promedio de 3,500 m³.

Los gasoductos y poliductos tienen una capacidad de transporte continua, pero limitada por el diámetro y la presión del sistema. Actualmente solo se usa un gasoducto para transportar el gas natural desde el Campo Amistad hasta la Planta de GN de Bajo Alto.

- **Tecnologías innovadoras:**

Se están desarrollando nuevas tecnologías para el almacenamiento de gas en materiales porosos, como rocas y minerales, que podrían ofrecer una mayor capacidad de almacenamiento en comparación con los métodos tradicionales. Por ejemplo el almacenamiento de gas natural adsorbido (ANG) es una tecnología emergente que implica la adsorción de gas natural en materiales altamente porosos, como el carbón activado. Esta tecnología permite una mayor capacidad de almacenamiento al aprovechar la adsorción, reduce el riesgo de explosiones o fugas, y posibilita el almacenamiento in situ para aplicaciones residenciales y de pequeña escala.

Algo muy importante que se debe mencionar es que los terminales de almacenamiento de GLP ubicados en Chorrillo, Monteverde, Oyambaro y Cuenca son relativamente nuevos, es decir se aumentó la capacidad de almacenamiento de GLP en nuestro país gracias a la construcción de estos terminales.

4.1.2. Integridad del Gas

- **Tecnologías tradicionales:**

- Inspección Visual: Se realiza de forma periódica para detectar posibles fugas o daños en las infraestructuras.
- Pruebas Hidrostáticas: Se aplican para verificar la resistencia y estanqueidad de las tuberías y recipientes de almacenamiento.
- Mantenimiento Preventivo: Se lleva a cabo regularmente para garantizar el buen funcionamiento de equipos y estructuras.

- **Tecnologías innovadoras:**

- Sensores Inteligentes: Permiten monitorear en tiempo real condiciones como presión, temperatura y posibles fugas, mejorando la detección temprana de problemas.
- Inteligencia Artificial (IA): Puede analizar grandes volúmenes de datos para predecir fallas potenciales y optimizar las operaciones de mantenimiento.
- Internet de las Cosas (IoT): Conecta dispositivos y equipos para recopilar y compartir información, facilitando la supervisión remota y la toma de decisiones.
- Drones: Permiten inspeccionar áreas de difícil acceso de manera rápida y segura, identificando posibles problemas sin interrumpir las operaciones.

La adopción de tecnologías innovadoras puede mejorar significativamente la integridad del gas en el Campo Amistad, ofreciendo una mayor eficiencia, seguridad y sostenibilidad en las operaciones de transporte y almacenamiento de gas natural.

4.1.3. Costos Asociados

El análisis comparativo de los costos asociados entre tecnologías tradicionales y tecnologías innovadoras en el transporte y almacenamiento de GN en el Campo Amistad puede ser complejo y dependerá de varios factores específicos de cada tecnología y de la

operación en sí misma. Sin embargo, se pueden mencionar algunas consideraciones generales:

- **Costos de Implementación:**

Las tecnologías tradicionales pueden tener costos de implementación más bajos debido a su mayor disponibilidad y familiaridad en el mercado. Por otro lado, las tecnologías innovadoras pueden implicar inversiones iniciales más altas debido a su novedad y a la necesidad de adaptar la infraestructura existente.

- **Costos Operativos:**

Las tecnologías innovadoras tienden a ofrecer mayor eficiencia en el uso de recursos, lo que puede resultar en menores costos operativos a largo plazo. Por ejemplo, sistemas de monitoreo avanzado pueden reducir los costos asociados a mantenimiento al permitir una detección temprana de problemas.

- **Costos de Mantenimiento:**

Las tecnologías tradicionales pueden requerir mantenimiento más frecuente y costoso debido a su mayor propensión a fallas y desgaste. Las tecnologías innovadoras, al ser más eficientes y tener un diseño más avanzado, pueden tener costos de mantenimiento más bajos.

- **Costos de Capacitación:**

La implementación de tecnologías innovadoras puede requerir capacitación adicional para el personal, lo que puede representar un costo adicional inicial. Sin embargo, esta inversión en capacitación puede traducirse en ahorros a largo plazo al mejorar la eficiencia y reducir los errores operativos.

En general, si bien las tecnologías innovadoras pueden implicar mayores costos iniciales, su eficiencia y capacidad para mejorar la seguridad y sostenibilidad de las operaciones pueden resultar en ahorros significativos a largo plazo. Es importante realizar un análisis detallado de costos y beneficios para determinar la viabilidad económica de la adopción de estas tecnologías en el Campo Amistad.

4.1.4. Seguridad

El análisis comparativo de seguridad entre tecnologías tradicionales e innovadoras en el transporte y almacenamiento de GN en el Campo Amistad revela diferencias significativas en varios aspectos clave.

- **Detección de fugas:**

Las tecnologías tradicionales a menudo dependen de métodos manuales o sensores fijos para detectar fugas, lo que puede resultar en tiempos de detección más largos y riesgos potenciales. Por otro lado, las tecnologías innovadoras, como sensores inteligentes y sistemas de monitoreo en tiempo real, permiten una detección más rápida y precisa de fugas, lo que mejora la seguridad y reduce el riesgo de incidentes.

- **Prevención de fugas:**

Las tecnologías tradicionales pueden carecer de medidas preventivas efectivas para evitar fugas, lo que aumenta la probabilidad de que ocurran. En contraste, las tecnologías innovadoras suelen incluir sistemas de prevención avanzados, como válvulas de cierre automático y sistemas de control de presión, que reducen significativamente el riesgo de fugas y mejoran la seguridad operativa.

- **Respuesta a emergencias:**

En caso de una fuga o incidente, las tecnologías tradicionales pueden tener sistemas de respuesta lenta o limitada, lo que dificulta la mitigación o contención del problema. Las tecnologías innovadoras, por otro lado, suelen estar equipadas con sistemas de respuesta rápida y efectiva, como drones de inspección y equipos de control remoto, que permiten una respuesta más eficiente a las emergencias y reducen los riesgos para el personal.

- **Seguridad del personal:**

Las tecnologías tradicionales pueden implicar un mayor riesgo para el personal debido a la necesidad de realizar tareas manuales en entornos potencialmente peligrosos. Las tecnologías innovadoras, al incorporar sistemas automatizados y robóticos, reducen la exposición del personal a situaciones de riesgo y mejoran la seguridad en el lugar de trabajo.

En resumen, las tecnologías innovadoras ofrecen ventajas significativas en términos de seguridad en comparación con las tecnologías tradicionales en el transporte y almacenamiento de GN en el Campo Amistad. Estas mejoras se traducen en una mayor capacidad para prevenir, detectar y responder a fugas y otros incidentes, lo que resulta en un entorno operativo más seguro y sostenible.

4.1.5. Eficiencia

- **Tecnologías Tradicionales:**

- Transporte por Gasoducto: El método convencional de transporte de gas natural a través de gasoductos es eficiente en términos de costo y capacidad de transporte a largas distancias. Sin embargo, puede haber pérdidas por fricción y fugas a lo largo del gasoducto, lo que reduce la eficiencia energética y aumenta los riesgos ambientales y de seguridad.
- Almacenamiento en Tanques: El almacenamiento en tanques convencionales puede ser eficiente en términos de capacidad y flexibilidad operativa. Sin embargo, la tecnología tradicional puede requerir mantenimiento frecuente y puede tener limitaciones en términos de seguridad y gestión de la integridad de los tanques.

- **Tecnologías Innovadoras:**

- Sistemas de Monitoreo Avanzado: La implementación de sistemas de monitoreo avanzado basados en inteligencia artificial y sensores IoT puede mejorar la eficiencia al proporcionar una supervisión en tiempo real de las operaciones. Esto permite una detección temprana de

problemas y una respuesta más rápida, reduciendo los tiempos de inactividad y mejorando la eficiencia operativa.

- Tecnologías de Gestión de la Integridad: Las tecnologías innovadoras, como el uso de drones para inspecciones, pueden mejorar la eficiencia al permitir inspecciones más rápidas y detalladas de la infraestructura de transporte y almacenamiento. Esto ayuda a identificar y abordar los problemas de integridad de manera oportuna, reduciendo los riesgos y mejorando la eficiencia operativa.
- Optimización de Procesos: Las tecnologías innovadoras también pueden incluir sistemas de optimización de procesos que mejoran la eficiencia energética y operativa de las instalaciones de transporte y almacenamiento. Esto se logra mediante la implementación de algoritmos avanzados que optimizan el flujo de gas y minimizan las pérdidas.

Las tecnologías innovadoras ofrecen un potencial significativo para mejorar la eficiencia en el transporte y almacenamiento de GN en el Campo Amistad. Estas tecnologías permiten una supervisión más efectiva, una detección temprana de problemas, una gestión más eficiente de la integridad y una optimización de procesos, lo que se traduce en una operación más eficiente y rentable.

4.1.6. Sostenibilidad

- **Tecnologías tradicionales:**

Las prácticas convencionales pueden tener un impacto ambiental negativo debido a la falta de medidas de mitigación de impactos y la gestión ineficiente de recursos. Por ejemplo, la falta de detección temprana de fugas puede resultar en la liberación no controlada de gases de efecto invernadero.

- **Tecnologías innovadoras:**

Las tecnologías avanzadas están diseñadas para mejorar la sostenibilidad al reducir las emisiones, minimizar los residuos y optimizar el uso de recursos. Por ejemplo, los sistemas de monitoreo continuo pueden ayudar a prevenir fugas y reducir las emisiones, mientras que los drones pueden identificar áreas de mejora en la infraestructura para minimizar el impacto ambiental.

Las tecnologías innovadoras en el transporte y almacenamiento de gas natural en el Campo Amistad ofrecen ventajas significativas sobre las tradicionales.

En términos de integridad del gas, las nuevas tecnologías permiten una detección temprana de fugas y problemas, garantizando un mayor nivel de seguridad y confiabilidad en comparación con las tecnologías tradicionales. En cuanto a los costos asociados, si bien las tecnologías innovadoras pueden requerir una inversión inicial más alta, ofrecen un potencial de ahorro a largo plazo debido a su eficiencia y menor necesidad de mantenimiento, en comparación con las tradicionales. En cuanto a la capacidad de almacenamiento, las tecnologías innovadoras permiten una gestión más eficiente de la

infraestructura, lo que se traduce en una mayor capacidad de almacenamiento y una mejor optimización de los recursos disponibles.

En términos de eficiencia, las nuevas tecnologías permiten una mejor gestión de recursos y una reducción de pérdidas, mientras que las tradicionales presentan mayores propensiones a pérdidas y consumo ineficiente. En cuanto a sostenibilidad, las innovadoras destacan por su enfoque en la mitigación de impactos ambientales y la optimización de recursos, en contraste con las tradicionales, que muestran un menor énfasis en este aspecto. En seguridad, las tecnologías innovadoras ofrecen una detección temprana de problemas de integridad y una mayor seguridad operativa, mientras que las tradicionales son menos eficaces en este aspecto.

En resumen, las tecnologías innovadoras en el Campo Amistad destacan por su eficiencia, seguridad, sostenibilidad y capacidad de almacenamiento en comparación con las tecnologías tradicionales.

4.2. Ventajas y Desventajas

Para ver el desglose de las ventajas y desventajas de las tecnologías tradicionales con las innovadoras, revisar las Tablas 2.13. y 2.14. (ANEXOS).

Las tecnologías tradicionales ofrecen soluciones probadas y efectivas en el transporte y almacenamiento de gas, pero enfrentan desafíos en términos de capacidad, seguridad y sostenibilidad.

Las tecnologías innovadoras, por otro lado, presentan oportunidades para mejorar la eficiencia, seguridad y sostenibilidad, pero requieren inversiones significativas, investigación y desarrollo, y enfrentan desafíos en términos de implementación y adaptabilidad.

La combinación de tecnologías tradicionales e innovadoras puede ser la clave para abordar los desafíos actuales y futuros en el transporte y almacenamiento de gas.

4.3. Aplicabilidad de Tecnologías Innovadoras en el Campo Amistad

En la siguiente sección se va a discutir de las ventajas y desventajas de implementar tecnologías como la inteligencia artificial (IA), el Internet de las cosas (IoT) y los drones en el Campo Amistad.

1. Inteligencia Artificial (IA)

Ventajas

- Mejora de la eficiencia operativa: La IA puede optimizar la gestión de la infraestructura y los recursos, reduciendo costos y tiempos de operación.
- Detección temprana de problemas: Los sistemas de IA pueden identificar anomalías en tiempo real, permitiendo una respuesta rápida a posibles fugas u otros problemas.

- Mayor seguridad: La IA puede predecir y prevenir riesgos de seguridad, mejorando la protección del personal y de las instalaciones.
- Optimización del mantenimiento: Al predecir fallas potenciales, la IA puede ayudar a planificar el mantenimiento de manera más eficiente, reduciendo tiempos de inactividad.
- Mejora en la toma de decisiones: La IA puede analizar grandes cantidades de datos para ofrecer información útil a los tomadores de decisiones, mejorando la planificación y la estrategia operativa.

Desventajas

- Costo inicial elevado: La implementación de sistemas de IA puede requerir una inversión significativa en tecnología y capacitación.
- Complejidad: La integración de sistemas de IA en las operaciones existentes puede ser compleja y requerir cambios en los procesos establecidos.
- Dependencia de datos: La efectividad de la IA depende de la calidad y disponibilidad de los datos, lo que puede ser un desafío en entornos operativos complejos.
- Riesgos de seguridad cibernética: Los sistemas de IA pueden ser vulnerables a ataques cibernéticos, lo que requiere medidas adicionales de seguridad.
- Impacto en el empleo: La automatización impulsada por la IA puede afectar a los empleos tradicionales, lo que requiere una gestión cuidadosa de la transición laboral.

2. Internet de las Cosas (IoT)

Ventajas

- Monitorización en tiempo real: Los dispositivos IoT pueden proporcionar información en tiempo real sobre el estado de la infraestructura, facilitando la detección temprana de problemas.
- Optimización de la logística: El uso de IoT puede mejorar la gestión de la cadena de suministro, reduciendo costos y tiempos de transporte.
- Mayor seguridad: Los sensores IoT pueden detectar condiciones peligrosas y enviar alertas, mejorando la seguridad del personal y de las instalaciones.
- Eficiencia energética: La IoT puede ayudar a optimizar el uso de energía en las operaciones de transporte y almacenamiento, reduciendo costos y emisiones.
- Mejora en la toma de decisiones: La IoT puede proporcionar datos precisos y actualizados para apoyar la toma de decisiones informadas y estratégicas.

Desventajas

- Costo inicial y de mantenimiento: La implementación y el mantenimiento de sistemas IoT pueden ser costosos, especialmente en entornos remotos o difíciles de acceder.
- Interoperabilidad: La integración de diferentes dispositivos y sistemas IoT puede ser compleja y requerir estándares de comunicación compatibles.

- Privacidad y seguridad de datos: Los dispositivos IoT pueden ser vulnerables a ataques cibernéticos, lo que plantea riesgos para la privacidad y la seguridad de los datos.
- Dependencia de la conectividad: La efectividad de la IoT depende de una conexión de red sólida y confiable, lo que puede ser un desafío en áreas remotas.
- Impacto en la mano de obra: La automatización impulsada por la IoT puede afectar a los empleos tradicionales, lo que requiere una gestión cuidadosa de la transición laboral.

3. Drones

Ventajas

- Inspecciones más seguras: Los drones pueden realizar inspecciones de infraestructuras y equipos en lugares de difícil acceso sin poner en riesgo la seguridad del personal.
- Eficiencia en costos y tiempos: Las inspecciones con drones pueden realizarse de manera más rápida y económica que los métodos tradicionales, reduciendo los costos operativos.
- Monitorización continua: Los drones pueden proporcionar monitoreo continuo de las instalaciones, permitiendo una detección temprana de problemas y una respuesta más rápida ante emergencias.
- Recopilación de datos: Los drones pueden recopilar datos detallados y precisos sobre el estado de las instalaciones, facilitando la toma de decisiones informadas.
- Reducción de impacto ambiental: El uso de drones puede reducir la necesidad de desplazamientos terrestres y la emisión de gases de efecto invernadero asociados, lo que contribuye a la sostenibilidad ambiental.

Desventajas

- Limitaciones de carga útil: Los drones tienen limitaciones en cuanto a la cantidad de equipos y sensores que pueden transportar, lo que puede limitar su capacidad de inspección.
- Dependencia de condiciones climáticas: Las operaciones con drones pueden estar limitadas por las condiciones climáticas adversas, como vientos fuertes o lluvia intensa.
- Regulaciones y permisos: El uso de drones en operaciones comerciales está sujeto a regulaciones y requisitos de permisos, lo que puede implicar trámites adicionales.
- Interferencia de señales: En áreas densamente pobladas o con infraestructura cercana, la señal de control de los drones puede interferir con otras señales, lo que requiere precaución adicional.
- Capacitación y mantenimiento: Se requiere capacitación especializada para operar drones de manera segura y eficiente, además de costos asociados con el mantenimiento y la reparación de los equipos.

MEJORAS Y BUENAS PRÁCTICAS

- **Monitorización y control remoto con IoT**

La implementación de sensores IoT en el gasoducto y los tanques de almacenamiento permitirá recopilar datos en tiempo real sobre el flujo, la presión y la temperatura del gas. Estos datos pueden ser enviados a una plataforma centralizada donde se analizan y se utilizan para tomar decisiones informadas sobre la operación del gasoducto y la gestión del almacenamiento. La monitorización remota ayudará a detectar posibles problemas de manera temprana, evitando fugas y mejorando la eficiencia operativa.

- **Optimización de rutas y mantenimiento con IA**

Los algoritmos de inteligencia artificial pueden analizar grandes cantidades de datos históricos y en tiempo real para predecir la demanda de gas y optimizar las rutas de transporte. Además, la IA puede ser utilizada para programar el mantenimiento preventivo de manera más eficiente, reduciendo los tiempos de inactividad y mejorando la confiabilidad de la infraestructura.

- **Inspección y monitoreo de infraestructura con drones**

Los drones equipados con cámaras y sensores pueden ser utilizados para inspeccionar visualmente el gasoducto y las instalaciones de almacenamiento de manera rápida y segura. Estas inspecciones pueden detectar posibles daños o anomalías en la infraestructura, permitiendo una respuesta rápida y efectiva para evitar problemas mayores.

- **Automatización de procesos con tecnología SCADA:**

Los sistemas SCADA permiten controlar de manera centralizada la operación de las instalaciones de transporte y almacenamiento de gas. Esto incluye el control del flujo de gas, la presión y la temperatura, así como la detección y respuesta a posibles problemas en tiempo real. La automatización de procesos con SCADA mejora la eficiencia operativa y la seguridad de las operaciones.

- **Gestión inteligente de inventario y logística:**

Los sistemas de gestión inteligente de inventario pueden monitorear los niveles de gas en los tanques de almacenamiento y programar la entrega de gas mediante camiones cisterna de manera más eficiente. Esto ayuda a evitar el exceso de inventario y a optimizar las operaciones de transporte, reduciendo costos y mejorando la eficiencia en general.

4.4. Análisis de la Normativa

El análisis de las normativas relacionadas con el almacenamiento y transporte de gas en el Campo Amistad en Ecuador revela un marco legal completo y detallado que busca regular todas las actividades relacionadas con la industria petrolera y gasífera en el país. La Ley de Hidrocarburos establece el marco legal general para la actividad petrolera y gasífera en Ecuador, incluyendo aspectos como la exploración, explotación, transporte,

comercialización y uso de hidrocarburos, así como la protección del medio ambiente, la seguridad industrial, la fiscalización y la participación del Estado en la industria petrolera. El Reglamento de Operaciones Hidrocarbúferas complementa la ley, estableciendo requisitos técnicos, procedimientos y normas técnicas para garantizar la seguridad, protección del medio ambiente y eficiencia en las operaciones petroleras.

El Reglamento de Actividades de Comercialización de Gas Licuado de Petróleo regula la comercialización de GLP en el país, estableciendo normas y procedimientos para garantizar la seguridad de las personas, proteger el medio ambiente y asegurar el suministro adecuado y oportuno de este combustible. El Tercer Suplemento N° 339 reforma y emite regulaciones relacionadas con la autorización de actividades de comercialización y distribución de derivados de petróleo, biocombustibles y gas licuado de petróleo (GLP), así como la compra y transporte de derivados del petróleo en cuantías domésticas y proyectos de desarrollo territorial.

Por último, la Ley de Facilitación de las Exportaciones y del Transporte Acuático busca promover y facilitar las exportaciones a través del transporte marítimo y fluvial, mejorando la competitividad del país en el comercio internacional y promoviendo el uso de puertos ecuatorianos como plataformas logísticas. En conjunto, estas normativas forman un marco legal integral que busca garantizar la seguridad, eficiencia y sostenibilidad en el almacenamiento y transporte de gas natural en el Campo Amistad en Ecuador.

Para analizar la efectividad en garantizar la seguridad y calidad de las operaciones de transporte y almacenamiento de gas, considerando la normativa mencionada, es importante evaluar varios aspectos:

Norma técnica ecuatoriana NTE INEN

- La normativa establece estándares de seguridad obligatorios para el diseño, construcción, inspección y manejo de instalaciones de gases combustibles en sectores residenciales, comerciales e industriales.
- Su enfoque en adaptar estándares internacionales a las circunstancias locales permite abordar eficazmente los aspectos cruciales en el diseño de sistemas de GLP, garantizando su seguridad y eficiencia.

Código ASME Sección VIII División 1 y 2

- Regula el diseño y construcción de tanques para almacenar GLP, orientándose hacia la construcción y el mantenimiento de tanques a presión.
- Su enfoque en la construcción garantiza que los tanques cumplan con estándares de seguridad y calidad en su diseño y construcción.

Norma NFPA (National Fire Protection Association)

- Establece estándares destinados a la protección contra incendios en sistemas de tuberías de gas combustible en entornos residenciales y en sistemas de GLP.
- Su enfoque en la prevención de fallos, fugas, incendios y explosiones garantiza la seguridad en el diseño, construcción, instalación y operación de sistemas de GLP.

Normas API (American Petroleum Institute)

- API 2510 se enfoca en el diseño, construcción y localización de instalaciones para GLP en áreas como terminales y plantas petroquímicas, cubriendo aspectos como los sistemas de carga y descarga.
- API 510 cubre la inspección en servicio, reparación, modificación y reevaluación de recipientes de presión, aplicable a la industria del petróleo y química.
- API 572 trata sobre la inspección de recipientes a presión, desde su construcción hasta su mantenimiento.

En general, estas normativas internacionales y locales abordan diversos aspectos relacionados con el diseño, construcción, inspección y operación de instalaciones y equipos para el almacenamiento y transporte de gas, garantizando altos estándares de seguridad y calidad. Sin embargo, la efectividad de estas normativas también depende de su correcta implementación y supervisión en el campo, así como de la actualización constante para hacer frente a los desafíos emergentes en la industria del gas.

Para implementar nuevas normativas en el Campo Amistad, donde se produce gas natural que se convierte en licuado para facilitar su almacenamiento y transporte, es fundamental seguir un proceso cuidadoso y bien planificado. Aquí hay algunas consideraciones clave:

- 1) **Análisis de Normativas:** Comienza por un análisis detallado de las normativas locales e internacionales aplicables al almacenamiento y transporte de gas licuado.
- 2) **Evaluación de Requisitos:** Determina qué normativas son más relevantes para el Campo Amistad y qué requisitos específicos deben cumplirse en términos de diseño, construcción, inspección, operación y mantenimiento de instalaciones de gas licuado.
- 3) **Adaptación al Contexto Local:** Asegúrate de que las normativas se adapten a las circunstancias locales del Campo Amistad, considerando factores geológicos, geográficos y ambientales que puedan influir en la seguridad y calidad de las operaciones.
- 4) **Capacitación y Concientización:** Capacita al personal del Campo Amistad sobre las normativas aplicables y la importancia de cumplirlas para garantizar la seguridad y calidad de las operaciones. Fomenta una cultura de seguridad y calidad en todas las actividades relacionadas con el gas licuado.
- 5) **Implementación Gradual:** Implementa las normativas de forma gradual, comenzando por las áreas más críticas o urgentes y luego expandiéndolas a otras áreas según sea necesario. Realiza un seguimiento continuo para garantizar el cumplimiento y la efectividad de las medidas implementadas.
- 6) **Mantenimiento y Actualización:** Mantén las instalaciones y equipos en buen estado de funcionamiento y cumple con las inspecciones y mantenimientos periódicos según lo establecido en las normativas. Mantente actualizado sobre los cambios en las normativas y realiza las actualizaciones necesarias en consecuencia.

Al seguir estos pasos, podrás implementar de manera efectiva las normativas relacionadas con el almacenamiento y transporte de gas licuado en el Campo Amistad, garantizando la seguridad y calidad de las operaciones.

5. CONCLUSIONES

- De acuerdo a la investigación realizada, se tiene que las reservas probadas (P1) para el año 2021 son de 149.113 MMSCF. Además se debe mencionar que la realización de trabajos de exploración en el Campo Amistad es crucial para localizar nuevos yacimientos y aumentar las reservas de gas natural, lo que contribuiría a hacer económicamente más rentable la producción de gas. La información obtenida de las estadísticas hidrocarburíferas 2021 y la producción del GN actual, me permite concluir que la oferta de gas natural del Campo Amistad no cubre con las altas necesidades y la creciente demanda del sector eléctrico en el país especialmente en periodos de estiaje nacional por lo que el aumento de reservas podría despertar el interés de inversión por parte de empresas privadas.
- El cumplimiento de normas técnicas ecuatorianas, como la NTE INEN, el Código ASME, las normas NFPA, la ley de hidrocarburos y demás reglamentos es fundamental para garantizar la seguridad y calidad en el diseño, construcción, inspección y operación de instalaciones para transporte y almacenamiento de gas natural en el Campo Amistad.
- La implementación de tecnologías innovadoras y la mejora en las prácticas de transporte y almacenamiento de gas en el Campo Amistad no solo pueden mejorar la eficiencia operativa, sino también contribuir a la reducción de emisiones y al uso más sostenible de los recursos naturales, lo que podría tener un impacto positivo en la economía y el medio ambiente a largo plazo.
- La investigación y análisis de las tecnologías empleadas en el almacenamiento y transporte de gas han arrojado luz sobre diversas opciones disponibles en la industria. La comparación detallada de ventajas y desventajas de cada tecnología proporciona una base sólida para la toma de decisiones informada. Sin embargo, debido a los volúmenes actuales de producción del Campo Amistad se concluye que se deben realizar mantenimientos preventivos en los tanques y gasoductos aplicando tecnologías innovadoras y avanzadas que podrían mejorar la eficiencia y sostenibilidad en el Campo Amistad. Entre las opciones que deben ser consideradas está la adopción de tecnologías digitales, como la inteligencia artificial y el internet de las cosas, así como el uso de drones. Estas tres tecnologías pueden mejorar la eficiencia y sostenibilidad de las operaciones en el Campo Amistad, permitiendo una gestión más eficiente de la infraestructura existente y una detección temprana de problemas.

6. RECOMENDACIONES

- Se sugiere ampliar la capacidad de almacenamiento en el Campo Amistad en caso de descubrir nuevos reservorios con reservas significativas, lo cual puede lograrse mediante estudios geológicos de exploración. Esto garantizaría una gestión más eficiente de los recursos y una mayor flexibilidad operativa para responder a las demandas cambiantes del mercado. Esto permitiría garantizar la operatividad, la continuidad del suministro y una mayor capacidad de respuesta ante situaciones imprevistas en el Campo Amistad por cualquier emergencia o daño que se presente en los sistemas, además de apoyar la viabilidad del Proyecto “Ciclo Combinado Termo Machala”.
- Dadas las necesidades del país y en vista de las actuales limitantes en la capacidad de almacenamiento y facilidades para la importación de GNL se recomienda el reacondicionamiento de pozos del Campo Amistad con el objetivo de cubrir la demanda del sector eléctrico.
- Se recomienda fortalecer la aplicación de las normativas y reglamentos mencionados en este trabajo para mitigar riesgos y proteger el medio ambiente y la comunidad circundante. Además, se sugiere seguir el ejemplo de otros países como Venezuela, que han implementado más normativas para mejorar la seguridad y calidad de las operaciones, adaptándolas a las necesidades específicas del Campo Amistad.
- Se sugiere llevar a cabo un mantenimiento preventivo regular de las instalaciones y equipos para garantizar su óptimo funcionamiento y prolongar su vida útil. Esto incluye inspecciones periódicas, limpieza, y reparaciones menores para prevenir fallas mayores y asegurar la seguridad de las operaciones.
- Recomiendo implementar tecnologías innovadoras, como la inteligencia artificial, el internet de las cosas y el uso de drones, para mejorar la eficiencia y sostenibilidad de las operaciones en el Campo Amistad. Estas tecnologías pueden ayudar a optimizar la gestión de la infraestructura existente y a detectar de forma temprana problemas de integridad del gas.

7. REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Adekoya, O., Adefemi, A., Tula, O., Nwaobia, N., & Gidiagba, J. (2024). Technological innovations in the LNG sector: A review: Assessing recent advancements and their impact on LNG production, transportation and usage. *World Journal of Advanced Research and Reviews*, 41-57.
- AGA. (2016). The importance of natural gas storage. *American Petroleum Institute*.
- Andreu, I. (2020). *Valoración de buques tanque para el transporte de gas licuado*. Barcelona: Universidad Politécnica de Cataluña.
- Angulo, S. (14 de Diciembre de 2023). Concurso por el Campo Amistad es declarado desierto. *Expreso*.
- ARCERNNR. (2022). *Solicitud de Fijación de Tasas de Producción*. Quito: Agencia de Regulación y Control de Energía y Recursos Naturales no Renovables.
- Arias, J. (2006). *Gas natural licuado, tecnología y mercado*. Buenos Aires: Instituto Argentino de la Energía "General Mosconi".
- Arroba, B. (2018). *Estudio para la optimización de la producción en pozos de gas natural con análisis nodal en el Campo Amistad*. Quito: Universidad Central del Ecuador.
- Arroyo, B., & Tufiño, W. (2016). *Rediseño de la instalación centralizada de Gas Licuado de Petróleo (GLP) de la empresa textil San Pedro según la norma NTE INEN 2260, e implementación de un plan de mantenimiento para el cumplimiento del registro oficial 313 y 435*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Ávila, R. (2009). *Gas natural: uso, transporte y desarrollo de nuevas tecnologías*. Valdivia: Universidad Austral de Chile.
- Barzallo, M., & Bermúdez, D. (2016). *Estudio de compartimentalización del Campo Amistad*. Guayaquil: Escuela Superior Politécnica del Litoral.
- Bernabe, M., Gonzabay, M., López, J., Orrala, S., Segarra, L., Tumbaco, L., & Yagual, J. (2018). *Campo Amistad - Bloque 6*. La Libertad: Universidad Estatal Península de Santa Elena.
- Bnamericas. (05 de Abril de 2023). *Los siete principales proyectos de gasoductos en América Latina*. Obtenido de <https://www.bnamericas.com/es/noticias/los-siete-principales-proyectos-de-gasoductos-en-america-latina>
- Bolaños, M. (2015). *Análisis del sistema de detección de intrusos del ducto de GLP Monteverde – Chorrillo, instalado por la empresa FOTOTECH bajo la supervisión de MORKEN SERVICES ECUADOR S.A.* Quito: Universidad Tecnológica Equinoccial.
- Carpenter, C. (2022). Barge LNG Offers Benefits in Deepwater and Onshore Developments. *Journal of Petroleum Technology*, 52-54.
- Carroll, J., & Reales, J. (2022). *Estudio de viabilidad técnico – económica para la implementación de drones como tecnología de gestión de riesgos para la*

- infraestructura del oleoducto Caño Limón – Coveñas*. Bucaramanga: Universidad Industrial de Santander.
- Carvajal, L. (2006). *Metodología de la Investigación Científica. Curso general y aplicado* (28 ed.). Santiago de Cali: U.S.C.
- CELEC. (2021). *Proyecto térmico Ciclo Combinado*. Obtenido de CELEC EP: <https://www.celec.gob.ec/termogasmachala/>
- CGE, C. (2020). *Auditoría de Gestión a la operación, mantenimiento y al estado actual del Proyecto Terminal Marítimo de Monteverde, a cargo de la Empresa Pública de Hidrocarburos del Ecuador, EP PETROECUADOR*. Quito: DNA8 - Dirección Nacional de Auditoría de transporte, vialidad, infraestructura portuaria y aeroportuaria.
- Chico, C., & Cuaces, H. (2016). *Alternativas de intervención para incrementar la producción de pozos de gas del Campo Amistad*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- CNH, C. (2018). *Reservas de Hidrocarburos en México*. Ciudad de México: Gobierno de México.
- Cognizant. (s.f.). *Cognizant España*. Obtenido de Cognizant España: <https://www.cognizant.com/es/es/glossary/oil-gas-iot>
- ENERGY5. (29 de Agosto de 2023). *Innovaciones tecnológicas en el transporte y comercio de GNL*. Obtenido de ENERGY5 your way: <https://energy5.com/es/innovaciones-tecnologicas-en-el-transporte-y-comercio-de-gnl>
- EP PETROECUADOR. (2014). *Sistema de recepción, almacenamiento, transporte y distribución de G.L.P para la zona Sur*. Quito.
- EP PETROECUADOR. (2016). *Transporte y almacenamiento de derivados*. Quito.
- EP PETROECUADOR. (2018). *Plan General de Negocios, Expansión e Inversión*. Quito: Subgerencia de Planificación y Control de Gestión.
- EP PETROECUADOR. (19 de 12 de 2023). *Campo Amistad incrementará su producción diaria de gas natural*. Obtenido de <https://www.eppetroecuador.ec/?p=20504>
- EP PETROECUADOR. (2023). *Operación Logística Marítima*. Quito: Gerencia de Comercio Internacional.
- EP PETROECUADOR. (2023). *Plan General de Negocios, Expansión e Inversión*. Quito: Gobierno del encuentro.
- EP PETROECUADOR. (2023). *Socialización del Proceso de Contratación*. Quito.
- EP PETROECUADOR. (s.f.). *Sistema de recepción, transporte, almacenamiento y distribución de GLP*. Quito.
- EP PETROECUADOR. (s.f.). *Terminal Marítimo Monteverde*. Quito.
- Figueroa, A., & Flores, M. (2016). *Estudio del almacenamiento del Gas Natural. Nuevas tecnologías*. Maturín, Venezuela: Universidad de Oriente.

- Gobernación Carchi. (28 de Junio de 2022). *El Nuevo Ecuador III*. Obtenido de El Nuevo Ecuador III: <https://gobnacioncarchi.gob.ec/2022/07/01/1785-tanques-de-glp-fueron-distribuidos-en-carchi/>
- Hernández, E., Highfield, T., Forbes, T., & McLachlan, D. (2019). The Future of FLNG? *Offshore Technology Conference Brasil*, 1-59.
- Hurtado, A. (2013). *Camión cisterna de GLP*. Madrid: Escuela Técnica Superior de Ingenieros de Minas y Energía.
- Jara, R. (2015). *Diseño de un sistema de automatización del proceso de evacuado de GLP en los cilindros de 15kg para la empresa de economía mixta LOJAGAS*. Loja: Universidad Nacional de Loja.
- Kolle, E. P. (20 de Octubre de 2023). *Linked in*. Obtenido de Linked in: <https://www.linkedin.com/pulse/future-oil-gas-storage-trends-developments-watch-epie-princely-kolle-fwskf>
- León, J., Saca, S., & Colmont, E. (2015). *Peligrosidad sísmica y estimación de daños por onda de sobrepresión y radiación térmica de la planta de almacenamiento de gas en Monteverde*. Guayaquil.
- Londoño, G. (2003). *Prototipo Pig Intelligent*. Manizales: Universidad Nacional.
- Lyridis, D. (2022). Spot Charter Rate Forecast for Liquefied Natural Gas Carriers. *Journal of Marine Science and Engineering*, 1-16.
- Mamedova, L., & Gogolukhina, M. (2020). Advantages of Production and Operation of Innovational Storage Systems in Multimodal LNG-Transportation. *IOP Conference Series: Earth and Environmental Science*, 1-9.
- Mancheno, J. (2011). *Descripción del sistema de licuefacción del gas natural para implementarse en la recepción del producto en una planta de extracción de gas natural*. Quito: Universidad Tecnológica Equinoccial.
- Mauro, F., Braidotti, L., & Trincas, G. (2019). Determination of an optimal fleet a CNG transportation scenario in the mediterranean sea. *Brodogradnja: Teorija i praksa brodogradnje i pomorske tehnike*, 1-23.
- MERNNR. (2020). *Informe Anual del Potencial Hidrocarburífero del Ecuador*. Quito: Ministerio de Energía y Recursos Naturales No Renovables.
- MERNNR. (2021). *Informe Anual del Potencial Hidrocarburífero del Ecuador*. Quito: Ministerio de Energía y Minas.
- Ministerio de Energía y Minas. (2021). *Balance Energético Nacional*. Quito.
- Ministerio de Energía y Minas. (2021). *Estadística Hidrocarburos*. Quito: Dirección de análisis de información estratégica de hidrocarburos.
- Ministerio del Ambiente, G. (2013). *Estudio para conocer los potenciales impactos ambientales y vulnerabilidad relacionada con las sustancias químicas y tratamiento*

- de desechos peligrosos en el sector productivo del Ecuador*. Quito: Gobierno Nacional del Ecuador.
- NARUC. (2020). *Artificial Intelligence for Natural Gas Utilities: A Primer*. Washington D.C.: National Association of Regulatory Utility Commissioners.
- Ochoa, K. (2018). *Estudio de las pérdidas energéticas en el poliducto Shushufindi - Quito y su influencia sobre las propiedades del GLP*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Ordóñez, M., Jiménez, N., & Suárez, J. (2006). *Micropaleontología Ecuatoriana. Centro de Investigaciones Geológicas Guayaquil*.
- PDVSA. (s.f.). *Camión Cisterna*. Obtenido de <http://www.pdvs.com/images/pdf/armables/Cisterna.pdf>
- Pérez, V. (2016). *Análisis técnico económico de la implementación de gravel pack para producción de gas natural en el Campo Amistad*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- PETROAMAZONAS EP. (2018). *Plan de Desarrollo - Campo Amistad*.
- Philco, O. (2014). *La evaluación de la detección de fuegos & gas y su incidencia en el sistema de seguridad de una estación GLP*. Guayaquil: Universidad Católica de Santiago de Guayaquil.
- PRIMICIAS. (01 de Junio de 2023). *Campo Amistad dejaría de ser rentable en 2027 si no hay inversión*. Obtenido de <https://www.primicias.ec/noticias/economia/campo-amistad-rentabilidad-inversion/>
- Remache, M. (2022). *Propuestas alternativas para el aprovechamiento del gas asociado de un Bloque Petrolero*. Latacunga: Universidad de las Fuerzas Armadas - ESPE.
- Salazar, V. (2014). *Estudio de factibilidad para la implementación de un nuevo sistema de licuefacción en el terminal de GLP Oyambaro de la EP-PETROECUADOR*. Quito: Escuela Politécnica Nacional.
- Sánchez, B. (2022). *Prototipos IoT de monitoreo y control de fugas de GLP en domicilio*. Ambato: Pontificia Universidad Católica del Ecuador.
- Sandoval, L., & Sevilla, G. (2013). *Integración de la planta deshidratadora de gas natural de Bajo Alto en Machala a la plataforma SCADA del CMCH para el control y la fiscalización que ejerce la ARCH*. Quito: Universidad Central del Ecuador.
- Solano de la Torre, J. (2018). *Propuesta de mejora para disminuir los niveles de pérdida en el despacho de Gas Licuado De Petróleo en la estación de bombeo y almacenamiento de Gas Licuado De Petróleo (GLP) El Chorrillo*. Guayaquil: Universidad de Guayaquil.
- SPE, S. (2018). *Petroleum Resources Management System (PRMS)*. Houston.
- Tarek, A. (2006). *Reservoir Engineering Handbook*. Houston: Gulf Professional Publishing.
- TICE. (04 de 11 de 2021). *tecna-ice*. Obtenido de [tecna-ice: https://tecna-ice.com/drones-para-el-sector-oil-gas-un-gran-avance-para-la-industria/](https://tecna-ice.com/drones-para-el-sector-oil-gas-un-gran-avance-para-la-industria/)

- Tvaronavičienė, M., Plėta, T., Semaškaitė, V., Paulauskienė, T., & Vaičiūtė, K. (2020). Cold energy economy and cybersecurity of floating storage and regasification units: Emerging trends, challenges, and opportunities. *Journal of Security and Sustainability Issues*, 249-262.
- Vargas, A. (2008). *Buques GNL, propulsión y transporte*. Valdivia: Universidad Austral de Chile.
- Venegas, D., & Ayabaca, C. (2019). Análisis del almacenamiento en sistemas de Gas Licuado de Petróleo: Tanques Estacionarios VS Cilindros. *INGENIUS, Revista de Ciencia y Tecnología*, 113-122.
- Wilson, A. (2022). Technology Focus: Natural Gas Processing and Handling. *Journal of Petroleum Technology*, 46-47.
- World Energy Trade. (20 de Enero de 2020). *World Energy Trade*. Obtenido de World Energy Trade: <https://www.worldenergytrade.com/logistica/investigacion/la-inteligencia-artificial-toma-fuerza-en-la-logistica-y-el-transporte-maritimo>
- Yussoff, I. (2019). Gas Development and Monetization via Floating Facilities FLNG, FCNG, FGTL and FSRU. *Abu Dhabi International Petroleum Exhibition & Conference*.
- Zambrano, E., Prieto, W., & Peña, S. (2021). *Gas Natural en el Ecuador*. Quito: Centro de Investigación y Desarrollo Profesional, CIDEPRO.

8. ANEXOS

ANEXO I. COMPOSICIÓN DEL GN Y GLP

- Tabla A-1.1. Composición del Gas Licuado de Petróleo en el Ecuador
- Tabla A-1.2. Composición del Gas Licuado de Petróleo en el Ecuador
- Tabla A-1.3. Composición del Gas Asociado del Campo Singue – Bloque 53
- Tabla A-1.4. Ejemplos de composición del gas no asociado y asociado
- Tabla A-1.5. Composición típica del Gas Natural

ANEXO II. INFRAESTRUCTURA PARA GN Y GLP, RESERVAS

- Tabla A-2.1. Condiciones de transporte para varios gases
- Tabla A-2.2. Reservas estimadas de Gas Natural del Campo Amistad 2021
- Tabla A-2.3. Producción del gas natural Campo Amistad 2021
- Tabla A-2.4. Red de poliductos de GLP en Ecuador
- Tabla A-2.5. Capacidad de almacenamiento de Terminales GLP
- Tabla A-2.6. Características de los Tanques de Propano y Butano
- Tabla A-2.7. Características de las Esferas de Almacenamiento de GLP

ANEXO III. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS TECNOLOGÍAS TRADICIONALES Y TECNOLOGÍAS INNOVADORAS

- Tabla A-3.1. Ventajas y desventajas de las tecnologías tradicionales
- Tabla A-3.2. Ventajas y desventajas de las tecnologías innovadoras

ANEXO I. COMPOSICIÓN DEL GN Y GLP

Tabla A-1.1. Composición del Gas Licuado de Petróleo en el Ecuador

GAS NATURAL - CAMPO AMISTAD		
COMPONENTE	FRACCIÓN MOLAR	MOL[%]
METANO	0,98489	98,489
ETANO	0,0038	0,38
PROPANO	0,0026	0,26
ISO-BUTANO	0,0001	0,01
N-BUTANO	0,00006	0,006
ISO-PENTANO	0,0002	0,02
N-PENTANO	0,0001	0,01
HEXANO	0,0001	0,01
NITRÓGENO	0,0077	0,77
OXÍGENO	0	0
MONÓXIDO DE CARBONO	0	0
DIÓXIDO DE CARBONO	0,00045	0,045
ÁCIDO SULFIDRÍCO	0	0

Fuente: (Pérez, 2016)

Elaborado por: Carlos Santacruz

Tabla A-1.2. Composición del Gas Licuado de Petróleo en el Ecuador

GAS LICUADO DE PETRÓLEO - ECUADOR		
COMPONENTES	FRACCIÓN MOLAR	MOL [%]
PROPANO	0,7	70
BUTANO	0,3	30

Fuente: (Solano de la Torre, 2018)

Elaborado por: Carlos Santacruz

Tabla A-1.3. Composición del Gas Asociado del Campo Singue – Bloque 53

GAS ASOCIADO - CAMPO SINGUE		
COMPONENTES	FRACCIÓN MOLAR	MOL [%]
METANO	0,080722	8,0722
ETANO	0,029908	2,9908
PROPANO	0,064313	6,4313
ISO-BUTANO	0,021813	2,1813
N-BUTANO	0,049527	4,9527
ISO-PENTANO	0,00874	0,874
N-PENTANO	0,013746	1,3746
HEXANO	0,019445	1,9445
NITRÓGENO	0,010029	1,0029
DIÓXIDO DE CARBONO	0,701759	70,1759

Fuente: (Remache, 2022)

Elaborado por: Carlos Santacruz

Tabla A-1.4. Ejemplos de composición del gas no asociado y asociado

COMPONENTE	GAS NO ASOCIADO		GAS ASOCIADO	
	LAGO SALADO (EEUU)	LAGO ACANTILADO (EEUU)	ABQAIQ (ARABIA SAUDITA)	MAR DEL NORTE (REINO UNIDO)
METANO	95	65,8	62,2	85,9
ETANO	0,8	3,8	15,1	8,1
PROPANO	0,2	1,7	7,2	2,7
BUTANO	0	0,8	2,4	0,9
PENTANO Y OTROS PESADOS	0	0,5	1,1	0,3
NITRÓGENO	0,4	25,6	0	0,5
HELIO	0	1,8	0	0
DIÓXIDO DE CARBONO	3,6	0	9,2	1,6
ÁCIDO SULFHIDRÍCO	0	0	2,8	0

Fuente: (Remache, 2022)

Elaborado por: Carlos Santacruz

Tabla A-1.5. Composición típica del Gas Natural

COMPOSICIÓN TÍPICA DEL GAS NATURAL			
COMPONENTE	FÓRMULA	GAS NO ASOCIADO	GAS ASOCIADO
METANO	CH_4	95-98	60-80
ETANO	C_2H_6	1-3	10-20
PROPANO	C_3H_8	0,5-1	5-12
BUTANO	C_4H_{10}	0,2-0,5	2-5
PENTANO	C_5H_{12}	0,2-0,5	1-3
DIÓXIDO DE CARBONO	CO_2	0-8	0-8
NITRÓGENO	N_2	0-5	0-5
ÁCIDO SULFHIDRÍCO	H_2S	0-5	0-5
OTROS	A, He, Ne, Xe	trazas	trazas

Fuente: (Mancheno, 2011)

Elaborado por: Carlos Santacruz

ANEXO II. INFRAESTRUCTURA PARA GN Y GLP, RESERVAS

Tabla A-2.1. Condiciones de transporte para varios gases

CARGA	PUNTO DE EBULLICIÓN EN °C A PRESIÓN ATMOSFÉRICA	PRESIÓN DE VAPOR A 45°C		CONDICIONES DE TRANSPORTE
		BAR ABSOLUTO	PSI	
n-Butano	-0,5	4,3	62,366	Full presurizado, semi-presurizado o full refrigerado
i-Butano	-12	5,2	75,420	
Butadieno	-5	5,1	73,969	
Cloruro de Vinilo	-14	6,8	98,626	
Amoniaco	-33	17,8	258,168	
Propano	-43	15,5	224,809	
Propileno	-48	18,4	266,870	
Etano	-89	Sobre la temp. crít.		Semi-presurizado o full refrigerado
Etileno	-104	Sobre la temp. crít.		
Metano/GNL	-161	Sobre la temp. crít.		Full refrigerado

Fuente: (Ávila, 2009)

Elaborado por: Carlos Santacruz

Tabla A-2.2. Reservas estimadas de Gas Natural del Campo Amistad 2021

Cifras estimas de Reservas de Gas Natural - Empresa pública (Volumen en millones de pies cúbicos estándar)											
ACTIVO/CAMPO	YACIMIENTO	GOES [MMSCF]	PRODUCCIÓN ACUMULADA AL 31-12-2020 [MMSCF]	FACTOR DE RECOBRO ACTUAL 31-12-2020 [%]	RESERVAS				RECUPERACIÓN FINAL ESTIMADA [MMSCF]	FR FINAL ESTIMADO [%]	CALIDAD DE CONDENSADO [°API]
					PROBADAS, P1 [MMSCF]	PROBABLES, P2 [MMSCF]	POSIBLES, P3 [MMSCF]	TOTALES, 3P [MMSCF]			
Amistad	Subibaja	1.012.649	229.993	22,71	138.686	160.291	116.390	415.367	368.679	36,41	25
	Puna	35.478	0	0,00	10.427	0	0	10.427	10.427	29,39	25
SUBTOTAL		1.048.127	229.993	21,94	149.113	160.291	116.390	425.794	379.106	36,17	25
TOTAL ACTIVO AMISTAD		1.048.127	229.993		149.113	160.291	116.390	425.794	379.106		25

Fuente: (MERNNR, 2021)

Elaborado por: Carlos Santacruz

Tabla A-2.3. Producción del gas natural Campo Amistad 2021

MES	MSCF	MMSCF	BBL EQUIVALENTES DE PETRÓLEO	BBL EQUIVALENTES POR DÍA
Enero	829.357	829,357	142.993	4.613
Febrero	788.632	788,632	135.971	4.856
Marzo	841.155	841,155	145.027	4.678
Abril	811.195	811,195	139.861	4.662
Mayo	809.146	809,146	139.508	4.500
Junio	786.627	786,627	135.625	4.521
Julio	798.825	798,825	137.728	4.443
Agosto	780.246	780,246	134.525	4.340
Septiembre	759.967	759,967	131.029	4.368
Octubre	785.093	785,093	135.361	4.366
Noviembre	752.154	752,154	129.682	4.323
Diciembre	767.094	767,094	132.258	4.266
TOTAL	9.509.491	9.509,491	1.639.568	4.495

Fuente: (Ministerio de Energía y Minas, Estadística Hidrocarburos, 2021)

Elaborado por: Carlos Santacruz

Tabla A-2.4. Red de poliductos de GLP en Ecuador

POLIDUCTO	LONGITUD [KM]	DIÁMETRO TUBERÍA [IN]	CAPACIDAD INSTALADA BOMBEO [BLS/DÍA]
Shushufindi - Oyambaro - Quito	304,8	6 - 4	9.600
Monteverde - Chorrillos*	124	12	62.900
Pascuales - Troncal	103	10	43.200
Troncal - Cuenca	112	8	30.800

*gasoducto

Fuente: (EP PETROECUADOR, 2023)

Elaborado por: Carlos Santacruz

Tabla A-2.5. Capacidad de almacenamiento de Terminales GLP

TERMINAL	CAPACIDAD OPERATIVA	PROMEDIO DE ALMACENAMIENTO	% DE UTILIZACIÓN	NO. TANQUES
Monteverde	517.232	265.452	51,3	9
Chorrillos	170.691	125.488	73,5	20
La Troncal	32.816	20.484	62,4	2
Cuenca	36.506	26.915	73,7	2
Shushufindi	1.312	1.010	77,0	2
Oyambaro	24.607	13.390	54,4	3
Esmeraldas	1.656	1.385	83,6	3
TOTAL	784.820	454.124	57,8635	41

*Estas cifras se encuentran en barriles de GLP

Fuente: (EP PETROECUADOR, 2018)

Elaborado por: Carlos Santacruz

Tabla A-2.6. Características de los Tanques de Propano y Butano

Característica	Tanque de Propano	Tanque de Butano
Numero de tanques	2	2
Capacidad Volumétrica [m3]	32.700	14.900
Presión interna [bar]	0,118	0,118
Temperatura Interna [°C]	-44	-11
Altura [m]	34	26
Diámetro Interno [m]	35	27
Estado	LIQUIDO	LIQUIDO

Fuente: (León, Saca, & Colmont, 2015)

Elaborado por: Carlos Santacruz

Tabla A-2.7. Características de las Esferas de Almacenamiento de GLP

PROPIEDADES DE LAS ESFERAS	
Numero de esferas	3
Capacidad Volumétrica [m3]	3.180
Presión interna [bar]	2,7– 14,7
Temperatura Interna [°C]	5 - 40
Diámetro Interno [m]	18,25
Estado	LIQUIDO

Fuente: (León, Saca, & Colmont, 2015)

Elaborado por: Carlos Santacruz

ANEXO III. VENTAJAS Y DESVENTAJAS DE LAS TECNOLOGÍAS TRADICIONALES Y TECNOLOGÍAS INNOVADORAS

Tabla A-3.1. Ventajas y desventajas de las tecnologías tradicionales

TECNOLOGÍAS TRADICIONALES	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Buques y Tanques	<ul style="list-style-type: none"> • Capacidad para transportar gases a granel a larga distancia. • Distinción entre buques según tipo de gas transportado y distancia. 	<ul style="list-style-type: none"> • Limitaciones en capacidad de transporte por tipo de buque. • Riesgo de fugas y explosiones, especialmente en buques de GNL.
Autotanques	<ul style="list-style-type: none"> • Flexibilidad en transporte desde plantas de distribución hasta estaciones de servicio. • Equipados con dispositivos electrónicos de seguridad. 	<ul style="list-style-type: none"> • Limitación en la capacidad de transporte en comparación con buques. • Construcción y mantenimiento costosos.
Cilindros	<ul style="list-style-type: none"> • Transporte de GLP en vehículos medianos a distribuidores. • Almacenamiento y transporte seguros. 	<ul style="list-style-type: none"> • Limitaciones en capacidad de almacenamiento y transporte. • Proceso de conversión de gas a líquido para transporte.
Gasoductos y Poliductos	<ul style="list-style-type: none"> • Transporte eficiente de productos derivados de hidrocarburos. • Uso de poliductos para transportar diferentes líquidos en períodos programados. 	<ul style="list-style-type: none"> • Requieren limpieza interior y separación de productos en el mismo ducto. • Costos de mantenimiento y operación.
Almacenamiento Subterráneo del Gas Natural	<ul style="list-style-type: none"> • Utilización de yacimientos agotados y formaciones de sal para almacenamiento. • Capacidad de almacenamiento subterráneo seguro y eficiente. 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere infraestructura y tecnologías específicas para implementación. • Posibles impactos ambientales y riesgos geológicos.

Elaborado por: Carlos Santacruz

Tabla A-3.2. Ventajas y desventajas de las tecnologías innovadoras

TECNOLOGÍAS INNOVADORAS	VENTAJAS	DESVENTAJAS
Barcos y sistemas autónomos	<ul style="list-style-type: none"> • Mejora en seguridad y eficiencia en transporte de GNL. • Utilización de tecnologías autónomas para navegación precisa. 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere inversión en desarrollo de sistemas autónomos. • Posibles desafíos regulatorios y de seguridad en implementación.
Adopción de tecnologías digitales	<ul style="list-style-type: none"> • Mejora en eficiencia y seguridad del almacenamiento. • Utilización de IA y IoT para optimizar operaciones. 	<ul style="list-style-type: none"> • Necesidad de infraestructura digital y capacitación. • Posibles desafíos de privacidad y ciberseguridad.
Almacenamiento de Gas Natural Adsorbido	<ul style="list-style-type: none"> • Mayor capacidad de almacenamiento y seguridad en el transporte. • Posibilidad de almacenamiento in situ para aplicaciones residenciales. 	<ul style="list-style-type: none"> • Requiere infraestructura específica para almacenamiento y transporte. • Posibles costos adicionales en comparación con métodos tradicionales.
Gas Natural Sólido	<ul style="list-style-type: none"> • Alternativa segura y estable para el almacenamiento de gas natural. • Posibilidad de transporte sin riesgos asociados a líquidos inflamables. 	<ul style="list-style-type: none"> • Limitaciones actuales en la escala de producción y transporte. • Necesidad de investigación adicional para escalabilidad y viabilidad a gran escala.
Unidades flotantes de almacenamiento y regasificación de GNL (FSRU)	<ul style="list-style-type: none"> • Interconexión y captura de datos entre objetos para mejor control y gestión. • Mejora en la eficiencia y seguridad de las operaciones de transporte y almacenamiento 	<ul style="list-style-type: none"> • Vulnerabilidades de seguridad cibernética. • Necesidad de infraestructura digital y actualización continua.
Inteligencia Artificial	<ul style="list-style-type: none"> • Solución flexible y rentable para terminales de GNL. • Despliegue rápido y capacidad de reubicación. 	<ul style="list-style-type: none"> • Necesidad de infraestructura específica para operación. • Posibles desafíos técnicos y regulatorios en instalación y operación

Elaborado por: Carlos Santacruz

ORDEN DE EMPASTADO