

Metodología de gestión para un proyecto de gasoducto submarino en la zona del Caribe
Colombiano.

Iván Rene García Padilla

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Especialización en Ingeniería del Gas
Bucaramanga
2025

Metodología de gestión para un proyecto de gasoducto submarino en la zona del Caribe Colombiano.

Iván Rene García Padilla

Trabajo de Grado para Optar al Título de Especialista en Ingeniería del Gas

Director

Ing. Gabriel Quintero Moreno

Magister en Gestión de Proyectos

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas
Escuela de Ingeniería de Petróleos
Especialización en Ingeniería del Gas
Bucaramanga

2025

Tabla de Contenido

<i>Lista de Figuras</i>	8
<i>Lista de Tablas</i>	9
<i>Glosario.</i>	10
<i>Resumen</i>	12
<i>Abstract</i>	13
<i>Introducción</i>	14
3. Objetivos	15
3.1 Objetivo General	15
3.2 Objetivos Específicos	16
4. Alcance	17
5. Planteamiento del problema	17
6. Marco de Referencia	18
6.1 Antecedentes investigativos	18
6.2 Marco teórico – conceptual	19
7. Potencial del Gas Offshore en Colombia	21
7.1 Antecedentes de la exploración y producción costa afuera en Colombia	21
7.2 Participación de actores clave en el desarrollo costa afuera colombiano	23

7.3 Reservas potenciales en La Guajira y el Caribe Colombiano.....	25
7.3.1 Reservas probadas (1P) y autosuficiencia.....	25
7.3.2 Cuenca Colombiana Offshore y otras Cuencas del Caribe	26
7.3.3 Estimaciones y modelos potenciales.....	28
7.4 Avances regulatorios y proyecciones energéticas (UPME, MinMinas)	28
7.4.1 Marco Institucional y desarrollos regulatorios	28
7.4.2 Proyecciones de demanda de Gas Natural	29
7.4.3 Escenarios de suministro y déficit proyectado.....	30
7.4.4 Relevancia del gas offshore en el contexto energético	31
7.5 Aportes del gas offshore a la transición energética en Colombia	31
7.6 Necesidad de la construcción de un gasoducto submarino teniendo en cuenta las posibilidades del gas offshore del Caribe Colombiano.	32
<i>8. Aspectos geográficos del área de estudio: la región de La Guajira en el Caribe colombiano</i>	<i>33</i>
8.1 Caracterización geológica y batimétrica de la plataforma continental	34
8.2 Condiciones oceanográficas, sísmicas, climáticas y su influencia en el diseño del gasoducto submarino.....	37
8.3 Consideraciones ambientales y sociales: Territorio Wayuu y áreas protegidas.....	38
8.4 Riesgos geográficos críticos para el proyecto	40
<i>9. Bases de Diseño del Gasoducto en la Zona Caribe Colombiano</i>	<i>41</i>

9.1 Tipología de gasoductos marinos: flexibles vs. rígidos; enterrados vs. en lecho marino	41
9.1.1 Gasoducto rígido	41
9.1.2 Gasoducto flexible	42
9.1.3 Gasoductos Enterrados.....	43
9.1.4 Gasoductos en el lecho marino	44
9.1.5 Factores críticos de selección tipológica.....	45
9.2 Selección de ruta	45
9.2.2 Proceso iterativo de definición de ruta: Identificación del corredor de interés: define una banda inicial amplia conectando puntos terminales.	46
9.2.3 Criterios técnicos para la seleccionar la ruta del Proyecto de un gasoducto submarino.....	46
9.3 Parámetros clave de diseño para gasoductos	48
9.3.1 Diámetro de la tubería:.....	48
9.3.2 Presión de diseño.	48
9.3.3 Espesor y tipo de material:.....	48
9.3.4 Recubrimientos y protección anticorrosiva.	49
9.3.5 Impactos de la presión y la temperatura en el lecho marino sobre el material de la tubería.....	50
9.3.6 Aplicación de los parámetros de diseño al caso del proyecto en el Caribe colombiano.....	51
9.4 Factores de Integridad – estabilidad, corrosión, protección catódica.....	52

9.4.1 Estabilidad estructural y del lecho marino (socavación y tramos libres):	52
9.4.2 Causas de corrosión e impacto en la integridad	52
9.4.3 Protección catódica	53
9.5 Normativa aplicable y selección para gasoductos submarinos	53
9.6 Ejemplo ilustrativo de dimensionamiento preliminar de diámetro y espesor para el ducto con el uso de un simulador	54
<i>10. Metodología de Gestión de Proyectos para la construcción de un Gasoducto Submarino en el área del Caribe Colombiano aplicando el PMBOK</i>	
<i>10.1 Marco conceptual de aplicación del PMBOK</i>	<i>59</i>
10.2 Aplicación por grupo de procesos	61
10.2.1 Inicio	61
10.2.2 Planificación o planeación	64
10.2.3 Ejecución.....	71
10.2.4 Monitoreo y control	73
10.2.5 Cierre.....	75
10.3 Entregables de ingeniería según fase del proyecto.....	77
<i>11. Análisis de riesgos.....</i>	<i>78</i>
11.1 Riesgos Ambientales	78
11.2 Riesgos Sociales	79
11.3 Riesgos técnicos	79

11.4 Riesgos financieros.....	79
11.5 Priorización de riesgos.....	80
11.6 Matriz Integral de Riesgos – Proyecto Gasoducto Submarino Caribe Colombiano.....	81
11.7 Plan de mitigación (enfoque PMBOK por grupos de procesos).....	83
<i>12. Conclusiones</i>	<i>84</i>
<i>13. Recomendaciones.....</i>	<i>86</i>
<i>Referencias Bibliográficas.....</i>	<i>88</i>

Lista de Figuras

Figura 1 <i>Cuencas offshore del Caribe Colombiano</i>	25
Figura 2 <i>Reservas probadas</i>	26
Figura 3 <i>Localización general La Guajira</i>	34
Figura 4 <i>Mapa tectónico regional de la cuenca del Caribe</i>	35
Figura 5 <i>Composición de gas de salida del pozo</i>	55
Figura 6 <i>Perfil térmico de la línea</i>	56
Figura 7 <i>Perfil batimétrico</i>	57
Figura 8 <i>Procesos de Inicio</i>	62
Figura 9 <i>Procesos de planeación</i>	65
Figura 10 <i>WBS para el proyecto</i>	67
Figura 11 <i>Cronograma básico</i>	68
Figura 12 <i>Procesos de ejecución</i>	72
Figura 13 <i>Procesos de monitoreo y control</i>	74
Figura 14 <i>Procesos de Cierre</i>	76

Lista de Tablas

Tabla 1 <i>Línea del tiempo exploración y producción costa afuera en Colombia</i>	22
Tabla 2 <i>Actores clave</i>	23
Tabla 3 <i>Cuencas Offshore Caribe Colombiano</i>	27
Tabla 4 <i>Impacto del Gas en la transición energética</i>	31
Tabla 5 <i>Elementos geológicos y batimétricos de la región</i>	36
Tabla 6 <i>Condiciones oceanográficas, sísmicas y climáticas</i>	37
Tabla 7 <i>Consideraciones ambientales y sociales</i>	39
Tabla 8 <i>Factores críticos de selección tipológica</i>	45
Tabla 9 <i>Tabla de espesores según tipo de material</i>	48
Tabla 10 <i>Aplicación de los parámetros de diseño</i>	51
Tabla 11 <i>Proceso de selección normativa</i>	53
Tabla 12 <i>Caudales totales por fases</i>	55
Tabla 13 <i>Parámetros de diseño utilizados en la simulación</i>	56
Tabla 14 <i>Matriz de Stakeholders proyecto Gasoducto Submarino en el Caribe Colombiano</i>	63
Tabla 15 <i>Entregables de Ingeniería</i>	77
Tabla 16 <i>Riesgos críticos para el proyecto de gasoducto submarino en el Caribe Colombiano</i>	80
Tabla 17 <i>Matriz de riesgos</i>	82
Tabla 18 <i>Matriz cruzada fase-riesgo-mitigación</i>	83

Glosario.

1. **ANH (Agencia Nacional de Hidrocarburos):** Entidad estatal encargada de la administración y promoción de los recursos hidrocarburíferos en Colombia.
2. **API RP 1111:** Norma internacional que establece recomendaciones para el diseño, construcción y operación de ductos submarinos de hidrocarburos.
3. **ASME B31.8:** Código de tuberías que regula sistemas de transmisión y distribución de gas natural, aplicable en proyectos terrestres y submarinos.
4. **Batimetría:** Estudio de la profundidad y morfología del fondo marino, fundamental en el diseño de gasoductos submarinos.
5. **Gestión de proyectos (PMBOK):** Conjunto de buenas prácticas del Project Management Institute (PMI) que guían la planificación, ejecución y control de proyectos.
6. **Offshore:** Actividad de exploración y producción de hidrocarburos desarrollada en el mar, generalmente en aguas profundas.
7. **UPME (Unidad de Planeación Minero Energética):** Entidad técnica del Ministerio de Minas y Energía encargada de la planeación energética y minera en Colombia.
8. **Mapa geocosto:** es una representación espacial que asigna un valor de costo a cada celda, punto o área del territorio en función del esfuerzo, tiempo, energía o dinero necesario para desplazarse o realizar una acción en ese lugar.
9. **Anticlinal:** Un anticlinal es un pliegue convexo de la corteza terrestre, es decir, un abultamiento de esta que tiene forma de U o V invertidas.
10. **Sinistral:** en una falla es cuando el movimiento paralelo a la línea de rumbo es mayor que el movimiento paralelo a la línea de buzamiento

- 11. Geohazard:** es un peligro o riesgo de origen geológico presente en el fondo marino o en el subsuelo que puede afectar la integridad, operación o seguridad del ducto durante su instalación o vida útil.
- 12. ROV:** ROV es la sigla (en inglés) de vehículo de operación remota (Remotely Operated Vehicle). Los ROV están atados y son operados desde un barco, lo que permite a los humanos explorar el océano sin estar realmente en el vehículo.
- 13. Fracking:** Técnica de extracción de petróleo y gas no convencionales que consiste en inyectar agua, arena y aditivos químicos a alta presión en formaciones rocosas, con el fin de fracturarlas y liberar los hidrocarburos atrapados en ellas.

Resumen

Título: Metodología de gestión para un proyecto de gasoducto submarino en la zona del Caribe Colombiano. **

Autor: Iván Rene Garcia Padilla. ***

Palabras Claves: PBMOK, Gestión, Gasoducto, Offshore, Proyecto, Guía

Descripción:

Este trabajo analiza la construcción de un gasoducto submarino en el Caribe colombiano, tomando como guía las buenas prácticas del PMBOK. La idea central es mostrar cómo una metodología clara ayuda a organizar un proyecto complejo en el sector energético, asegurando el cumplimiento de tiempos, costos, calidad y, algo fundamental en este tipo de obras, la seguridad y la sostenibilidad ambiental.

Primero, se presentan los antecedentes de la industria offshore en Colombia. Aquí se destacan los avances en exploración de gas en aguas profundas y la creciente necesidad de fortalecer la infraestructura de transporte para llevar este recurso a los centros de consumo.

Luego, se plantean los retos principales: trabajar en un ambiente marino complejo, cumplir con normativas ambientales cada vez más exigentes y coordinar actores tan diversos como empresas operadoras, comunidades locales y autoridades reguladoras. Después, el documento aborda la planificación del proyecto siguiendo los lineamientos del PMBOK ejemplificado con la realidad colombiana, resaltando la importancia de aplicar estándares internacionales pero adaptados al contexto local.

Se resalta en particular la gestión de riesgos, porque en proyectos offshore las incertidumbres técnicas, sociales y ambientales pueden cambiar el rumbo de las operaciones.

** Monografía

*** Facultad de Ingenierías Físicoquímicas, Especialización en Ingeniería del Gas. Director Gabriel Quintero.

Abstract

Title: Management Methodology for an Offshore Gas Pipeline Project in the Colombian Caribbean Region.**

Author: Iván Rene García Padilla.***

Key Words: PMBOK, Management, Gas Pipeline, Offshore, Project, Guide

Description:

This document analyzes the construction of an offshore gas pipeline in the Colombian Caribbean using the best practices outlined in the PMBOK (Project Management Body of Knowledge). The central idea is to demonstrate how a clear methodology helps organize a complex project in the energy sector, ensuring compliance with deadlines, costs, quality, and, critically for this type of work, safety and environmental sustainability.

First, the background of the offshore industry in Colombia is presented, highlighting advancements in deepwater gas exploration and the growing need to strengthen transport infrastructure to deliver this resource to consumption centers. Next, the main challenges are outlined: working in a complex marine environment, complying with increasingly demanding environmental regulations, and coordinating diverse stakeholders such as operating companies, local communities, and regulatory authorities.

The document then addresses project planning by following the PMBOK guidelines, using the Colombian context as an example and emphasizing the importance of applying international standards while adapting them to the local reality.

Particular attention is given to risk management, as technical, social, and environmental uncertainties in offshore projects can significantly alter the course of operations.

** Monography

*** Faculty of Physical and Chemical Engineering, Specialization in Gas Engineering Director: Gabriel Quintero

Introducción

El sector energético colombiano atraviesa un momento decisivo debido a la disminución progresiva de las reservas en tierra de gas y la necesidad de diversificar la matriz energética. En este contexto, los descubrimientos de yacimientos costa afuera en el Caribe colombiano representan una oportunidad estratégica para fortalecer la seguridad energética y avanzar en la transición hacia fuentes de menor impacto ambiental (ANH, 2023; Ecopetrol, 2023).

La construcción de un gasoducto submarino es fundamental para aprovechar este potencial, ya que facilitará el transporte del gas desde los campos offshore hasta los centros de consumo en tierra. Sin embargo, este tipo de proyectos enfrenta importantes retos ambientales, sociales, técnicos y económicos, que requieren la implementación de metodologías de gestión de proyectos reconocidas a nivel internacional, como el PMBOK (PMI, 2021).

En este contexto, la presente monografía propone una metodología de gestión adaptada a la construcción de un gasoducto submarino en el Caribe colombiano, integrando aspectos ambientales, sociales, técnicos y regulatorios. El documento se estructura en cinco capítulos: el primero aborda el potencial del gas offshore en Colombia; el segundo describe las características geográficas y ambientales de la zona de estudio en La Guajira; el tercero presenta las bases de diseño del gasoducto; el cuarto desarrolla la metodología de gestión del proyecto según el PMBOK; y finalmente, el quinto expone un análisis de riesgos asociado a la ejecución del proyecto.

2. Justificación

El gas natural es un recurso clave para Colombia, gracias a su eficiencia, su bajo costo y su menor impacto ambiental en comparación con otros combustibles fósiles. Desarrollar este recurso en áreas offshore no solo puede asegurar un suministro constante, sino que también ayuda a disminuir la dependencia de importaciones y a mejorar la competitividad energética del país.

El Caribe colombiano, especialmente la región de La Guajira, ha visto descubrimientos recientes como el campo Orca-1, que es operado por Ecopetrol en colaboración con Petrobras, lo que demuestra el gran potencial de reservas en aguas profundas. Para aprovechar estos hallazgos, es crucial contar con una infraestructura de transporte confiable, como un gasoducto submarino, que conecte los pozos marinos con la red en tierra.

La relevancia de esta monografía radica en que propone una metodología de gestión que puede ayudar a los profesionales del sector a planificar, ejecutar y controlar proyectos de este tipo, minimizando riesgos y garantizando eficiencia en términos de costos, tiempo, alcance y calidad. Además, contribuye al conocimiento académico y práctico, ilustrando cómo se puede aplicar el enfoque del PMBOK en la construcción de infraestructuras críticas en contextos de alta complejidad, como es el caso del offshore colombiano.

3. Objetivos

3.1 Objetivo General

Evaluar las diferentes fases que tienen estos proyectos desde el inicio de la inversión hasta el cierre y entrega al cliente a través de la guía proyectos PMBOK, las buenas prácticas y las

lecciones aprendidas, incluyendo listado de los entregables de ingeniería a desarrollar y en cuales de estos se incluye el desempeño de las variables temperatura, la presión, la composición del gas y las condiciones del lecho marino, en la gestión de un proyecto de gasoducto submarino en la zona del Caribe Colombiano.

3.2 Objetivos Específicos

- Estimar el potencial del gas offshore y hacer un balance del estado actual del gas en Colombia consultando información actual real de datos históricos o experimentales.
- Describir los aspectos geográficos del campo de estudio, haciendo uso de las herramientas de consulta existente.
- Conocer las bases de diseño a tener en cuenta en la construcción de un gasoducto submarino.
- Desarrollar un modelo de ejecución de este tipo de obras que contemple el ciclo total del proyecto, teniendo presente la guía del PMBOK y enunciar los diferentes documentos de ingeniería que se deben elaborar en las especialidades de Civil, Mecánica, Procesos.
- Analizar los diferentes riesgos que se podrían presentar en el desarrollo de este tipo de proyectos y plantear posibles planes de mitigación que se podrían emplear tanto para la fase de planeación, diseño, construcción y operación del gasoducto propuesto en la zona del Caribe Colombiano.

4. Alcance

El alcance de esta monografía es analizar de una manera sistemática como se podrían desarrollar proyectos de este tipo, bajo la guía del PMBOK y las buenas prácticas, teniendo en cuenta entre otros los principales entregables de ingeniería que se deben desarrollar tales como los efectos de la temperatura, la presión, la composición del gas y las condiciones del lecho marino factores importantes a tener en cuenta en el diseño de la línea submarina entre otros.

5. Planteamiento del problema

La creciente demanda de gas natural que ha tenido el país durante los últimos años, especialmente en el sector eléctrico y doméstico, representa implícitamente uno de los grandes retos para el Gobierno: el desarrollo de redes e incorporación de reservas de gas natural. La actual demanda, en parte, responde a que este recurso se ha convertido en una garantía de confiabilidad para el sistema nacional respaldando la diferida energética atribuible a factores climáticos como el Fenómeno del Niño. La evaluación de recientes descubrimientos de acumulaciones de gas en yacimientos costa-afuera en el Caribe colombiano son claves para la definición del plan de abastecimiento para los próximos años. Así pues, es necesario establecer la viabilidad técnica y económica de proyectos offshore considerando su naturaleza, condiciones técnicas, operativas y logísticas implícitas en el desarrollo del mismo donde está la instalación de líneas submarinas para transportar dicho producto a la costa.

El problema de investigación radica en la necesidad de evaluar y optimizar el desempeño de este tipo de proyectos que permita de una manera sistemática y holística a los líderes de los

mismos, aumentar las probabilidades de éxito para estas obras de alta inversión, teniendo presente las diferentes etapas de ingeniería y las mejores prácticas de proyectos a aplicar y así se permitirá asegurar que el suministro se cumpla en el tiempo establecido y que la condición de desabastecimiento en el país no se dé por efectos de demoras en la ejecución de los proyectos.

El desafío consiste en analizar las diferentes etapas que tiene la construcción de un proyecto de esta magnitud incluyendo los entregables de ingeniería que se deben desarrollar durante las diferentes fases (condiciones térmicas e hidráulicas a lo largo del gasoducto, efecto de la temperatura, la presión, la composición del gas y las condiciones del lecho marino entre otros.)

Se pretende con esta metodología y bajo los lineamientos de gestión de proyectos avanzar además de los conocimientos técnicos que tienen los profesionales (seguridad del proceso, la eficiencia operativa, la integridad del gasoducto en un entorno submarino entre otros), las habilidades en gestión de proyectos, contribuyendo así a los futuros desarrollos en este tipo de infraestructuras.

6. Marco de Referencia

6.1 Antecedentes investigativos

El Caribe colombiano se ha convertido en un punto clave para la exploración y producción de gas natural en aguas profundas y ultraprofundas. En la última década, descubrimientos como Kronos-1 (2015), Purple Angel-1 y Gorgon-1 (2017) han demostrado que hay sistemas petrolíferos viables en cuencas como Colombia Offshore y Tayrona. Esto ha despertado el interés de operadores internacionales y de Ecopetrol para desarrollar la infraestructura necesaria para aprovechar estos recursos. (ANH, 2023)

En este contexto, la construcción de gasoductos submarinos se vuelve esencial para transportar el gas de manera eficiente desde los campos marinos hasta la red en tierra. Sin embargo, su desarrollo enfrenta importantes desafíos técnicos relacionados con la batimetría, las condiciones oceanográficas y la estabilidad estructural. Esto exige un diseño meticuloso y la implementación de metodologías de gestión que consideren aspectos de seguridad, costo, alcance y calidad. (Project Management Institute, 2021)

Varios estudios han señalado la urgencia de abordar este tema. Por ejemplo, (Visbal et al., 2017), destacan que las reservas de gas en Colombia son insuficientes para asegurar la autosuficiencia a largo plazo, lo que pone de relieve la necesidad de buscar nuevas fuentes de suministro. De manera similar, (Veloza et al., 2018) concluyen que el impacto económico y social de un desabastecimiento sería más grave que el de un posible exceso de producción. En la misma línea, la (UPME, 2023) advierte que, sin la incorporación de reservas offshore, el país enfrentará un déficit estructural de gas a partir de 2026.

6.2 Marco teórico – conceptual

Después de que el gas natural se extrae y se procesa es esencial un medio para transportarlo a los puntos de distribución para los usuarios finales que como en el caso de este estudio pueden estar a varios kilómetros del campo productor, es aquí donde cobra importancia el uso de los gasoductos para superar esta brecha y lograr una entrega continua del combustible.

La construcción de este tipo de obras no solo se limita al diseño, intervienen varios factores fundamentales para lograr un éxito en el proyecto y es aquí donde cobra importancia la metodología a aplicar en el desarrollo de estos proyectos.

- **Gas Natural en Colombia**

Según (Florez, 2025), para Colombia el gas natural se constituye en la segunda fuente de energía más utilizada aun teniendo en cuenta la baja en las reservas totales, es por esta razón que la Agencia Nacional de Hidrocarburos busca ampliar la reservas con la exploración y explotación de las cuencas sedimentarias Guajira y Sinú Offshore en aguas profundas y ultra-profundas del Caribe colombiano, así como otras en aguas del Pacífico colombiano.

El primer descubrimiento exitoso de estas exploraciones sucedió en 2014 en aguas profundas del Mar Caribe dentro del bloque Tayrona fue el pozo Orca-1, el cual se localiza a 40 km costa afuera y una columna de agua de 674, revela este pozo un potencial de hidrocarburos cercano a 284 millones de barriles equivalentes.

- **Gasoducto Submarino**

Los últimos descubrimientos en materia de gas en el mar caribe han incentivado la búsqueda de sistemas eficientes de transporte del mismo desde los puntos de extracción hasta los puntos de procesamiento y distribución, las redes de transporte de gas mediante gasoductos submarinos constituyen el método más eficiente en el sector costa afuera actualmente.

Según (Cabarcas et al., 2020), es de considerar que el uso de estos gasoductos requiere un seguimiento constante de propiedades como la presión a lo largo de todo el recorrido para poder garantizar la estabilidad del hidrocarburo, aspectos como largas distancias, temperaturas bajas y batimetrías con retos importantes pueden generar tropiezos como bloqueo de flujo, estos deben ser mitigados para tener un flujo continuo.

Según Pulse off the Profession de PMI del año 2018 relaciona que uno de los bajos rendimientos de los proyectos se debe a que las organizaciones no son capaces de cerrar la brecha entre el diseño y la entrega de la estrategia y es por eso que el estudio refuerza la importancia de implementar prácticas de proyectos que permitan tener un mayor éxito que aquellas que no las utiliza.

7. Potencial del Gas Offshore en Colombia

La exploración y producción de gas natural costa afuera son estratégicas, ofrecen una oportunidad única para diversificar los combustibles fósiles, asegurar la seguridad energética del país y encaminar la transición hacia una energía baja en carbono. En este sentido, la región del Caribe, y específicamente el área de La Guajira, aparece como un interesante centro de interés considerando sus favorables condiciones geológicas, ubicación geoestratégica y avances realizados en actividades de exploración en aguas profundas.

El objetivo de este capítulo es proporcionar un análisis del contexto energético actual en el país, el marco regulatorio vigente, así como las perspectivas para el desarrollo del gas costa afuera.

7.1 Antecedentes de la exploración y producción costa afuera en Colombia

Los antecedentes de la exploración y producción costa afuera en Colombia revelan una evolución marcada por hitos que han transformado la industria del gas en el país. Desde los

primeros descubrimientos en aguas poco profundas hasta los recientes hallazgos en aguas profundas y ultra profundas, Colombia ha pasado por diversas etapas técnicas y regulatorias que han establecido al Caribe como su principal zona de interés energético. En la tabla a continuación, se presentan los momentos más significativos, los actores involucrados y su impacto en la seguridad energética y en el futuro desarrollo de proyectos como los gasoductos submarinos.

Tabla 1 Línea del tiempo exploración y producción costa afuera en Colombia

Periodo / Hito	Descripción	Actores Principales	Relevancia / Impacto
Décadas de 1970–1980	Descubrimiento de los campos Chuchupa y Ballena en La Guajira. Construcción del gasoducto Ballena–Barrancabermeja.	Chevron (operador inicial), luego Ecopetrol.	Inicio de la actividad offshore en aguas someras y expansión de infraestructura gasífera hacia el interior del país.
Década de 2000 – Rondas Caribe	Reactivación del interés exploratorio con asignación de bloques offshore. Campañas sísmicas 2D y 3D.	ANH, Repsol, Anadarko, Petrobras, Shell.	Consolidación del potencial offshore y atracción de inversión extranjera.
2014–2017 – Descubrimientos clave	Perforación de pozos Kronos-1, Purple Angel-1 y Gorgon-1, confirmando gas en aguas profundas (>1.500 m).	Anadarko (luego OXY), Ecopetrol, Repsol.	Colombia se posiciona como actor emergente en gas offshore de aguas profundas.
2015–2022 – Nuevos pozos	Orca-1 y Uchuva-1 en el bloque Tayrona (Caribe Norte). Estimaciones de 3,5–5,5 TPC de reservas probables.	Ecopetrol y Petrobras.	Primeros avances hacia el desarrollo comercial de nuevos hallazgos.
2020–2024 – Inversiones recientes	Nuevos bloques adjudicados, campañas sísmicas (2022–2023). Regulación ambiental reforzada (EIAM-C).	Ecopetrol (Hocol), Shell, ExxonMobil, Noble Energy, DIMAR, ANLA, INVEMAR.	Reafirmación del compromiso nacional con el desarrollo offshore y preparación para gasoductos submarinos.

Proyecciones futuras	Exploración en bloques COL 1, 2, 6 y 7 (aguas ultraprofundas, ~4.000 m). Estimaciones de 84 TPC de gas.	Ecopetrol, OXY.	Alta expectativa de reservas, con retos técnicos y financieros significativos.
----------------------	---	-----------------	--

Fuente. Elaboración propia

7.2 Participación de actores clave en el desarrollo costa afuera colombiano

El papel de los actores clave en el desarrollo offshore de Colombia va mucho más allá de simplemente llevar a cabo actividades de exploración o perforación. Cada empresa y entidad que participa es como una pieza fundamental en la estrategia nacional para asegurar la seguridad energética, diversificar la matriz energética y facilitar la transición hacia un modelo más sostenible y bajo en carbono. Ecopetrol, como el operador nacional, no solo lidera estratégicamente, sino que también se asegura de que todo esté alineado con los planes de abastecimiento del país. Por otro lado, empresas como Shell, Petrobras y Repsol traen consigo un valioso conocimiento técnico y experiencia internacional, lo que ayuda a acortar la curva de aprendizaje en aguas profundas. Así, la colaboración entre todos estos actores no solo determina la viabilidad de los proyectos offshore, sino que también impacta directamente en la seguridad energética de Colombia y en el cumplimiento de los compromisos de transición energética. Aquí están los actores clave y sus roles en el desarrollo del gas costa afuera colombiano:

Tabla 2 Actores clave

Actor	Rol / Participación	Impacto en el desarrollo offshore
Ecopetrol S.A.	Operador nacional y motor estratégico. Socio en proyectos con Shell, Petrobras, Repsol y Anadarko. Lidera estudios sísmicos 3D y proyectos de	Consolida su rol como actor central del offshore colombiano. Declaró el gas natural como

	interconexión terrestre (gasoducto Guajira – Atlántico).	recurso estratégico en la transición energética nacional.
Shell	Explorador global de aguas profundas. Operador de bloques COL-3 y COL-5. Aporta experiencia de Golfo de México y Brasil. Planes de exploración avanzada con compromiso de perforar pozos exploratorios.	Se consolidó como operador clave de largo plazo y aportó conocimiento técnico al entendimiento geológico del Caribe colombiano.
Petrobras	Experiencia en aguas ultra profundas (Pre-sal). Participación en bloque Tayrona (GUA OFF-3, pozo Molusco-1).	Aporta tecnología de perforación a gran profundidad y fortalece la presencia regional con enfoque en sostenibilidad.
Repsol	Exploración compartida y estudios geológicos. Participación en Kronos-1 y Purple Angel-1 con Anadarko y Ecopetrol. Bloques COL-1 y COL-2. Adquisición sísmica 3D y modelamiento estructural.	Apoyó en descubrimientos clave y fortaleció la capacidad local mediante transferencia de conocimiento.
Anadarko / Occidental / Noble Energy	Pioneros en hallazgos comerciales de gas en aguas profundas. Descubrimientos Kronos-1, Purple Angel-1 y Gorgon-1.	Sus hallazgos marcaron un punto de inflexión, posicionando a Colombia como jugador con potencial de clase mundial en gas costa fuera.
ONGC Videsh (India)	Explorador titular en bloques adjudicados en Ronda 2012, con poco avance.	Limitado impacto por problemas regulatorios y técnicos.
Chevron	Operador histórico de Chuchupa y Ballena hasta 2021.	Sentó las bases iniciales de la explotación de gas costa fuera en aguas someras.
Hocol	Subsidiaria de Ecopetrol encargada de proyectos exploratorios y de transición.	Complementa la estrategia de Ecopetrol fortaleciendo capacidades locales en exploración costa fuera.

Fuente: Elaboración propia

7.3 Reservas potenciales en La Guajira y el Caribe Colombiano

El Caribe colombiano, especialmente en las zonas cercanas al departamento de La Guajira, se está consolidando como una de las regiones con mayor potencial de gas en el país. Estudios geológicos recientes, perforaciones exploratorias y la reactivación de campañas sísmicas revelaron una serie de estructuras prospectivas de gas natural alrededor de Colombia; en cuencas como Colombia Offshore, Tayrona, Guajira Offshore y Sinú Offshore.

Figura 1 Cuencas offshore del Caribe Colombiano



Gas Natural. (2021). *Caribe Offshore. La enorme reserva de gas de Colombia*. Guía del Gas.

<https://guiadelgas.com/caribe-offshore-la-enorme-reserva-de-gas-en-colombia/>

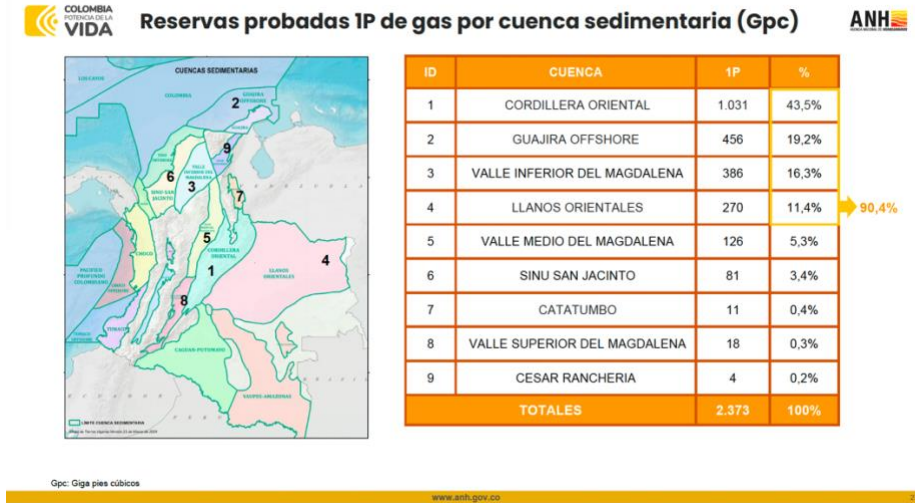
Este potencial es particularmente importante para Colombia en un escenario de agotamiento de reservas continentales y la necesidad de diversificar fuentes de energía.

7.3.1 Reservas probadas (1P) y autosuficiencia

Según análisis basado en el Boletín Estadístico de Hidrocarburos 2023 del Ministerio de Minas y Energía de Colombia al cierre de 2022, las reservas probadas de gas natural de Colombia se calcularon en 2.37 tirapiés cúbicos (TPC), lo que se traduce en un

índice de vida media de 6.1 años en ausencia de incorporación de nuevas reservas a las estimaciones actuales.

Figura 2 Reservas probadas



ANH (2023), Reservas probadas IP de gas por cuencas sedimentaria (Gpc). Informa de Reservas y Recursos – IRR 2023.

https://www.anh.gov.co/documents/24758/Informe_de_Reservas_y_Recursos_2023.pdf

Todo este volumen es una gran parte del campo Chuchupa-Ballena en La Guajira, que ya está en declive natural. Por su parte en este contexto, el Caribe colombiano se presenta como una especie de frontera por excelencia, particularmente a través de descubrimientos realizados a partir de proyectos offshore que ofrecen potencial para proyectar el camino hacia la autosuficiencia y eventuales excedentes para exportación.

7.3.2 Cuenca Colombiana Offshore y otras Cuencas del Caribe

El potencial gasífero del Caribe colombiano no se limita a una sola cuenca; en realidad, se extiende a través de varios bloques en la Cuenca Colombiana Offshore, Tayrona, Guajira y Sinú. Cada una de estas áreas tiene diferentes niveles de exploración, volúmenes

estimados y desafíos técnicos, lo que nos permite evaluar sus contribuciones tanto actuales como futuras a la seguridad energética del país. La tabla a continuación resume los descubrimientos, el potencial y el análisis del impacto de estas cuencas.

Tabla 3 Cuencas Offshore Caribe Colombiano

Cuenca / Bloque	Descubrimientos / Bloques	Potencial estimado	Análisis / Impacto
Cuenca Colombiana Offshore (COO)	Kronos-1 (2015), Purple Angel-1 (2017), Gorgon-1 (2017)	3–4 TPC de recursos contingents estimados	Zona con los descubrimientos más relevantes en aguas profundas; consolida a Colombia como país con potencial de talla mundial.
Cuenca Tayrona	Molusco-1 (2015, Petrobras/Repsol), Orca-1 y Uchuva-1 (Ecopetrol)	3,5 – 5,5 TPC probables	Confirma hallazgos significativos en La Guajira y Magdalena; fortalece reservas para seguridad energética.
Cuenca Guajira Offshore (GUA OFF)	Bloques GUA-OFF-10 y GUA-OFF-3 asignados a Ecopetrol, Shell y Petrobras	En exploración; potencial no definido aún	Compromisos de perforación y modelado sísmico avanzado; podría aportar al balance nacional de reservas.
Cuenca Sinú Offshore	Áreas identificadas con sísmica 2D y estudios gravimétricos	Potencial preliminar, posible conexión con sistemas gasíferos del Caribe mexicano	En fase inicial; requiere más estudios para confirmar su aporte, pero ofrece perspectivas de diversificación regional.

Fuente: Elaboración propia

El análisis comparativo muestra que la Cuenca Colombiana Offshore (COO) es la más avanzada en descubrimientos, consolidando a Colombia como un jugador emergente en aguas profundas. La Cuenca Tayrona aporta un refuerzo estratégico con hallazgos recientes como Orca-1 y Uchuva-1, que confirman reservas probables significativas. Por su parte, la Guajira Offshore

y la Sinú Offshore se encuentran en fases iniciales, pero representan la posibilidad de diversificar la oferta y sostener la producción en el mediano plazo.

7.3.3 Estimaciones y modelos potenciales

La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) indicó que el potencial técnico total de recursos de gas en el Caribe colombiano podría rondar sobre 11 TPC, según modelos geológicos, factores de recuperación y posterior delimitación de descubrimientos. Estos números colocan a Colombia como un nuevo jugador en el gas de América Latina, junto con países como Trinidad y Tobago que están en fases iniciales exploratorias.

7.4 Avances regulatorios y proyecciones energéticas (UPME, MinMinas)

El desarrollo de gas natural offshore en Colombia se lleva a cabo dentro de una evolución normativa e institucional que busca asegurar la seguridad energética, reducir la necesidad de importaciones y promover una transición ordenada hacia fuentes bajas en carbono. Se ha movilizadado un esfuerzo en política pública y planes indicativos que entidades como el Ministerio de Minas y Energía (MinMinas) y la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) han liderado, para integrar el potencial de gas en la matriz energética nacional.

7.4.1 Marco Institucional y desarrollos regulatorios

En Colombia, el destino legal para el desarrollo offshore se ha colocado dentro de la planificación energética nacional gracias a algunas reformas regulatorias de los últimos años. Se pueden destacar:

- **Decreto 2345 de 2015, Decreto 1073 de 2015 y Decreto de 2023:** Sobre actualización de propósitos corporativos y planificación sectorial que determinan la elaboración del Plan de Abastecimiento de Gas Natural responsabilidad de UPME.
- **Ordenanza MME No. 40052/2016:** Regula la infraestructura y el derecho de acceso al Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural (SNT).
- **Decreto 2121 de 2023:** A través del cual se fortalecen las competencias de UPME en la planificación del suministro y expansión del Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural (SNT) (MinMinas, 2023).

Estas mejoras marcan un paso directo para la integración entre el Ministerio de Minas y Energía y la UPME, para consolidar la confiabilidad y sostenibilidad del suministro

7.4.2 Proyecciones de demanda de Gas Natural

En el Estudio Técnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural a largo plazo 2023–2038 (ETPAGN 2023–2038), la UPME modeló la demanda en tres escenarios (bajo, medio, alto) desagregando por sector de consumo (residencial, industrial, transporte, generación térmica, etc.) en función de modelos econométricos y datos históricos regionales.

- **Medio:** una demanda agregada de alrededor de 1,223 GBTUD en 2038, el escenario medio proyecta una tasa de crecimiento promedio anual dentro del rango de 0.4% (2022–2032) a un máximo de alrededor de 1.5% (2032–2038).
- **Alto:** 1,452 GBTUD en ese mismo horizonte.

Se espera que la reducción en la demanda provenga de la Costa Atlántica (baja, 32-26% de participación entre 2022 y 2032), mientras que la región central aumenta (sube, 29-35%). El plan muestra que bajo un escenario de demanda de crecimiento medio, Colombia

experimentará una escasez estructural de gas a partir de 2026 si no se agregan otras reservas con gas offshore como la única fuente capaz de revertir esta tendencia.

7.4.3 Escenarios de suministro y déficit proyectado

El ETPAGN define tres escenarios de suministro:

- **Suministro 1:** producción nacional + capacidad de importación actual (400 GBTUD mediante plata SPEC)
- **Suministro 2:** Recursos continentales probables que incluyen reservas probables (2P/Contingente 2C) y aumento de importación (~450 GBTUD).
- **Recurso 3:** Cubre todas las perspectivas marinas, esperando reservorios de futuras cuencas en los mares.

Balance de demanda media:

- **El suministro 1** entra en déficit tan pronto como en 2026.
- **El suministro 2** nos llevaría hasta 2030.
- **El suministro 3** (incluyendo gas offshore) es el único caso que cerraría la brecha a mediano plazo.

Ecopetrol ha pronosticado un déficit de 120 mil millones de BTU/día para 2025, para 2026 los ascienden a 300 mil millones de BTU/día en el escenario medio. Las reservas probadas en el año de 2023 habían caído a solo 6.1 años de consumo. A su vez, UPME prevé que sin nuevos descubrimientos offshore Colombia dependería de importaciones a partir de 2027.

7.4.4 Relevancia del gas offshore en el contexto energético

Mantener el suministro seguro-creciente papel del recurso offshore. El desarrollo de recursos offshore como parte del Suministro 3 es esencial para:

- Sostenibilidad de la seguridad energética.
- Reducir la dependencia de importaciones temporales.
- Prevenir escasez en regiones críticas.
- Vincular el gas offshore como una carta de transición energética que alimenta la producción de hidrógeno azul.

Se espera que comience la concesión de licencias a mediados de 2026, esta concesión de licencias, como la anunciada entre Ecopetrol y Petrobras poco antes del fortalecimiento regulatorio y normativo de 2024–25.

7.5 Aportes del gas offshore a la transición energética en Colombia

El gas offshore se ha consolidado como un elemento clave dentro de la transición energética en Colombia, no solo por su capacidad de suplir déficits de oferta, sino también por su papel como combustible puente hacia una matriz más limpia. La siguiente tabla sintetiza los principales aportes en términos energéticos, climáticos y sociales:

Tabla 4 Impacto del Gas en la transición energética

Aspecto	Descripción	Análisis / Impacto
Seguridad energética y menores importaciones	Bloques como Tayrona y Papayuela podrían producir 13 millones m ³ /día hacia 2029–2030, cubriendo hasta el 80% de la demanda nacional.	Permite reducir la dependencia de importaciones de GNL, garantiza el suministro estable y refuerza la soberanía energética.
Integración con objetivos climáticos y energéticos a largo plazo	El gas offshore es considerado un combustible puente dentro de	Asegura continuidad en el suministro mientras se

	la Transición Energética Justa (TEJ).	consolidan energías renovables e hidrógeno verde y azul.
Complemento a energías renovables	La generación a gas actúa como respaldo flexible frente a la intermitencia de fuentes renovables.	Contribuye a la estabilidad de la red eléctrica y evita apagones o variaciones en la confiabilidad del sistema.
Alivio al déficit crítico de gas	El déficit actual obliga a importar con sobrecostos que elevan tarifas hasta en un 40% según Fedesarrollo.	El gas offshore permite cubrir la brecha a mediano plazo, mitigando impactos socioeconómicos en hogares e industrias.
Apoyo al cumplimiento de compromisos climáticos	Aunque se limita la expansión de combustibles fósiles en tierra, el gas offshore se considera viable.	Permite avanzar en compromisos internacionales de descarbonización sin comprometer la seguridad energética.

Fuente: Elaboración propia

En resumen, los beneficios del gas offshore muestran que este recurso puede equilibrar la seguridad energética con los objetivos de descarbonización. Su incorporación ayudará a apoyar las energías renovables, disminuir las importaciones costosas y asegurar un suministro constante, posicionando al Caribe colombiano como un punto clave en la transición energética del país.

7.6 Necesidad de la construcción de un gasoducto submarino teniendo en cuenta las posibilidades del gas offshore del Caribe Colombiano.

De acuerdo con lo descrito en apartes anteriores con respecto a los hallazgos y los requerimientos de gas natural en el país, los descubrimientos en la Cuenca Colombiana Offshore, como Kronos-1, Purple Angel-1 y Gorgon-1, junto con los hallazgos más recientes en la Cuenca Tayrona (Orca-1 y Uchuva-1), han confirmado que hay volúmenes significativos de gas en aguas profundas, con estimaciones que varían entre 3 y 5,5 TPC

de reservas probables. Estos descubrimientos superan con creces la capacidad de transporte de la infraestructura actual, que se centra en campos en declinación como Chuchupa y Ballena, cuyos aportes disminuyen año tras año. La magnitud de estas nuevas reservas, ubicadas lejos de la costa y a profundidades superiores a los 1.500 metros, hace que depender únicamente de soluciones temporales, como el uso de buques metaneros o plantas flotantes de regasificación, no sea viable. Por lo tanto, la construcción de un gasoducto submarino se convierte en una necesidad técnica esencial para asegurar que el gas producido pueda llegar de manera continua, segura y económica a los centros de consumo en tierra firme y cumplir con los objetivos trazados en cuanto a la matriz energética.

8. Aspectos geográficos del área de estudio: la región de La Guajira en el Caribe colombiano

La Guajira, situada en el extremo más septentrional del continente colombiano, es una puerta estratégica para el desarrollo y despliegue de proyectos de energía offshore. Las condiciones geográficas, geológicas, oceanográficas y sociales son particularmente adecuadas para la exploración de gas natural en las aguas del lecho marino del mar caribe.

Este capítulo presenta la contextualización geoespacial y ambiental del área de estudio desde un punto de vista sectorial, mostrando las principales externalidades que interfieren con el diseño, gestión y viabilidad técnica de un proyecto de gasoducto submarino.

El área de investigación se sitúa a lo largo de la costa noreste del departamento de La Guajira entre los municipios de Uribia y Manaure, en un entorno geológico donde se unen cuencas sedimentarias como Guajira Offshore y Tayrona. Las cuencas, desde la plataforma continental

hasta profundidades superiores a 2,000 metros, representan un área de más de 100,000 km² dentro de la jurisdicción marítima colombiana.

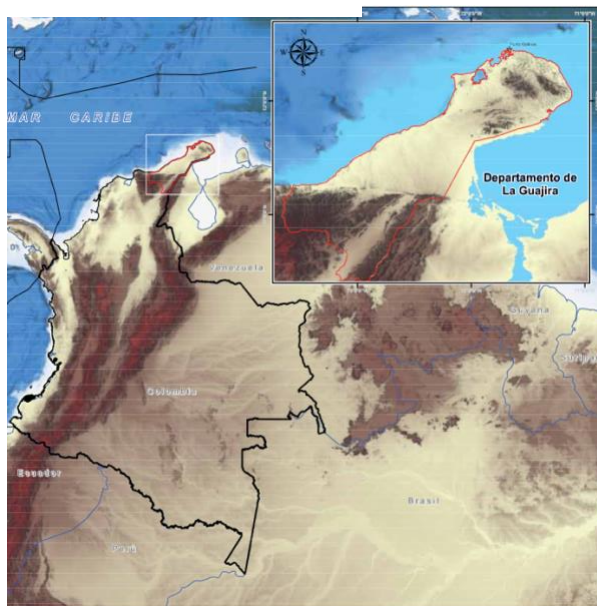
La ubicación geográfica aproximada de esta región es:

Latitud: 11°30'–12°00' N

Longitud: 71°00'–73°00' W

Esto tiene una importancia y valor estratégico porque está cerca de puntos de interés, como la infraestructura energética actual (gasoductos Ballena–Barranquilla) y centros logísticos como Puerto Bolívar y Puerto Brisa, además de áreas de oportunidad para futuras estaciones de compresión o plantas de licuefacción.

Figura 3 *Localización general La Guajira*



Gobernación de la Guajira (2024): *La Guajira* <https://laguajira.gov.co/LaGuajira/Paginas/La-Guajira.aspx>

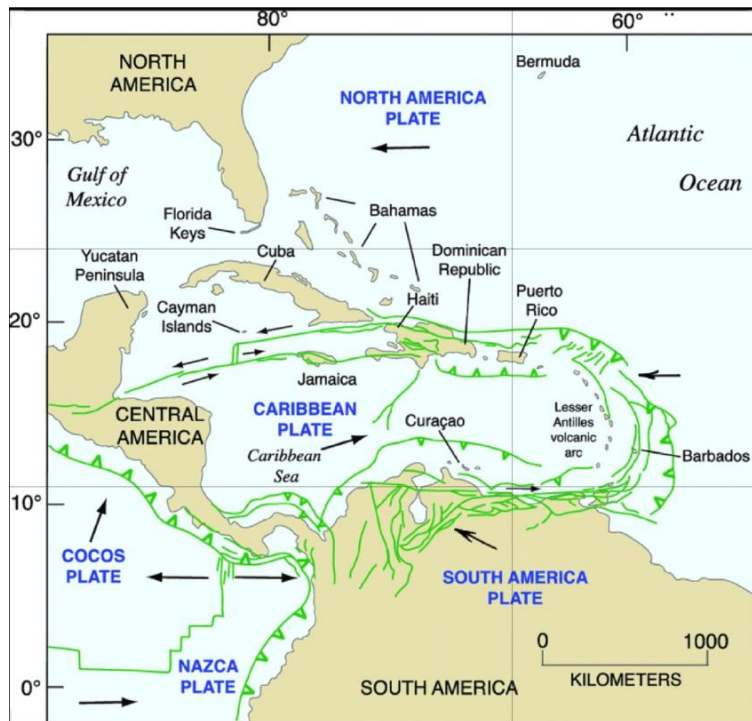
8.1 Caracterización geológica y batimétrica de la plataforma continental

La plataforma continental de La Guajira tiene una geología bastante compleja y una batimetría del margen continental pasivo que influyen en cómo se diseña y construye un gasoducto

submarino. La interacción de las placas tectónicas, la existencia de cuencas sedimentarias y la forma del lecho marino son factores clave que afectan aspectos críticos como la estabilidad, el riesgo sísmico y la necesidad de usar técnicas de instalación específicas.

Se encuentra geológicamente en el margen norte de América del Sur, donde la microplaca del Caribe interactúa con la placa Sudamericana.

Figura 4 *Mapa tectónico regional de la cuenca del Caribe*



Marenco Boekhoudt, V. H. (2021): Mapa tectónico generalístico de la Cuenca del Caribe y sus adyacencias. https://www.researchgate.net/figure/Figura-3-Mapa-tectonico-generalistico-de-la-Cuenca-del-Caribe-y-sus-adyacencias_fig1_354400715

Esta interacción fue la responsable de formar un sistema de cuencas sedimentarias extensionales y transcurrentes, que destaca las cuencas Tayrona, Guajira Offshore y Colombia Offshore.

A continuación, se ofrece un resumen de los principales elementos geológicos y batimétricos de la región y cómo impactan en el proyecto.

Tabla 5 Elementos geológicos y batimétricos de la región

Aspecto	Detalle en La Guajira	Implicación en el diseño y construcción del gasoducto
Configuración tectónica	Interacción microplaca Caribe – placa Sudamericana; presencia de fallas normales y anticlinales.	Requiere estudios sísmicos de alta resolución; refuerzo estructural frente a sismos y fallas.
Sedimentos y estratigrafía	Secuencias de lutitas, areniscas, carbonatos y depósitos turbidíticos (espesor > 6 km).	Influye en la estabilidad del ducto; zonas blandas requieren mayor anclaje o enterramiento.
Trampas estructurales	Presencia de anomalías sísmicas y migración vertical/lateral de hidrocarburos.	Riesgo de acumulación de gas libre que debe evaluarse en perforaciones y zanjeo.
Plataforma continental	Aguas someras (0–200 m); hasta 70 km de ancho en La Guajira.	Facilita operaciones logísticas y transporte marítimo de equipos.
Talud continental	Inclinación 3°–7°; descensos rápidos entre 200 y 2.500 m; cañones activos.	Condiciona el trazado del ducto; riesgo de deslizamientos submarinos.
Cañones submarinos	Transportan sedimentos hacia cuencas profundas.	Requiere evitar su cruce o implementar protección mecánica adicional.
Fondo oceánico	Predominio de sedimentos finos (arcillas y limos); presencia de avalanchas gravitacionales.	Puede afectar la estabilidad del gasoducto; se recomienda enterramiento parcial o total.

Fuente: Elaboración propia

El análisis geológico y batimétrico muestra que la viabilidad del gasoducto no se basa únicamente en cálculos hidráulicos, sino que también requiere integrar factores estructurales, sísmicos y la estabilidad del lecho marino en su diseño. La combinación de plataformas amplias y taludes inclinados presenta desafíos que demandan estudios geotécnicos minuciosos y la aplicación de técnicas de instalación adaptadas, como S-lay, J-lay o enterramiento. De esta manera,

el proyecto puede prever riesgos relacionados con deslizamientos, fallas activas o sedimentación, asegurando así la seguridad y sostenibilidad de la infraestructura.

8.2 Condiciones oceanográficas, sísmicas, climáticas y su influencia en el diseño del gasoducto submarino

Para entender los desafíos técnicos que presenta la construcción de un gasoducto submarino en la plataforma continental de La Guajira, es fundamental examinar las condiciones oceanográficas, sísmicas y climáticas, así como el impacto de las corrientes, el oleaje y las mareas en la región. Estos elementos no solo influyen en la viabilidad del trazado y la instalación del ducto, sino que también afectan su integridad estructural y operativa a lo largo de su vida útil. En la tabla siguiente, se resumen los principales parámetros geográficos y geotécnicos encontrados en el Caribe colombiano, junto con sus implicaciones directas en el diseño y funcionamiento del proyecto.

Tabla 6 Condiciones oceanográficas, sísmicas y climáticas

Parámetro / Aspecto	Características en La Guajira – Caribe colombiano	Implicaciones en el diseño y operación del gasoducto
Corrientes marinas	Velocidad superficial 0.2–1.2 m/s; intensificación en tormentas y ondas tropicales.	Riesgo de vibración inducida por vórtices, socavación (scour) y aumento de arrastre; necesidad de estudios CFD y refuerzo estructural.
Oleaje	Altura promedio 1.2–2.5 m; hasta 3.5 m en tormentas; dirección noreste predominante.	Define ventanas climáticas de instalación; afecta soldadura, estabilidad estructural y fatiga por cargas repetitivas.
Mareas	Semidiurnas, amplitud 30–60 cm; impacto mayor en bahías y zonas costeras.	Afecta operaciones portuarias, fondeo y aproximación de equipos; requiere planeación de ventanas de trabajo.

Condiciones sísmicas	Aceleración espectral horizontal entre 0.10–0.20 g (nivel moderado).	Inclusión de cargas sísmicas en cálculos; evaluación de talud y licuefacción; uso de normas API RP 2EQ y DNVGL-RP-C207.
Clima	Árido y semiárido; temperatura >28 °C, vientos alisios 6–12 m/s, baja precipitación (<500 mm/año).	Alta radiación y vientos: desafíos para operaciones en superficie, pero potencial para integración con eólica offshore.

Fuente: Elaboración propia

La combinación de corrientes marinas intensas, oleaje persistente y condiciones climáticas extremas en La Guajira hace que diseñar un gasoducto submarino sea un verdadero reto técnico que requiere soluciones adaptadas al entorno. Estos factores afectan directamente la estabilidad estructural del ducto, la planificación de las ventanas de instalación y la elección de materiales y recubrimientos. Aunque el Caribe colombiano tiene una sismicidad moderada en comparación con el Pacífico, es crucial incluir criterios sísmicos en el diseño para asegurar la seguridad a largo plazo. En resumen, estas condiciones subrayan la importancia de un enfoque de ingeniería integral que combine cálculos hidrodinámicos, geotécnicos y estructurales, junto con un plan de gestión ambiental y climática que garantice la viabilidad y sostenibilidad del proyecto.

8.3 Consideraciones ambientales y sociales: Territorio Wayuu y áreas protegidas

La construcción de un gasoducto submarino en el Caribe colombiano no solo presenta desafíos técnicos, sino que también conlleva un importante componente ambiental y social. La región de La Guajira alberga ecosistemas marino-costeros que son muy productivos y extremadamente sensibles, además de ser hogar del pueblo indígena Wayuu, cuyos derechos colectivos y cosmovisión están respaldados por la legislación tanto nacional como internacional. Por lo tanto, este proyecto requiere una planificación meticulosa, evaluaciones de impacto y la incorporación de mecanismos de participación y consulta previa.

A continuación, se presentan las consideraciones ambientales y sociales mas representativas para el desarrollo de este tipo de proyectos:

Tabla 7 Consideraciones ambientales y sociales

Aspecto	Detalle en la zona de La Guajira	Posible influencia en la construcción del gasoducto
Áreas protegidas	Santuario de Fauna y Flora Los Flamencos, Distrito Marino– Costero de Alta Guajira, praderas de pastos marinos y corales profundos.	Limitación en el trazado del gasoducto; necesidad de reubicar tramos para evitar daños; mayores exigencias de compensación ambiental.
Ecosistemas marino–costeros	Alta biodiversidad bentónica, vulnerabilidad frente a dragado y enterramiento.	Riesgo de pérdida de hábitat; necesidad de técnicas de instalación menos invasivas (ej. jetting en vez de dragado).
Regulación ambiental	Licencia de la ANLA mediante Evaluación de Impacto Ambiental Marino-Costero (EIAMC); permisos DIMAR para ocupación del lecho marino.	Posibles retrasos en el cronograma; necesidad de estudios previos robustos y planes de manejo ambiental estrictos.
Pueblo Wayuu	Asentado en Uribia, Manaure, Maicao y Riohacha; actividades económicas como pesca artesanal, salinas y navegación costera.	Posibles conflictos sociales si no se respetan derechos; riesgo de suspensión judicial sin consulta previa.
Consulta previa	Obligatoria según la Ley 21 de 1991 (Convenio 169 OIT) y jurisprudencia constitucional.	Puede extender plazos del proyecto; requiere procesos de concertación, compensación y planes de beneficio comunitario.
Autonomía cultural	Cosmovisión Wayuu ligada al mar, viento y territorio ancestral.	Necesidad de enfoque diferencial en gestión social; inclusión de proyectos de fortalecimiento cultural y empleo local.

Fuente: Elaboración propia

El análisis muestra que la viabilidad del gasoducto no se basa solo en aspectos técnicos, sino también en la capacidad del proyecto para incorporar criterios ambientales y sociales en cada

una de sus etapas. Las áreas protegidas y los ecosistemas frágiles requieren una planificación ambiental cuidadosa, mientras que la presencia del pueblo Wayuu hace que la consulta previa y el diálogo comunitario sean condiciones esenciales para el desarrollo. Pasar por alto estas variables podría resultar en bloqueos regulatorios, conflictos sociales o pérdidas irreversibles de biodiversidad. Por eso, la gestión del proyecto debe integrar soluciones técnicas, ambientales y sociales dentro de un marco de sostenibilidad y gobernanza territorial.

8.4 Riesgos geográficos críticos para el proyecto

El análisis de la región de la zona Caribe muestra que los factores geológicos, batimétricos, oceanográficos y sociales están interconectados, lo que genera riesgos que deben ser considerados de manera integral al diseñar y ejecutar el gasoducto submarino. Entre los más destacados se encuentran:

- **Inestabilidad geotécnica:** La existencia de taludes continentales inclinados y cañones submarinos incrementa la probabilidad de deslizamientos y socavaciones, lo que requiere refuerzos estructurales y técnicas de instalación adaptadas.
- **Condiciones oceanográficas extremas:** Las corrientes marinas intensas y los oleajes persistentes representan un riesgo para la estabilidad del ducto y las operaciones de tendido. Esto exige planificar ventanas climáticas seguras y utilizar modelos hidrodinámicos avanzados.
- **Actividad sísmica moderada:** Aunque es menor que en el Pacífico, la sismicidad de la región implica cargas adicionales en el diseño, con el riesgo de licuefacción en ciertos sedimentos blandos del lecho marino.
- **Entornos ambientales y sociales sensibles:** La proximidad a áreas protegidas y la presencia del pueblo Wayuu condicionan el trazado y las fases de construcción, lo que

puede llevar a retrasos o ajustes si no se gestionan adecuadamente los procesos de consulta y licenciamiento.

En resumen, los riesgos geográficos de La Guajira no son solo un aspecto técnico aislado, sino que surgen de la interacción entre factores físicos, ambientales y sociales. Por lo tanto, la viabilidad del gasoducto dependerá de la capacidad de integrar estudios geotécnicos, oceanográficos y climáticos con una gestión ambiental y social participativa, que permita anticipar escenarios críticos y diseñar soluciones de mitigación efectivas.

9. Bases de Diseño del Gasoducto en la Zona Caribe Colombiano

9.1 Tipología de gasoductos marinos: flexibles vs. rígidos; enterrados vs. en lecho marino

La selección del tipo de gasoducto submarino en el offshore es un proceso estratégico que integra aspectos técnicos, operativos, ambientales y económicos. En realidad, no existe una solución completa o estándar, y la elección de la solución dependerá de múltiples factores, incluidos, entre otros, la profundidad del agua, las condiciones geotécnicas del lecho marino, presión de operación, métodos de instalación disponibles, así como la debida consideración para el duro entorno marino en el que se encuentran los productos junto con cualquier impacto que pueda resultar de tal cruce en la infraestructura sobre el agua o el entorno social.

A continuación se presentan los tipos dominantes que existen actualmente, junto con características clave y criterios de selección.

9.1.1 Gasoducto rígido

- **Descripción técnica**

Un material que se constituye con acero al carbono de alta resistencia (grado API 5L X65 o superior), y de diámetro de tubería de 8" a 48", también están protegidos por sistemas anticorrosivos, es decir, epoxi fusionado, concreto de lastre o recubrimientos poliméricos de protección térmica, y protección catódica activa a través de ánodos de sacrificio.

- **Características principales**

- Altas presiones de operación (>200 bar) y gran flujo
- Estructura fuerte, buena para tramos largos.
- Susceptible a cargas cíclicas (fatiga) y vibraciones inducidas por vórtices (VIV).
- Típicamente deben ser protegidos mediante enterramiento parcial o con recubrimiento de recubrimientos de lastre.

- **Aplicaciones:**

- Líneas de exportación de gas de larga distancia desde pozos submarinos a estaciones de tratamiento en tierra.
- Lechos marinos estables para que el conducto se apoye, de modo que no cedan o se muevan debido a deslizamientos en áreas de inestabilidad del fondo marino.
- Campos de aguas profundas en el offshore (>500 m) que requieren integridad estructural de alta presión.

9.1.2 Gasoducto flexible

- **Descripción técnica**

De multicapa, es decir capa interna en polímero y refuerzos metálicos espirales externos, pueden ser utilizados en configuraciones de riser dinámico de hasta 350–400 bar de contención de presión, a profundidades superiores a 2,000 m. Sin embargo, están limitados en diámetro (típicamente hasta 20”) y tienen un mayor costo/metro en comparación con conductos rígidos.

- **Características principales**

- Duradero en flexión y bueno en movimiento dinámico.
- Adecuado para instalaciones de alta movilidad estructural (FPSOs, plataformas flotantes).
- Pequeño en diámetro (típicamente 20” o menos).
- Se requiere una mayor intensificación costo para fabricación y mantenimiento.

- **Aplicaciones**

- Salidas entre cabezal de pozo submarino y los colectores
- Risers de producción/inyección en instalaciones flotantes.
- Campos con depósitos complejos o inestables en el fondo marino

9.1.3 Gasoductos Enterrados

- **Descripción técnica**

Se refiere a instalar tuberías de transporte de gas (rígidas o flexibles) en zanjas excavadas en el lecho marino, con una profundidad de enterramiento variable entre 0.5 y 2.0 metros, la zanja se rellena luego con material dragado o artificial.

El enterramiento depende de estudios detallados de sedimentología, dinámica de corrientes de fondo y estabilidad del lecho.

- **Características principales**
 - Protección contra amenazas externas como pueden ser anclas, redes de pesca, corrientes de fondo
 - Estabilidad térmica mejorada para reducir el riesgo de hidratos o cera
 - Necesitan estudios geotécnicos, de transporte de sedimentos y erosión del lecho.

- **Aplicaciones**
 - Áreas de alto tráfico marítimo (rutas de navegación, plataformas costeras).
 - Zonas de peligro de erosión o socavación.
 - Áreas con regiones ambientalmente protegidas o áreas de pesca artesanal.

9.1.4 Gasoductos en el lecho marino

- **Descripción Técnica**

Se instala directamente sobre el fondo marino sin preparaciones previas, gracias a su peso propio y los recubrimientos de lastre la tubería es estable contra corrientes laterales y flotación de su propio peso.

Estos ductos suelen estar en aguas profundas (>1,500 m) y el enterramiento no sería viable ya sea por limitaciones técnicas o económicas.

- **Características principales**
 - Costo de instalación asequible ya que no requiere ni dragado ni relleno.

- Necesita una verificación de estabilidad para resistir las fuerzas hidrodinámicas.
- Riesgo de contacto con actividades humanas (anclajes, pesca).

• **Aplicaciones**

- Aguas profundas en donde el enterramiento no es viable ni técnica ni económicamente hablando.
- Lechos marinos más estables, con baja influencia de actividad humana.
- Líneas de exportación con menos problemas de interacción externa.

9.1.5 Factores críticos de selección tipológica

Tabla 8 Factores críticos de selección tipológica

Factor Técnico	Rígido	Flexible	Enterrado	Sobre Lecho
Profundidad	Alta (hasta >3.000 m)	Alta (>2.500 m)	Limitado por dragado	Alta, si el lecho es estable
Presión de operación	Muy alta	Alta-moderada	Ambos aplican	Ambos aplican
Movilidad de la estructura	Baja tolerancia	Alta flexibilidad	Alta protección	Requiere lastre
Costo de instalación	Moderado-alto	Alto	Alto (por dragado)	Bajo
Interferencia antrópica	Protección requerida	Protección requerida	Menor riesgo	Mayor exposición

Fuente: Elaboración propia

9.2 Selección de ruta

El diseño de la mejor ruta para una tubería submarina no depende de la distancia más corta, sino que implica un análisis integrado de diferentes criterios técnicos, ambientales, geográficos y sociales que aseguran la integridad, viabilidad y sostenibilidad del proyecto

9.2.2 Proceso iterativo de definición de ruta: Identificación del corredor de interés: define una banda inicial amplia conectando puntos terminales.

- **Filtrado progresivo:** se eliminan zonas con restricciones técnicas, ambientales o legales y el corredor se reduce a donde se pueden identificar rutas alternativas.
- **Procedimiento de selección de derechos de vía:** se elige la ruta más apropiada para reducir los riesgos y costos, que puede utilizar un sistema de soporte de decisiones basado en GIS más un análisis multicriterio.

9.2.3 Criterios técnicos para la seleccionar la ruta del Proyecto de un gasoducto submarino.

La ruta más conveniente para el gasoducto será la basada en un análisis de criterios múltiples en el que sea prioridad la seguridad estructural, la integridad del ducto y que la operación sea viable. En una metodología más moderna, se emplea el uso de mapas de geocosto en sistemas GIS con un análisis de "camino de menor costo" para evaluar y equilibrar los riesgos técnicos, ambientales y económicos.

- **Riesgos geológicos y geohazards submarinos:**
 - Las áreas que se encuentran en fallas activas, áreas de deslizamientos submarinos y áreas de licuefacción de sedimentos, pendientes pronunciadas, así como zonas sísmicas severas deben ser delineadas para ser excluidas.
 - Predicciones de modelos numéricos de deslizamientos submarinos y el impacto en las deformaciones de tuberías.
- **Batimetría y "tramos libres":**

- La existencia de cañones submarinos y lechos marinos irregulares crean áreas sin contacto (tramos libres) que son causa de fatiga estructural debido a la flexión local.
- Terreno inestable en pendientes pronunciadas donde la tubería no puede asentarse adecuadamente.

- **Interferencias humanas y otras infraestructuras**

Es necesario respetar no solo zonas de cables submarinos sino también cualquier tubería, áreas de navegación y actividades derivadas, cuando no es posible evitar el cruce, este debe ser perpendicular y separados para reducir los riesgos y facilitar la inspección.

- **Condiciones geotécnicas y soporte del fondo**

Se requieren estudios geotécnicos detallados (CPT, muestreo, sonar multihaz) para determinar el soporte del suelo, penetración de planos blandos y erosión, este se debe confirmar con datos de campo y simulaciones CFD.

- **Hidrodinámica y metoceanografía**

- Corrientes, olas y mareas deben ser modeladas con datos de metoceanografía local ya que tienen un efecto sobre la estabilidad, socavación de tuberías y diseño de anclajes.
- Usando el GIS para calcular el camino M o L combinando criterios de topografía, geología, uso del lecho marino y posibles sobrecostos, el método es un 30% más barato que con el camino ortogonal simple.

9.3 Parámetros clave de diseño para gasoductos

9.3.1 Diámetro de la tubería:

El diámetro interno que es una función del caudal de gas previsto, presión de operación y pérdidas de fricción permitidas. En gasoductos submarinos es común usar diámetros de tubería de 8" (200 mm) a 44" (1,100 mm) dependiendo del volumen transportado y la distancia, un ejemplo referente es el gasoducto Langeled (Noruega–Reino Unido), diámetro de 42" a 44" a presión de hasta 250 bar.

9.3.2 Presión de diseño.

Normalmente se diseña con una presión de trabajo que alcanza entre 150 y 300 bar, con el promedio de toda la presión igual a al menos 200, presión que no solo es adecuada para el transporte público, sino que también asegura el transporte en recorridos largos normalmente en aguas profundas. En cambio, en la zona de aguas ultra profundas (>2000 m) con presión de agua excesiva, se utilizan casos HP/HT (Alta Temperatura / Alta Temperatura) considerando los mayores grosores de agua y estudios de colapso externo por ovalización

9.3.3 Espesor y tipo de material:

Para el propósito de integridad estructural a altas presiones y sollicitaciones marítimas, las tuberías suelen estar hechas de un material con aceros de alta resistencia (API 5L X65 o X70, con límite de fluencia \approx 450 Mpa).

Tabla 9 *Tabla de espesores según tipo de material*

Grade	Yield Strength, Minimum(psi)		Ultimate Tensile Strength,		Elongación (%)
	psi	Mpa	psi	Mpa	
A25	25000	172	45000	310	a
A	30000	207	48000	331	a

B	35000	241	60000	414	a
X42	42000	290	60000	414	a
X46	46000	317	63000	434	a
X52	52000	359	66000	455	a
X56	56000	386	71000	490	a
X60	60000	414	75000	517	a
X65	65000	448	77000	531	a
X70	70000	483	82000	565	a

American Petroleum Institute (API). (2012). API Specification 5L: Specification for Line Pipe (45th ed.). Washington, D.C.: API Publishing Services.

- El espesor de pared se determina en base a una combinación de cargas internas (presión, temperatura) y externas (colapso, cargas geotécnicas) y puede variar típicamente entre 15 mm a 40 mm dependiendo de la distancia así como de la profundidad.
- Máquinas de diseño y software como SubseaPro se utilizan para crear zonas seguras, grosores óptimos según carga externa, presión interna y fuerzas de instalación.

9.3.4 Recubrimientos y protección anticorrosiva.

- El acero se protege usando recubrimientos externos como lastre de concreto, bituminoso o recubrimientos de epoxi fusionado y protección catódica activa (ánodos de sacrificio, o ICCP) para protegerlo de la corrosión marina.
- La envoltura de concreto aumenta el peso de la tubería y por lo tanto la hace más estable contra las corrientes presentes e impide la flotación.
- Para gases contaminantes (CO₂, H₂S), se aplica protección interna (recubrimiento polimérico) para minimizar la corrosión interna y el desgaste prematuro de la línea

9.3.5 Impactos de la presión y la temperatura en el lecho marino sobre el material de la tubería.

La presión y la temperatura en el lecho marino son factores clave que influyen en el diseño y la elección de materiales para un gasoducto submarino. A profundidades que superan los 1.000 metros, la presión externa puede alcanzar más de 10 MPa, lo que aumenta el riesgo de colapso por ovalización y propagación de pandeo. En estos casos, es fundamental optimizar la relación entre el diámetro y el espesor, además de aplicar refuerzos estructurales para asegurar la estabilidad. Al mismo tiempo, la baja temperatura del fondo marino, que varía entre 2 °C y 6 °C en el Caribe, favorece la formación de hidratos y ceras en el gas transportado, lo que puede causar bloqueos en el flujo y pérdidas de eficiencia. Para contrarrestar estos efectos, se utilizan recubrimientos aislantes y estrategias de control térmico (Pao, 2016; Offshore Magazine, 2019). Por otro lado, el gradiente térmico entre la temperatura del fluido (60–120 °C) y la del lecho marino también genera esfuerzos de expansión axial que pueden provocar pandeo lateral o fatiga en la tubería, aspectos que deben ser considerados durante la fase de ingeniería de detalle (ASME, 2018). Así, la combinación de presión hidrostática, bajas temperaturas externas y altas temperaturas internas exige una cuidadosa selección de materiales (como aceros API X65/X70 o recubrimientos CRA) y el diseño de sistemas de protección catódica, subrayando la importancia de un enfoque integral de integridad y garantía de flujo para asegurar la confiabilidad del proyecto en el Caribe colombiano.

9.3.6 Aplicación de los parámetros de diseño al caso del proyecto en el Caribe colombiano.

A continuación, se presenta un cuadro resumen de los parámetros de diseño para gasoductos submarinos aplicados al caso del proyecto en el Caribe colombiano, mostrando la implicación de cada uno de ellos sobre el diseño y construcción.

Tabla 10 Aplicación de los parámetros de diseño

Criterio de diseño	Aplicación al Caribe colombiano (La Guajira)	Implicación técnica / de diseño	Evidencia y datos requeridos
Capacidad y diámetro	Demanda regional + inyección offshore hacia red troncal; distancias largas costa adentro.	Diámetro optimizado para equilibrar pérdidas de carga y CAPEX; evitar sobredimensionar.	Proyecciones UPME/CREG; curvas de demanda; perfiles hidráulicos; condiciones operativas.
Presión de diseño/operación	Presiones altas para transporte troncal; transitorios por arranque/parada y cierres de válvulas.	Define envolvente operativa; condiciona selección de espesor y clase de material.	Filosofía de operación; transitorios (start-up, shut-in); curvas compresor/planta; MAOP/Incidental.
Presión externa (profundidad)	Talud y cañones al norte/NE de La Guajira con fondos >200–1000 m en tramos posibles.	Control de colapso/ovalización y pandeo; puede gobernar el espesor y D/t.	Batimetría/GEBCO; campañas geofísicas; rutas preliminares y profundidades máximas.
Temperatura (fluido/lecho marino)	Lecho 2–6 °C y fluido caliente en arranque; gradientes altos.	Aislamiento térmico, control de expansión/pandeo lateral y estrategia de garantía de flujo (hidratos/ceras).	Perfil térmico del proceso; WAT/HFT; simulación de temperatura a lo largo; ventana térmica de operación.
Material y espesor de pared	Aceros API 5L X65/X70 con buena soldabilidad; posibles tramos con CRA por CO ₂ /H ₂ S.	Espesor por carga combinada (interna/externa/instalación); control de ovalidad; CA + tolerancias.	Especificación de fluido (corrosividad), NACE; requisitos de soldadura; limitantes de fabricación/transporte.

Fuente: Elaboración propia

Para la zona del Caribe las implicaciones de cada criterio deberán estar relacionadas con los riesgos geográficos identificados en la zona.

9.4 Factores de Integridad – estabilidad, corrosión, protección catódica

La integridad estructural del gasoducto submarino en el Caribe colombiano se basa en tres pilares clave: la estabilidad estructural en el lecho marino, el control de corrosión y la protección catódica. Estos elementos no solo aseguran que el ducto funcione de manera segura, sino que también influyen en su vida útil y en el cumplimiento de los estándares internacionales.

9.4.1 Estabilidad estructural y del lecho marino (socavación y tramos libres):

En la región de La Guajira, las fuertes corrientes marinas, los oleajes del noreste y la variabilidad de los fondos sedimentarios representan riesgos para la estabilidad del ducto en el lecho marino. Para hacer frente a estos desafíos, se está considerando el uso de recubrimientos de concreto para aumentar el peso de la tubería, así como enterramientos selectivos mediante técnicas de ploughing (enterrar con arado) o jetting (enterrar con chorros de agua a alta presión) en áreas propensas a la erosión. Además, se plantea la instalación de colchonetas o rellenos de roca en zonas críticas. Estas medidas están diseñadas para prevenir desplazamientos, levantamientos por flotación o la formación de tramos en voladizo que podrían causar fatiga estructural.

9.4.2 Causas de corrosión e impacto en la integridad

El entorno marino con alta salinidad, junto con la posible presencia de CO₂ y H₂S en el gas, aumenta el riesgo de corrosión tanto interna como externa. Para mitigar estos efectos, se plantea utilizar tuberías de acero al carbono API 5L de grados X65/X70, recubiertas externamente con polietileno tricapa (3LPE) o epóxicos (FBE). Además, es recomendable aplicar revestimientos internos anticorrosivos o usar inhibidores químicos durante la operación. De esta manera, se reducen las pérdidas de espesor y se asegura la integridad hidráulica del sistema.

9.4.3 Protección catódica

La protección catódica es un elemento clave que complementa el sistema de recubrimientos. En el contexto del Caribe colombiano, se planea implementar un enfoque mixto: se utilizarán ánodos de sacrificio de aluminio en tramos cortos y sistemas de corriente impresa (ICCP) en áreas más extensas y de difícil acceso. Estos sistemas se diseñan teniendo en cuenta la resistividad del agua de mar y las características geotécnicas del fondo marino, con el objetivo de mantener niveles de protección adecuados, los cuales se supervisan a través de inspecciones periódicas con ROV y sistemas de monitoreo remoto.

9.5 Normativa aplicable y selección para gasoductos submarinos

La construcción y operación de un gasoducto submarino en Colombia implica seguir una serie de normativas tanto internacionales como nacionales. Estas regulaciones abarcan desde el diseño técnico hasta la obtención de licencias ambientales. La selección de las normativas adecuadas se basa en la etapa del proyecto y en las necesidades específicas relacionadas con el diseño, la instalación, la operación y el cumplimiento de las regulaciones.

Es importante entender cómo las normas internacionales, como ASME B31.8 y API RP 1111, se combinan con la regulación colombiana, que incluye entidades como MinMinas, CREG, ANLA y DIMAR, esto establece un marco integral para el cumplimiento. Aplicar correctamente estas normativas no solo asegura que el gasoducto sea técnicamente viable, sino que también promueve su sostenibilidad ambiental y su aceptación social en el contexto del Caribe colombiano. A continuación se presenta un esquema conceptual del proceso de selección normativa:

Tabla 11 *Proceso de selección normativa*

Fase del proyecto	Normativa aplicable	Aplicación / Implicación
Diseño y cálculo estructural	ASME B31.8	Define requisitos de presión, diámetro, materiales y seguridad

		en sistemas de transporte de gas natural.
Construcción e instalación offshore	API RP 1111	Regula métodos de instalación en ambiente marino, protección anticorrosiva, soldaduras y pruebas hidrostáticas.
Licenciamiento y permisos	Decreto 1073 de 2015 (MinMinas), Resolución CREG 160/2022, ANLA, DIMAR	Exige permisos ambientales y marítimos, define aspectos tarifarios y acceso al Sistema Nacional de Transporte (SNT).
Operación y mantenimiento	ASME B31.8 + API RP 1111 + Regulaciones colombianas	Asegura monitoreo de integridad, protección catódica, inspecciones submarinas y cumplimiento ambiental.

Fuente: Elaboración propia

9.6 Ejemplo ilustrativo de dimensionamiento preliminar de diámetro y espesor para el ducto con el uso de un simulador

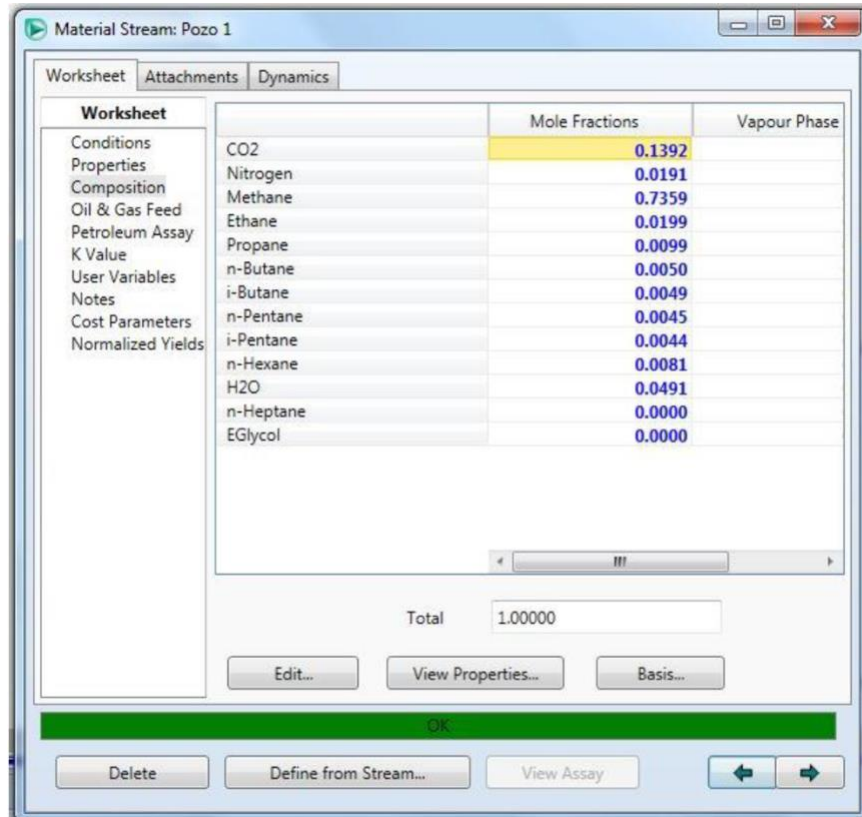
El objetivo de esta sección no es realizar cálculos de ingeniería de detalle sino mostrar la metodología con la que se desarrollaría el dimensionamiento preliminar de diámetro y espesor de la tubería requerida para un gasoducto costa fuera (Off shore). Para lograr dicho dimensionamiento nos apoyaremos en el programa de simulación Aspen Hysys, con el cual se establecen las variables de ingreso (caudal, presión, temperatura, composición del gas, longitud, perfil y los demás aspectos revisados en las secciones anteriores), y a partir de estos datos se desarrollan los cálculos necesarios para el dimensionamiento y selección de tubería.

Para el desarrollo de esta guía a través del simulador Hysys nos apoyaremos en los resultados del proyecto GORGON LNG.

Datos de entrada:

Composición:

Figura 5 Composición de gas de salida del pozo



Mendez, S (2016). Tuberías de gas natural para alimentación de la planta Gorgon LNG a partir del yacimiento Gorgon (Tesis de maestría, Universidad Politécnica de Madrid).

Caudal: caudal total del pozo, 589.50 m³/s.

Tabla 12 Caudales totales por fases

FACE INICIAL	Caudal individual 8 pozos iniciales (m ³ (n)s)	Caudal individual 4 pozos nuevos (m ³ (n)s)	Caudal total (m ³ (n)s)
		73,69	
FACE MADUREZ	Caudal individual 8 pozos iniciales (m ³ (n)s)	Caudal individual 4 pozos nuevos (m ³ (n)s)	Caudal total (m ³ (n)s)
	44,214	58,947	589,50

Méndez, S (2016). Tuberías de gas natural para alimentación de la planta Gorgon LNG a partir del yacimiento Gorgon (Tesis de maestría, Universidad Politécnica de Madrid).

La selección de los diámetros se realiza siguiendo la norma API 5L X65 y todos estos parámetros se recogen en la tabla 12:

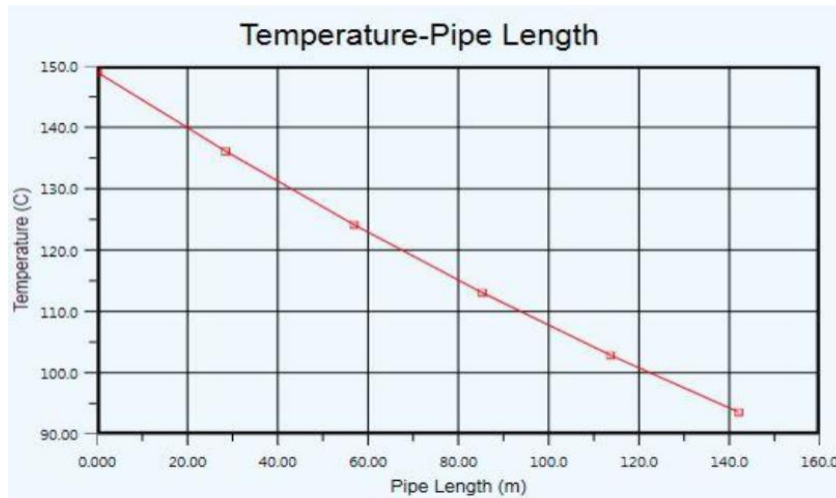
Tabla 13 Parámetros de diseño utilizados en la simulación

Velocidad máxima del fluido	20 m/s
Pérdida de carga máxima por km (jumpers)	30 bar/km
Pérdida de carga máxima por km (líneas internas)	30 bar/km
Pérdida de carga máxima por km (gasoducto)	1,7 bar/km
Rugosidad interna de la tubería	12,50 μm
Conductividad en las paredes de la tubería	54 W/(m.K)
MOP jumpers y líneas internas	300 bar
MOP gasoducto	200 bar
Límite elástico	448,16 Mpa

Méndez, S (2016). Tuberías de gas natural para alimentación de la planta Gorgon LNG a partir del yacimiento Gorgon (Tesis de maestría, Universidad Politécnica de Madrid).

Perfil térmico de la línea:

Figura 6 Perfil térmico de la línea



Méndez, S (2016). Tuberías de gas natural para alimentación de la planta Gorgon LNG a partir del yacimiento Gorgon (Tesis de maestría, Universidad Politécnica de Madrid).

Perfil batimétrico:**Figura 7 Perfil batimétrico**

Mendez, S (2016). Tuberías de gas natural para alimentación de la planta Gorgon LNG a partir del yacimiento Gorgon (Tesis de maestría, Universidad Politécnica de Madrid).

Con estos datos el simulador Hysys calcula el dimensionamiento de la tubería del gasoducto, el proceso para el cálculo del diámetro interno se obtiene a partir de la fórmula de

Darcy-Weisbach:

$$\Delta P = f \cdot \frac{L}{D} \cdot \frac{\rho v^2}{2}$$

Donde:

ΔP : pérdida de presión en la tubería

f : factor de fricción de Darcy

Q : caudal normal del fluido (0°C, 1 atm) [m³/s]

v : velocidad media del gas [m/s]

L : longitud de tubería [m]

ρ : densidad promedio del gas [kg/m³]

D : diámetro interno [m]

Despejando se obtiene el diámetro interno del gasoducto:

$$D = \left[\frac{8fL Q^2 \rho}{\pi^2 \Delta P} \right]^{1/5}$$

Con este proceso se obtiene el diámetro interno, este diámetro se ajusta al diámetro comercial más próximo. Esta simulación tiene en cuenta los límites de velocidad máxima del fluido y la pérdida de carga mostrada en la tabla 13.

Para el cálculo del espesor de la tubería partiendo de las máximas presiones de trabajo la simulación se apoya en la norma ANSI B-31.8 (American Society of Mechanical Engineers, 2022) utilizando la siguiente fórmula:

$$e = \frac{p \cdot D_{int}}{2 \cdot (S \cdot F \cdot E \cdot T - p)}$$

Donde:

e: espesor de la tubería [mm]

p: presión máxima de trabajo [kg/cm²]

D_{int.}: diámetro interno [mm]

F: coeficiente de la Localidad Clase 1, División1 (F=0,72) para el caso.

E: factor de junta dado por el procedimiento de fabricación. Especificaciones API 5L (E=1)

T: factor de temperatura, menor de 121,11°C (T=1)

Para el gasoducto del ejemplo los resultados fueron que para una presión de 152,96 kg/cm² el diámetro interno será de **787,60 mm** y el espesor de **19,20 mm**.

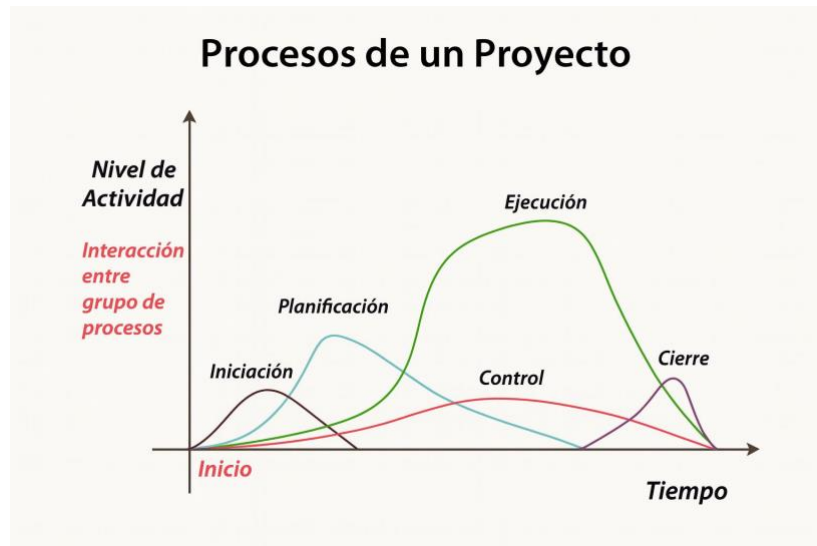
10. Metodología de Gestión de Proyectos para la construcción de un Gasoducto Submarino en el área del Caribe Colombiano aplicando el PMBOK

10.1 Marco conceptual de aplicación del PMBOK

El *Project Management Body of Knowledge (PMBOK)*, en su 7ª edición, propone un marco basado en principios y dominios de desempeño más que en procesos rígidos. Sin embargo, para un proyecto de construcción de un gasoducto submarino, es clave combinar esa visión con la estructura tradicional de grupos de procesos (ciclo del proyecto):

1. Inicio
2. Planificación o planeación
3. Ejecución
4. Monitoreo y control
5. Cierre o finalización

La adaptación se enfoca en integrar **gestión técnica, ambiental y social**, dadas las particularidades del Caribe colombiano y la interacción con actores como Ecopetrol, DIMAR, ANLA y comunidades Wayuu.

Figura 7 Procesos de un proyecto

Project Management Institute. (2017). *Grupos de procesos de la dirección de proyectos*. En *Guía de los Fundamentos para la Dirección de Proyectos* (6.ª ed.) Project Management Institute.

Al hacer un rápido análisis de la gráfica aplicado al proyecto del gasoducto submarino en el Caribe colombiano, se evidencia que el inicio, aunque breve, es fundamental. Para el gasoducto en La Guajira, esto implica crear el acta de constitución y analizar a los interesados. Aquí se establecen los objetivos estratégicos y se verifica la viabilidad preliminar. La planificación es la fase donde la curva muestra un protagonismo inicial más marcado. En el proyecto, significa desarrollar la ingeniería de detalle, los cronogramas, el licenciamiento y la matriz de riesgos. Una planificación sólida es crucial en este tipo de proyectos offshore, ya que cualquier descuido puede resultar en sobrecostos o retrasos durante la instalación. La ejecución es la curva que domina la mitad del gráfico. En el caso del gasoducto submarino, se refiere a la adquisición de tuberías, el transporte logístico, la instalación offshore y las soldaduras submarinas. Aquí, los recursos son intensivos y la actividad alcanza su punto máximo con operaciones simultáneas tanto en el mar como en tierra. El control se mantiene presente a lo largo de todo el ciclo. En este contexto, incluye

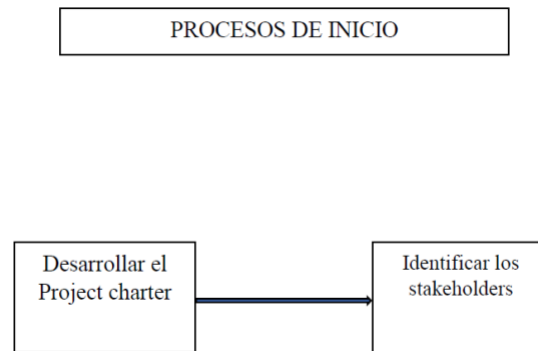
la supervisión de soldaduras (NDT), la inspección con ROV, el monitoreo ambiental y el seguimiento del cronograma. Su relevancia radica en la detección temprana de desviaciones y en garantizar la seguridad operacional. El cierre aunque es breve en el gráfico, es clave para consolidar resultados: pruebas, entrega al operador y cierre ambiental ante la ANLA y DIMAR, cierre técnico y financiero. También se incluyen las lecciones aprendidas, que son valiosas para futuros proyectos en el Caribe o incluso en el Pacífico colombiano.

10.2 Aplicación por grupo de procesos

En este numeral se presentan los procesos propios de cada fase, teniendo como base para cada una de ellas, y es uno de los aportes de este estudio, una secuencia lógica basada en experiencias y buenas practicas en este tipo de proyectos que permitan optimizar dichos procesos, minimizar riesgos y en términos generales culminar con éxito el proyecto.

10.2.1 Inicio

La fase de inicio es clave porque define los cimientos conceptuales y estratégicos del proyecto, aquí no se construye nada físico todavía, pero se establecen las reglas de juego como los interesados, el alcance preliminar, los actores involucrados y la justificación que valida la inversión. En un gasoducto submarino, esta fase es particularmente compleja por la interacción de factores técnicos, regulatorios, ambientales y sociales propios del Caribe colombiano.

Figura 8 Procesos de Inicio

Fuente: Elaboración propia

- **Acta de constitución (Project Charter)**, alineada con el *Plan de Abastecimiento de Gas* de la UPME. para nuestro caso del gasoducto submarino, su propósito principal es garantizar el transporte seguro y eficiente de gas natural desde los yacimientos offshore en el Caribe hasta la planta receptora en tierra firme. Se plasman aspectos como el alcance preliminar, la viabilidad entre otros.
- **Identificación de interesados (Stakeholders)**. la satisfacción de los interesados es un factor primordial para el éxito del proyecto, este grupo diverso incluye a individuos y colectivos dentro de la organización, así como a terceros externos, el proyecto de un gasoducto submarino en La Guajira involucra a una variedad de actores, cada uno con sus propios intereses, niveles de influencia y expectativas. Identificar a todos estos actores de manera precisa es clave para poder diseñar estrategias efectivas de comunicación, negociación y gestión que ayuden a alinear objetivos y minimizar conflictos. En proyectos offshore, la gestión de los interesados es fundamental, especialmente por la interacción con

comunidades indígenas, entidades ambientales, inversionistas y operadores internacionales.

Mediante una matriz de interesados se puede esquematizar la clasificación de los stakeholders del proyecto, esto permite comparar el poder y el interés de cada parte involucrada y con base en su posición en los cuadrantes, se determinan las estrategias de gestión que se deben aplicar.

Tabla 14 Matriz de Stakeholders proyecto Gasoducto Submarino en el Caribe Colombiano

Categoría	Interesado	Rol en el proyecto	Nivel de interés	Nivel de influencia
Operador principal	Ecopetrol	Líder de exploración, producción y transporte de gas	Alto	Alto
Regulador energético	ANH	Asignación de bloques y supervisión contractual	Alto	Alto
Planeación	UPME	Definición de proyecciones de demanda y abastecimiento	Medio	Alto
Política	MinMinas	Definición de política energética y lineamientos	Alto	Alto
Ambiental y marítimo	ANLA / DIMAR	Licencias y permisos ambientales y de ocupación marítima	Alto	Alto
Comunidades	Wayuu	Afectaciones sociales, culturales y territoriales	Alto	Medio

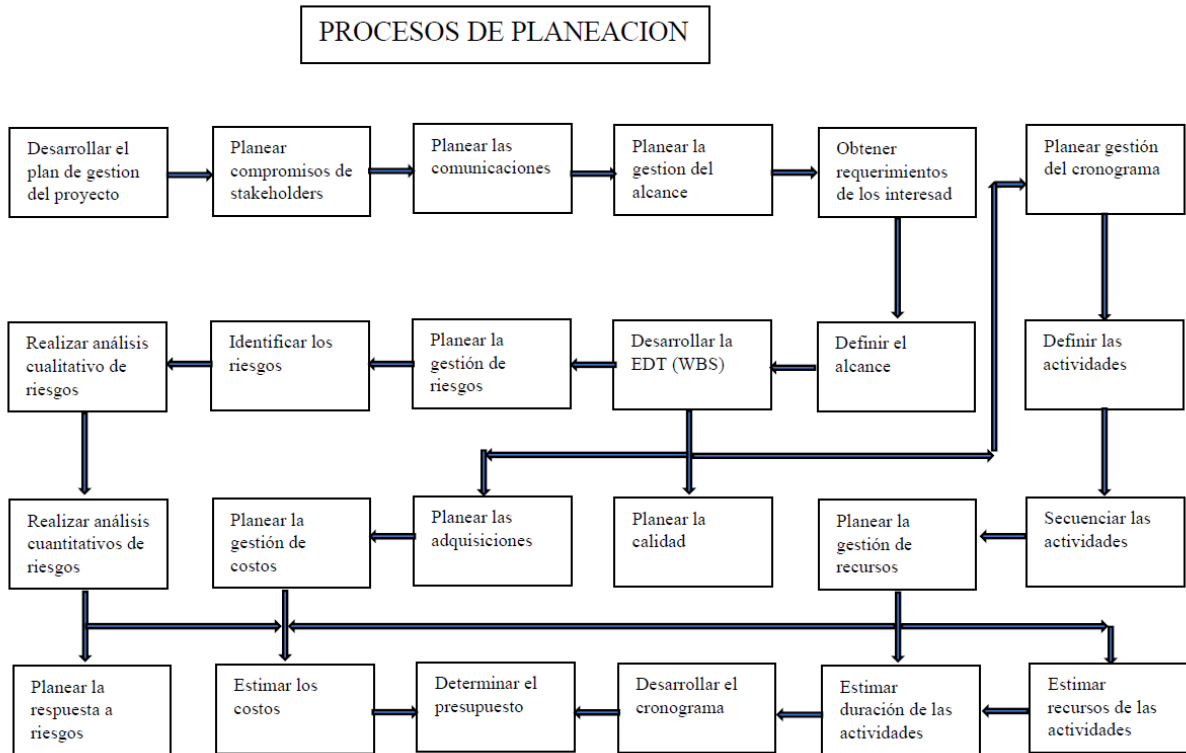
Productivo local	Pescadores artesanales	Afectación a su actividad económica	Alto	Medio
Gobiernos locales	Alcaldías y Gobernación de La Guajira	Gestión de impactos sociales y económicos	Medio	Medio
Contratistas	EPC / EPCIC	Diseño, construcción, instalación y comisionamiento	Medio	Alto
Ambientalistas	INVEMAR, ONGs (WWF, etc.)	Protección de ecosistemas marino-costeros	Medio	Medio
Financieros	Inversionistas privados	Financiación y retorno de capital	Medio	Medio-Alto
Sociedad civil	Medios de comunicación y público general	Percepción social y opinión pública	Bajo	Bajo-Medio

Fuente. Elaboracion propia

10.2.2 Planificación o planeación

Durante esta fase, los objetivos del proyecto se ajustan según el *Plan para la Dirección o Gestión del Proyecto (PDP)* y se establece el alcance final y detallado para lo que se enfatiza en la importancia de los requerimientos y compromisos con los stakeholders. Para lograrlo, se desarrolla una serie de procedimientos o un plan de acción que guiará la ejecución del trabajo como se describe a continuación:

Figura 9 Procesos de planeación



Fuente: Elaboración propia

Basados en la figura anterior, se hace una reseña de los procesos principales.

- Gestión del alcance:** en este apartado, se definirá lo que esta y no está incluido dentro de los límites del proyecto con el fin de evitar la corrupción del alcance del proyecto y la afectación del cronograma, presupuesto y recursos del proyecto, aquí se asegura que el proyecto incluya todo el trabajo requerido y únicamente el trabajo necesario para completar el gasoducto submarino con éxito. En proyectos offshore, el alcance mal definido es una de las principales causas de sobrecostos y retrasos, especialmente por la complejidad técnica y la multiplicidad de interesados como son los vistos en el aparte anterior. Para ello, existen algunos procesos claves, como son:

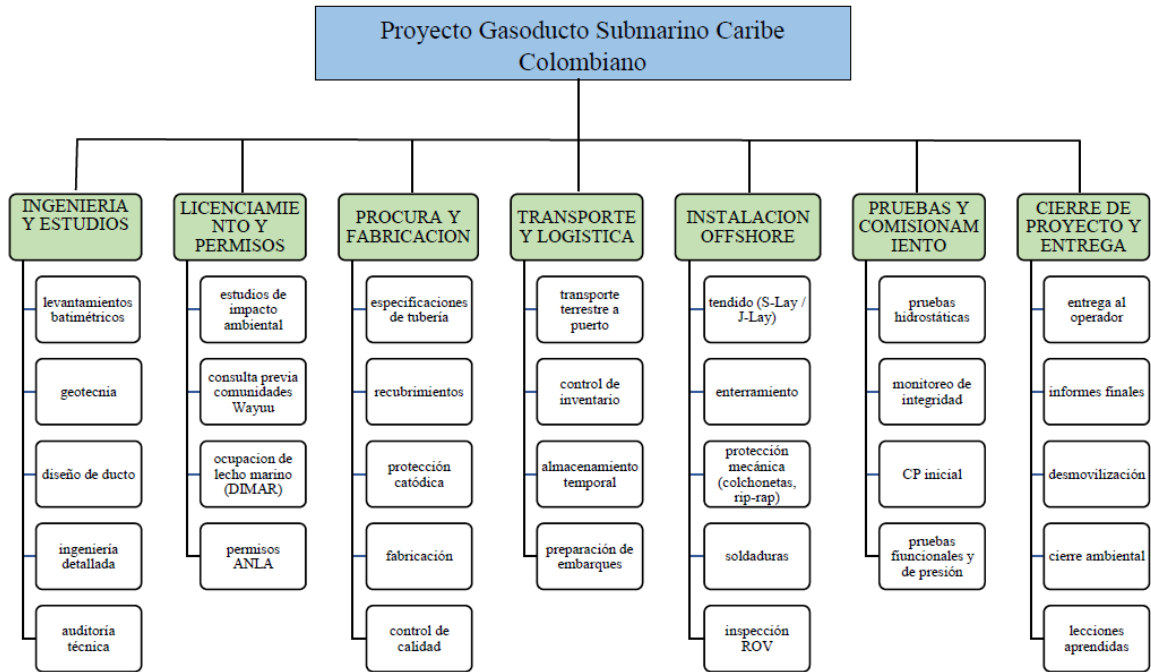
- **Definir el Alcance:** Crear una descripción detallada del proyecto y del producto. En esta etapa se establecen los límites del proyecto, dentro de esto se incluye estudios batimétricos y geotécnicos, diseño conceptual y de detalle, licencias ambientales, fabricación y transporte de tuberías, instalación submarina, pruebas y comisionamiento; y se excluye aspectos como ampliaciones de la red o proyectos de generación asociados.

El alcance debe quedar documentado, donde se describen entregables, criterios de aceptación y restricciones principales (tiempo, presupuesto, regulaciones, impacto ambiental).

- **Definir la WBS** (*Work Breakdown Structure*) incluyendo ingeniería, permisos, fabricación de tubería, instalación y pruebas. La **WBS** (*Work Breakdown Structure*) es una herramienta esencial para descomponer el alcance del proyecto en partes manejables y supervisables. Según el PMBOK, la WBS es una decomposición jerárquica orientada a entregables del trabajo necesario para completar los objetivos del proyecto.

En instalaciones offshore, se combinan herramientas de WBS con diagramas de red para planificar estratégicamente fases como comisionamiento y puesta en marcha. A continuación, se presenta una propuesta de WBS para un gasoducto submarino en el Caribe colombiano.

Figura 10 WBS para el proyecto

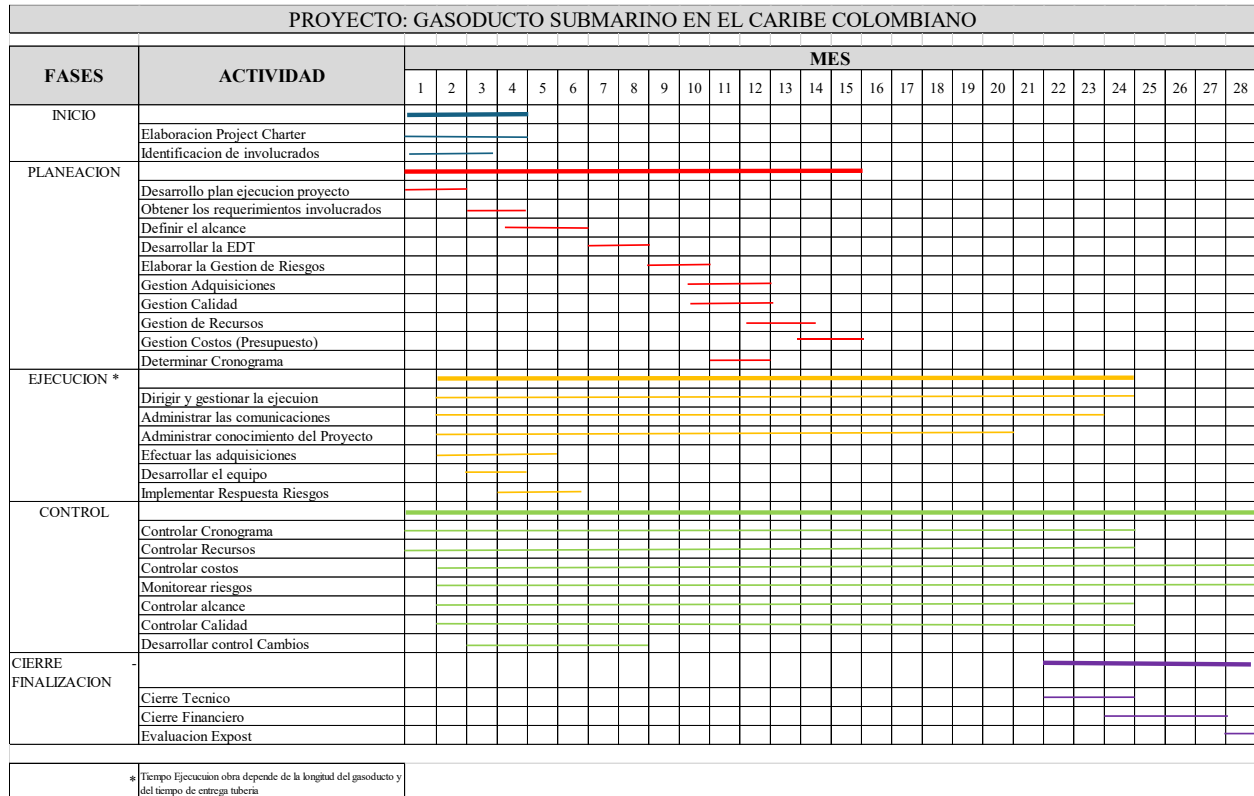


Fuente: Elaboración propia

- **Validar el Alcance:** Obtener la aceptación formal de los entregables del proyecto de gasoducto marino.
- **Gestión del cronograma:** uso de diagramas Gantt y ruta crítica, considerando ventanas climáticas seguras para instalación. Es importante tener en cuenta la duración estimada de cada actividad del proyecto submarino y los hitos obligatorios u opcionales del mismo, en la gestión del cronograma, es fundamental considerar el control de cambios, ya que pueden presentarse actividades adicionales no previstas. Es indispensable evaluar su impacto en el tiempo, presupuesto y recursos del proyecto para decidir si se aprueban o rechazan.

Es fundamental la identificación de actividades críticas como permisos ambientales y marítimos, ventana climática para tendido, soldadura en mar abierto por decir algunas.

Figura 11 Cronograma básico



Fuente: Elaboración propia

- **Gestión de costos:** se realiza con el fin de asegurar y mantener la viabilidad financiera del proyecto. planificando, estimando, presupuestando y controlando los costos, con el fin de que el proyecto se complete dentro del presupuesto aprobado.
 - **CAPEX estimado:**
 - Ingeniería y licenciamiento: 5–7 % del total
 - Procura de tubería y recubrimiento: 40–50 %

- Instalación offshore (buques, ROV, soldadura): 35–45 %
- Contingencias: 10–15 %
- **OPEX inicial:** inspecciones submarinas, mantenimiento de protección catódica, monitoreo estructural.

Ya con esta información, se procede a hacer una estimación de los recursos necesarios para cada actividad del proyecto que permitirá establecer la línea base de costos autorizada obteniendo el presupuesto designado para cada paquete de trabajo y de la construcción del gasoducto como tal.

- **Gestión de calidad:** el aseguramiento y control de la calidad son procesos que se aplican a lo largo del ciclo de vida del proyecto. La fase de planificación de la calidad se encarga de identificar los requisitos de calidad de los entregables y de establecer los indicadores de gestión y las métricas necesarias para su medición.

Para nuestro caso del gasoducto submarino debe estar alineada con ASME B31.8 y API RP 1111, más requisitos de inspección de soldaduras, pruebas hidrostáticas y recubrimientos.

- Inspección de soldaduras (ensayos no destructivos).
- Pruebas hidrostáticas previas a la puesta en servicio.
- Verificación del recubrimiento anticorrosivo.
- Auditorías internas y externas durante la instalación.

Estos procesos se realizan con el fin de asegurar la calidad en cada una de las fases del proyecto

- **Gestión de recursos:** se definen las estimaciones y adquisición de los recursos físicos y del equipo. El objetivo es establecer un enfoque de gestión que garantice la disponibilidad de estos recursos durante todo el ciclo de vida del proyecto, ya sean obtenidos de activos propios de la organización o a través de fuentes externas.

Esta gestión busca identificar, planificar, adquirir y optimizar los recursos necesarios (humanos, materiales, tecnológicos y financieros) para garantizar el éxito del proyecto. Para nuestro proyecto de un gasoducto submarino, la complejidad logística y técnica exige una coordinación detallada, ya que los costos de movilizar barcos especializados, ROVs y personal offshore son altísimos y el tiempo de operación es muy limitado por las condiciones climáticas del Caribe.

- **Gestión de riesgos:** se definen las estrategias para cada riesgo definido con la finalidad de reducir las amenazas e impacto de los mismos sobre el proyecto
 - Riesgos ambientales.
 - Riesgos sociales.
 - Riesgos técnicos.
 - Riesgos financieros.

Una vez completado el análisis de riesgos cualitativo, se habrá determinado los riesgos potenciales del proyecto, sus posibles consecuencias y beneficios. Esto permite establecer las estrategias de respuesta adecuadas para cada situación como se verá más a fondo en el capítulo 11.

- **Gestión de adquisiciones:** se identifican, contratan y documentan las adquisiciones de bienes y/o servicios, estableciendo el tipo de contrato, así como las especificaciones de

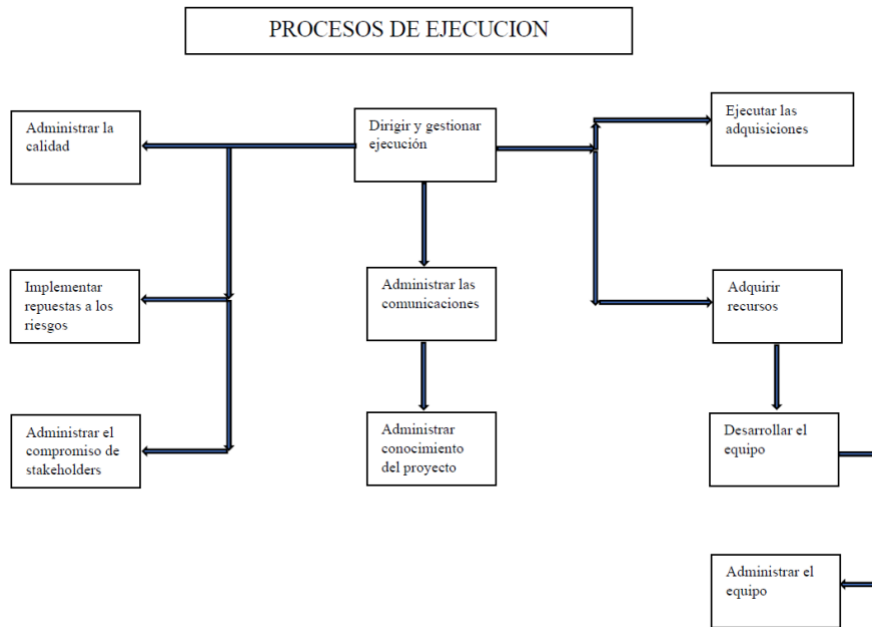
qué, cómo y cuándo adquirir. Se debe elaborar un plan de gestión de compras, que incluya la adquisición de recursos y un plan de gestión de contratos para negociar y formalizar acuerdos, todo lo cual se integra en el plan de gestión de adquisiciones.

- **Gestión de comunicaciones:** plan de flujo de información entre contratistas, interventoría y autoridades que debe satisfacer las necesidades de cada uno y establecer la manera adecuada de abordarlos y presentarles información clave y necesaria para cada uno de ellos. Se deben establecer canales efectivos garantizando la entrega oportuna de los informes a los interesados pertinentes. Además, debe asegurar una comunicación fluida, por ejemplo, entre el comité de cambios y el equipo responsable de implementar las modificaciones aprobadas.

10.2.3 Ejecución

La fase de ejecución del proyecto de construcción de un gasoducto submarino en el Caribe colombiano constituye el momento en que la planificación se convierte en acción concreta. En esta etapa se movilizan los recursos, se ponen en marcha las adquisiciones y se desarrollan las actividades de instalación conforme a lo previsto en el plan de dirección del proyecto.

Para el gasoducto marino en el Caribe, el éxito de esta fase depende de mantener el equilibrio entre las exigencias técnicas en alta mar y los compromisos sociales y regulatorios en tierra firme.

Figura 12 *Procesos de ejecución*

Fuente: Elaboración propia

- **Dirigir y gestionar el trabajo del proyecto:** aquí se llevan a cabo las actividades planificadas como son la instalación del ducto, las soldaduras submarinas, las pruebas y la logística. Es el momento de poner en marcha el gasoducto, asegurando que los recursos se utilicen tal como se había previsto.
- **Gestionar la calidad:** esto implica aplicar controles de calidad en cada fase, realizar ensayos no destructivos de soldadura, verificar los recubrimientos anticorrosivos, llevar a cabo pruebas hidrostáticas y controlar la integridad. Todo esto garantiza que la infraestructura cumpla con normas como ASME B31.8 y API RP 1111.
- **Adquirir, desarrollar y dirigir el equipo:** este proceso incluye la contratación y capacitación del personal especializado en operaciones offshore, buzos, operadores de ROV, soldadores y técnicos de inspección. También es fundamental mantener la motivación y la seguridad del equipo, especialmente en condiciones marinas difíciles.

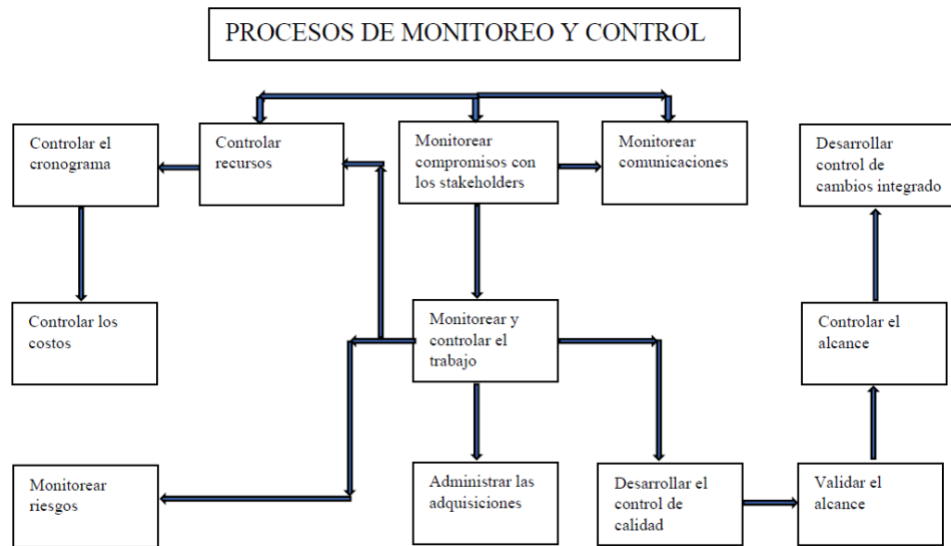
- **Gestionar las comunicaciones:** el objetivo aquí es asegurar que la información fluya sin problemas entre contratistas, interventoría, ANH, DIMAR, ANLA y las comunidades Wayuu. Para ello, se utilizan reportes periódicos, bitácoras de operación y reuniones de seguimiento.
- **Gestionar las adquisiciones:** se supervisan los contratos con proveedores de tubería, buques de tendido y servicios especializados. En esta fase, se verifica que las entregas, los cronogramas de suministros y el cumplimiento de las especificaciones técnicas estén en orden.
- **Implementar respuestas a los riesgos:** se ponen en práctica los planes de mitigación que se definieron durante la planificación: contingencias climáticas (ventanas de operación), planes de seguridad ambiental (manejo de derrames) y medidas sociales (protocolos de consulta previa).
- **Gestionar la participación de los interesados:** es crucial mantener informados y comprometidos a todos los actores involucrados, comunidades locales, autoridades ambientales, socios del proyecto y empresas contratistas. Esto ayuda a prevenir conflictos y retrasos.

10.2.4 Monitoreo y control

La fase de monitoreo y control en un proyecto de gasoducto submarino en el Caribe colombiano es fundamental para asegurarse de que todo se ejecute de acuerdo con los objetivos establecidos en el plan. Estos procesos son fundamentales para detectar cualquier desviación, aplicar correcciones a tiempo y garantizar la calidad técnica, ambiental y social del proyecto. En

esencia, se trata de un componente integral que proporciona retroalimentación continua para facilitar la toma de decisiones.

Figura 13 *Procesos de monitoreo y control*



Fuente: Elaboración propia

- **Controlar el cronograma:** control y monitoreo del avance de los tiempos de las actividades relacionándolos con la línea base del proyecto.
- **Control de recursos:** asegurar disposición de recursos físicos del proyecto (como barcos especializados, ROVs y personal offshore) y generar planes de contingencia en caso de que se generen imprevistos.
- **Monitorear compromisos con los stakeholders:** se asegura de que los acuerdos con actores como las comunidades Wayuu, ANLA y DIMAR se estén cumpliendo, lo que ayudará a reducir los riesgos de conflictos o retrasos.
- **Monitorear comunicaciones:** monitoreo del plan de comunicaciones de la información necesaria para cada parte involucrada (contratista, interventoría, entidades), que las fechas establecidas para la presentación de la misma se cumplan.

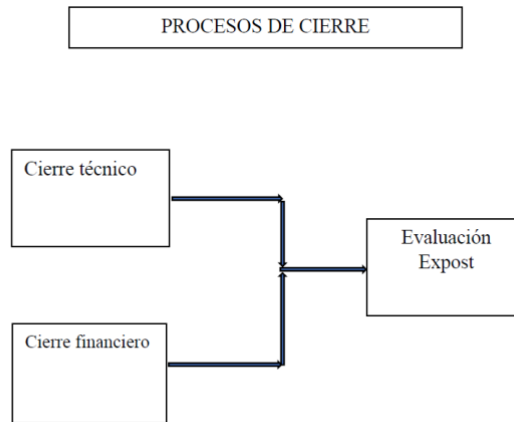
- **Desarrollar control de cambios integrado:** centraliza y aprueba cualquier ajuste en el alcance, tiempo o costos, evitando modificaciones descoordinadas que puedan afectar la integridad del proyecto.
- **Control de costos:** a través de la comparación de los gastos incurridos con los costos planificados a lo largo de la ejecución del proyecto, con el objetivo de controlar el desembolso. Asimismo, se debe actualizar periódicamente la curva S para obtener una representación gráfica del progreso de los costos reales versus los proyectados.
- **Monitorear y controlar el trabajo:** revisa regularmente el avance real en comparación con el plan (EVM, reportes de campo), garantizando que haya coherencia entre el cronograma y el presupuesto.
- **Controlar y validar el alcance:** evalúa que los entregables técnicos (por ejemplo, los tramos del gasoducto instalados) cumplan con lo acordado y sean aceptados formalmente.
- **Monitorear riesgos:** identifica nuevas amenazas (como tormentas, fallas de equipo o riesgos ambientales) y ejecuta planes de contingencia para minimizar los impactos.
- **Administrar las adquisiciones:** control de procuras y contratos a contratistas.
- **Desarrollar el control de calidad:** implementa pruebas y auditorías continuas (NDT, inspección ROV, pruebas hidrostáticas) que aseguren que el gasoducto cumple con normas como ASME B31.8 y API RP 1111.

10.2.5 Cierre

La fase de cierre en un proyecto de gasoducto submarino en el Caribe colombiano es el momento clave en el que se consolidan todos los resultados obtenidos. Aquí, nos aseguramos de que el proyecto concluya de manera ordenada, cumpliendo con los objetivos técnicos, financieros

y sociales establecidos. Esta etapa no solo valida los entregables en comparación con lo que se había planificado, sino que también establece las bases para la transferencia de conocimiento y la mejora continua en futuros proyectos.

Figura 14 *Procesos de Cierre*



Fuente: Elaboración propia

- **Cierre técnico:** se trata de asegurarse de que todos los entregables cumplan con las especificaciones del contrato y las normativas aplicables (como ASME B31.8, API RP 1111, licencias ANLA y permisos DIMAR). Esto incluye la aceptación formal del proyecto por parte del cliente o del operador, así como la entrega de la documentación técnica final, que abarca planos as-built, manuales de operación y certificados de pruebas.
- **Cierre financiero:** este proceso implica liquidar los contratos, cerrar las cuentas del proyecto y conciliar los pagos con proveedores y contratistas. Se asegura de que no queden compromisos económicos pendientes y que los costos finales se comparen con el presupuesto aprobado para identificar cualquier desviación.
- **Evaluación expost:** Consiste en un análisis que se realiza después del cierre del proyecto para identificar lecciones aprendidas, buenas prácticas y oportunidades de mejora. En el caso del gasoducto submarino, se evalúan aspectos técnicos (como el rendimiento del

ducto), ambientales (la efectividad de las medidas de mitigación) y sociales (el nivel de aceptación en la comunidad). Esta evaluación es fundamental para enriquecer futuros proyectos en el Caribe o en otras regiones del país.

10.3 Entregables de ingeniería según fase del proyecto

La gestión de un proyecto como es el gasoducto submarino en el Caribe colombiano requiere una conexión clara entre los entregables de ingeniería y las fases del ciclo de vida del proyecto, tal como se describe en el PMBOK. Esta relación es fundamental para identificar en qué momento se producen los productos clave de cada especialidad, ya sea civil, mecánica o de procesos, garantizando así una coherencia entre el diseño técnico y la gestión del proyecto. La tabla a continuación resume esta relación, mostrando cómo se distribuyen los entregables de ingeniería a lo largo de las fases de inicio, planificación, ejecución, monitoreo y cierre, lo que facilita un control más claro y sistemático del progreso.

Tabla 15 Entregables de Ingeniería

Fase PMBOK	Ingeniería Civil	Ingeniería Mecánica	Ingeniería de Procesos
Inicio	Estudios preliminares de geotecnia y batimetría, topografía	Definición de parámetros de presión, caudal y condiciones de operación del ducto.	Identificación de requerimientos de transporte y especificaciones de gas.
Planificación	Diseño conceptual de obras civiles costeras (plataforma de recepción, accesos terrestres), planos y especificaciones	Especificaciones técnicas de tubería (diámetro, espesor, material), equipos principales y auxiliares, documentación técnica	Simulación de flujo, análisis de flow assurance (hidratos, ceras), análisis de seguridad y operación, control y automatización.
Ejecución	Construcción de obras portuarias y facilidades en tierra.	Fabricación, recubrimiento y soldadura de tuberías.	Integración de sistemas de control y seguridad de procesos.

Monitoreo y Control	Inspección estructural de obras civiles en costa y facilidades.	Control de calidad de soldaduras y pruebas hidrostáticas.	Monitoreo de desempeño del ducto: presión, temperatura, composición de gas.
Cierre	Entrega de obras civiles con manuales de mantenimiento.	Entrega de registros de fabricación, certificaciones y protocolos de instalación.	Entrega de manual de operación del sistema de transporte de gas.

Fuente: Elaboración propia

10.4 Integración con regulaciones locales y estándares internacionales

En todo el ciclo de vida, la metodología debe alinearse con:

- ASME B31.8 para diseño y construcción de tuberías de gas.
- API RP 1111 para ductos submarinos.
- Normativa colombiana: Decreto 1073/2015 (MinMinas), Resolución CREG 160/2022, licenciamiento ANLA y permisos DIMAR.

11. Análisis de riesgos

En el proceso de construcción de un gasoducto submarino en el Caribe colombiano, surgen muchos riesgos naturales que según el PMBOK se deberían clasificar para ayudar en la identificación, evaluación y respuesta. En este caso, los riesgos más relevantes son de los siguientes tipos:

11.1 Riesgos Ambientales

Los riesgos ambientales en este tipo de proyectos offshore están asociados tanto a la fase planeación como la de ejecución y operación del gasoducto, y deben gestionarse bajo criterios técnicos, normativos y de sostenibilidad. En el contexto del Caribe colombiano, estos riesgos se

intensifican por la presencia de ecosistemas marinos sensibles, áreas de protección ambiental y comunidades que dependen de los recursos naturales.

11.2 Riesgos Sociales

Los riesgos sociales en este tipo de proyectos no solo están relacionados con la aceptación o rechazo de la obra, sino también con la manera en que las comunidades y actores locales se ven afectados durante la planificación, construcción y operación del gasoducto, esto se debe prever desde la fase de inicio. En el Caribe colombiano, estos riesgos adquieren especial relevancia por la presencia de poblaciones indígenas como el pueblo Wayuu, comunidades afrodescendientes, pescadores artesanales y sectores turísticos.

11.3 Riesgos técnicos

La naturaleza y complejidad de un proyecto de gasoducto submarino colocan los riesgos técnicos entre las principales preocupaciones en el proceso de gestión de riesgos, estos riesgos emergen en las fases de pre diseño, construcción e instalación y pueden afectar la integridad estructural, seguridad operativa y obligaciones de plazo. Estos riesgos se agravan en el caso de la región del Caribe Colombiano debido a su geodinámica, condiciones oceanográficas y tener que cumplir con estándares internacionales como API RP 1111, ASME B31.8 y DNV-ST-F101.

11.4 Riesgos financieros

Los riesgos financieros tienen una probabilidad bastante alta de ocurrir para proyectos a gran escala en alta mar (como tuberías submarinas) si no se mitigan adecuadamente desde la fase de planificación, con consecuencias difíciles en el cierre del proyecto. Estos riesgos incluyen sobrecostos, fluctuaciones de precios de insumos, cambios macroeconómicos, retrasos crónicos en la implementación en los aspectos de planes y contratos.

11.5 Priorización de riesgos

Cuando se trata de un proyecto tan grande como un gasoducto submarino en el Caribe colombiano, no todos los riesgos son iguales ni afectan de la misma manera las distintas etapas del ciclo de vida. Por eso, es muy importante identificar y priorizar aquellos riesgos que, ya sea por su alta probabilidad de ocurrencia o por el impacto que pueden tener en costos, cronograma, calidad, seguridad o sostenibilidad ambiental, requieren atención inmediata y planes de mitigación sólidos.

Dicho esto, en la siguiente tabla se presentan los riesgos que según estudios en el tema son los más críticos y representativos para este tipo de proyectos y con los que se continuará con el análisis:

Tabla 16 Riesgos críticos para el proyecto de gasoducto submarino en el Caribe Colombiano

Cod.	Descripción	Explicación técnica
R1	Riesgos geotécnicos y geofísicos (geohazards): presencia de taludes inestables, cañones submarinos y suelos blandos que afectan el trazado.	En la fase inicial, al definir la viabilidad y ruta, la falta de estudios de detalle podría conducir a seleccionar corredores con alto riesgo de deslizamientos, lo que incrementa la probabilidad de rediseños costosos.
R2	Oleaje y corrientes marinas que impidan la instalación según el método previsto (S-lay, J-lay o enterramiento).	Durante la fase de instalación offshore, las condiciones oceanográficas (oleaje, corrientes de fondo y tormentas) pueden exceder los límites operativos de las embarcaciones de tendido. Esto genera demoras, incrementa costos de espera y puede obligar a modificar el método de instalación previsto, afectando cronograma y presupuesto.
R3	Incremento de turbidez y sedimentación durante dragados o enterramiento.	El impacto se da al proyectar obras de instalación, ya que el aumento de sólidos en suspensión puede afectar ecosistemas coralinos y pastos marinos, requiriendo planes de manejo ambiental previos.

R4	Derrames accidentales de combustibles o químicos durante la construcción o la operación.	Los buques de tendido, dragas y embarcaciones de apoyo utilizan grandes volúmenes de combustibles y fluidos hidráulicos. Un derrame accidental puede afectar gravemente ecosistemas sensibles como arrecifes, manglares o áreas de anidación de tortugas. Exige planes de contingencia, equipos de respuesta rápida y protocolos aprobados por la ANLA y DIMAR.
R5	Consulta previa con comunidades Wayuu.	Si no se desarrolla desde el inicio, puede derivar en bloqueos o suspensión judicial del proyecto por incumplir la Ley.
R6	Conflictos por pesca artesanal en áreas de construcción.	La instalación del ducto puede restringir áreas de faena, generando tensiones sociales y reclamaciones económicas si no se acuerdan medidas de compensación.
R7	Sobrecostos por cambio de alcance.	En el cierre, modificaciones no previstas en diseño o fallas detectadas pueden obligar a extender contratos y aumentar costos, afectando la rentabilidad esperada.

Fuente: Elaboración propia

11.6 Matriz Integral de Riesgos – Proyecto Gasoducto Submarino Caribe Colombiano

Todos estos riesgos mencionados se plasman para un debido control y seguimiento en una matriz de riesgos que es la herramienta de gestión que permite identificar, clasificar y priorizar los riesgos que pueden afectar el proyecto, y definir planes de respuesta para mitigarlos.

Es un cuadro o tabla donde se cruzan dos variables principales que son probabilidad de ocurrencia e impacto en el proyecto, al combinar estas variables se genera una clasificación por niveles que facilita identificar los riesgos críticos que requieren atención prioritaria.

A modo de ejemplo generamos una matriz de valor de riesgos con la finalidad de evidenciar un ejercicio de evaluación de impacto y probabilidad de acuerdo al caso de estudio y mostrar su forma de uso con datos supuestos.

Tabla 17 Matriz de riesgos

CONSECUENCIA					PROBABILIDAD					
Personas	Economica	Ambiental	Clientes	Imagen Empresa		A	B	C	D	E
						No ha ocurrido en la industria	Ha ocurrido en la industria	Ha ocurrido en la empresa	Sucede varias veces al año en la empresa	Sucede varias veces al año en la unidad
Una o mas fatalidades	Catastrfica \$10mm	Contaminación irreparable	Veto como proveedor	Imagen Internacional	5	M	M	H	H	VH
Incapacidad permanente	Grave \$1 M a 10 M	Contaminación Mayor	Pérdida de participación en el mercado	Imagen Nacional	4	L	M	M	H	H
Incapacidad temporal (> 1 dia)	Severo \$100 K a \$1 M	Contaminación localizada	Pérdida de clientes y/o desabastecim	Imagen Regional	3	N	L	M	M	H
Lesion menor	Importante \$10 K a \$100 K	Efecto menor	Quejas y/o reclamos	Imagen Local	2	N	N	L	L	M
Lesion leve	Marginal < 10 K	Efecto leve	Incumplir especificaciones	Imagen Interna	1	N	N	N	L	L

Fuente: Elaboración propia

Esta priorización nos permite enfocar los recursos en los riesgos más relevantes —sean técnicos, ambientales, sociales o financieros— y establecer medidas proactivas que ayuden a disminuir la incertidumbre durante la ejecución. Este enfoque, que se alinea con las mejores prácticas del PMBOK, promueve una gestión más eficiente y estratégica, asegurando que los riesgos críticos se aborden antes de que se conviertan en problemas que puedan poner en peligro el éxito del proyecto. Es importante aclarar que para cada compañía y/o proyecto los valores o límites de aceptación pueden variar según las condiciones del mismo y las políticas de la compañía, es decir su apetito al riesgo.

11.7 Plan de mitigación (enfoque PMBOK por grupos de procesos)

Para integrar la gestión de riesgos en el ciclo de vida del proyecto, se hace una matriz cruzada que une cada riesgo visto con la fase del PMBOK en la que puede verse más afectado y las mitigaciones correspondientes. Este enfoque permite evidenciar de manera clara cómo los riesgos técnicos, ambientales, sociales y financieros se distribuyen a lo largo de las etapas de inicio, planificación, ejecución, monitoreo y cierre, asegurando que ninguna amenaza quede desatendida. La matriz no solo permite mostrar la priorización los riesgos según su criticidad, sino también vincularlos con medidas concretas de prevención, control o contingencia, alineadas con las mejores prácticas internacionales y adaptadas al contexto operativo del Caribe colombiano.

Tabla 18 Matriz cruzada fase-riesgo-mitigación

Fase del Proyecto	Riesgo	Plan de Mitigación
Inicio	Riesgos geotécnicos y geofísicos (geohazards): presencia de taludes inestables, cañones submarinos y suelos blandos que afectan el trazado.	Estudios de batimetría multihaz, sísmica 2D/3D, CPT; rediseño de trazado evitando zonas críticas; uso de protección adicional (mattresses o rip-rap) y enterramiento selectivo.
Ejecución	Oleaje y corrientes marinas que impidan la instalación según el método previsto (S-lay, J-lay o enterramiento).	Plan metocean actualizado, programación en ventanas climáticas seguras, disponibilidad de buques con posicionamiento dinámico, estrategias de standby y plan alternativo de instalación.
Planificación	Incremento de turbidez y sedimentación durante dragados o enterramiento.	Establecer ventanas ambientales, definir métodos de instalación de bajo impacto (jetting controlado), implementar monitoreo en tiempo real de turbidez y aplicar medidas correctivas inmediatas.
Ejecución	Derrames accidentales de combustibles o químicos durante la construcción o la operación.	Elaborar e implementar un Plan de Contingencia Ambiental (PCA), disponer de kits de contención y barreras, entrenar al personal con simulacros, establecer rutas de notificación y respuesta rápida con ANLA y DIMAR.
Inicio	Consulta previa con comunidades Wayuu.	Realizar mapeo de actores, aplicar protocolos de consulta

		previa (Ley 21/1991), establecer mesas permanentes de diálogo y firmar acuerdos de compensación y participación en beneficios.
Ejecución	Conflictos por pesca artesanal en áreas de construcción.	Delimitar zonas de exclusión temporal, informar con anticipación a asociaciones de pescadores, establecer compensaciones económicas y alternativas productivas, integrar observadores comunitarios al proceso.
Cierre	Sobrecostos por cambio de alcance.	La mitigación en la fase de cierre se centra en evitar que ajustes de última hora, reclamaciones contractuales o entregables incompletos generen un sobrecosto que impacte los resultados financieros del proyecto.

Fuente: Elaboración propia

Haciendo un pequeño análisis de la matriz es fácil confirmar que en un proyecto de gasoducto submarino en el Caribe colombiano, la gestión de riesgos debe ser integral, preventiva y adaptativa, combinando estudios técnicos avanzados, planes de contingencia ambiental, diálogo constante con comunidades y control financiero estricto. La articulación de estas medidas asegura que la infraestructura no solo sea técnicamente viable, sino también socialmente aceptada y económicamente sostenible.

12. Conclusiones

- El análisis de las reservas ha revelado que los hallazgos en cuencas como Colombia Offshore y Tayrona confirman un potencial importante para el país. Esto ratifica la necesidad de desarrollar nuevas infraestructuras de transporte, ya que las reservas continentales no son suficientes para satisfacer la demanda proyectada, lo que podría llevar a un déficit hacia 2026 si no se incorporan estos recursos.

- La caracterización geológica y oceanográfica, las batimetrías variables de la zona del Caribe han puesto de manifiesto condiciones críticas, como fondos blandos, alta salinidad, diferentes tipos de relieve y corrientes intensas. Todos estos factores obligan a reforzar el análisis de riesgos con miras a garantizar la estabilidad del gasoducto y un trazado que evite áreas de riesgo ambiental y social, especialmente en territorios Wayuu y zonas protegidas.
- Los parámetros como el diámetro, el espesor, los materiales y los recubrimientos se definieron siguiendo normas internacionales (ASME B31.8 y API RP 1111) así como la regulación colombiana. En el Caribe colombiano, la presión del lecho marino y las bajas temperaturas hacen necesario considerar aceros de alta resistencia (X65–X70), aislamiento térmico y una protección catódica sólida para asegurar la integridad estructural y el funcionamiento continuo.
- La implementación del PMBOK ayudó a crear un modelo de ejecución integral dividido en fases: inicio, planificación, ejecución, monitoreo y cierre. Se establecieron entregables clave en áreas como civil, mecánica y procesos, lo que garantiza un control efectivo sobre el alcance, los costos y los plazos. Además, este modelo facilita la coordinación entre diferentes actores, como Ecopetrol, ANLA y DIMAR. Se presenta una secuencia lógica de los procesos basado en experiencias con el fin de que se logre un proyecto exitoso.
- El estudio ha señalado varios riesgos, que van desde problemas técnicos como la corrosión, la fatiga y la socavación, hasta preocupaciones ambientales como el impacto en los arrecifes y los derrames. También se identifican riesgos sociales, como los conflictos con las comunidades, y financieros, que incluyen sobrecostos logísticos. Para abordar estos desafíos, se han planteado planes de mitigación que abarcan los diferentes aspectos y

propuestas como enterramientos localizados de la tubería, el uso de recubrimientos 3LPE, una consulta previa efectiva con los Wayuu y la creación de provisiones financieras con márgenes de contingencia. Todo esto busca garantizar que el proyecto sea viable, a pesar de la complejidad del entorno caribeño.

13. Recomendaciones

- Antes de definir la ruta final, realizar estudios batimétricos y geotécnicos de alta resolución. Esto ayudará a reducir los riesgos relacionados con la socavación, los deslizamientos submarinos y los free spans.
- Seleccionar aceros API 5L X65/X70 que cuenten con recubrimientos 3LPE y una protección catódica mixta, que incluya tanto ánodos de sacrificio como ICCP, teniendo en cuenta la agresividad del entorno marino caribeño.
- Además, adoptar sistemas de aislamiento térmico y estrategias de garantía de flujo que eviten la formación de hidratos y ceras, especialmente en condiciones de alta presión y bajas temperaturas en el lecho marino.
- Aplicar la metodología del PMBOK, integrando no solo los aspectos de alcance, costo y cronograma, sino también los de sostenibilidad y gestión ambiental/social, adaptados al contexto colombiano.
- Estructurar una EDT (Estructura de Desglose del Trabajo) que contemple entregables específicos en las áreas civil, mecánica y de procesos, asegurando la trazabilidad desde los estudios iniciales hasta la operación.

- Para fortalecer la gestión de riesgos, se recomienda utilizar matrices dinámicas y mapas de calor actualizados en cada fase, lo que permitirá priorizar las mitigaciones en los riesgos técnicos y ambientales más críticos.
- Es fundamental alinear el diseño y la ejecución del gasoducto con estándares internacionales (ASME B31.8 y API RP 1111) y con la normativa colombiana (Decreto 1073/2015, Resolución CREG 160/2022, licencias ANLA y permisos DIMAR).
- Se debe reforzar el proceso de consulta previa con las comunidades Wayuu, incluyendo programas que ofrezcan beneficios directos en empleo, capacitación y fortalecimiento del sector pesquero.
- Por último, es esencial establecer un plan de inspección y monitoreo post-instalación, con informes periódicos para ANLA y DIMAR, asegurando así el cumplimiento de las normativas ambientales y de seguridad durante la operación.

Aunque esta monografía se enfoca en el Caribe colombiano, la secuencia de aplicabilidad de las áreas de conocimiento que se presenta en términos metodológicos y técnicos pueden aplicarse a otras regiones del país, como el Pacífico colombiano, donde la geodinámica y los riesgos sísmicos son aún más desafiantes. En futuras investigaciones, sería ideal incluir simulaciones numéricas avanzadas que analicen la interacción entre el suelo y las estructuras, así como modelar el comportamiento hidrodinámico de corrientes y oleajes, y realizar estudios sobre la integridad estructural ante eventos sísmicos. Estos esfuerzos ayudarán a optimizar los diseños, prolongar la vida útil de la infraestructura y reforzar la seguridad energética nacional en escenarios complejos.

Referencias Bibliográficas

- ANH. (2023). *Informe anual de Reservas y Recursos IRR*. Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH): <https://www.anh.gov.co/es/noticias/informe-anual-de-reservas-y-recursos-irr-2023/>
- Project Management Institute. (2021). *PMBOK® guide*. Project Management Institute.
- Visbal, J., Guillen, J., & Garcia, A. (2017). *Perspectiva de la Industria Offshore de Hidrocarburos en el Caribe Colombiano*.
- Veloza, C., Rivero, O., & Arrubla, S. (2018). *Desarrollo Proyectos Gasíferos Offshore en el Caribe Colombiano*. Universidad de Los Andes.
- UPME. (2023). *Estudio tecnico para el Plan de Abastecimiento de Gas Natural 2023-2028*. UPME - Unidad de Planeacion Minero Energetica : https://www1.upme.gov.co/sipg/Publicaciones_SIPG/Documento_complementario_estudio_tecnico_para_el_Plan_de_Abastecimiento_de_Gas_Natural_2023-2038_Enero_2025.pdf?utm_source=chatgpt.com
- Florez, J. (2025). *Evaluación termo-hidráulica del transporte de mezclas de hidrógeno y gas natural en gasoductos*. Universidad Industrial de Santander.
- Cabarcas, M., Rada, A., & Vargas, B. (2020). *Gas transport at dense phase conditions for the development of deepwater fields in the Colombian Caribbean sea*. CT&F - Ciencia, Tecnología & Futuro: <https://doi.org/10.29047/issn.0122-5383>
- Gas Natural. (2021). *Caribe offshore: la enorme reserva de gas de Colombia*. GUIA DEL GAS : <https://guiadelgas.com/caribe-offshore-la-enorme-reserva-de-gas-en-colombia/>

- UPME. (2023). *Boletín estadístico de Hidrocarburos*. Sistema de Información Minero Energético Colombiano (SIMEC): <https://www.upme.gov.co/simec/boletin-estadistico/>
- Función Pública (Departamento Administrativo de la Función Pública, Colombia). (2023). *Decreto 2121 de 2023. Función Pública*: <https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma.php?i=226770>
- Ariza, E., Ortiz, D., Rodriguez, G., & Cabrera, J. (15 de 12 de 2022). *Diseño de pozos multilaterales para las condiciones de la Cuenca costa afuera de la Guajira en el Caribe Colombiano*. Revista Fuentes: <https://doi.org/10.18273/revfue.v20n2-2022009>
- Portafolio. (2019). *Orca, el pozo con el que comenzará la extracción 'offshore'*. Portafolio: https://www.portafolio.co/negocios/empresas/orca-el-pozo-con-el-que-comenzara-la-extraccion-offshore-528085?utm_source=chatgpt.com
- Gobernación de La Guajira. (2024). *La Guajira*. Gobernación de La Guajira / Portal oficial del Departamento La Guajira: <https://laguajira.gov.co/LaGuajira/Paginas/La-Guajira.aspx>
- American Petroleum Institute (API). (2013). *Specification for Line Pipe*. American Petroleum Institute: <https://genpetroserv.com/wp-content/uploads/2021/04/API-SPECIFICATION-5L.pdf>
- Unidad de Planeación Minero Energética (UPME). (2023). *Plan de abastecimiento GN*. Sistema de Información del Plan de Gas (SIPG) / UPME: <https://www1.upme.gov.co/sipg/Paginas/plan-abastecimiento-GN.aspx>
- N/A. (s.f.). *Procesos de un Proyecto*. FormulaproyectosUrbanosPMIPE (WordPress): <https://formulaproyectosurbanospmipe.wordpress.com/wp-content/uploads/2012/04/b3.jpg>

Mendez, S. (2016). *Tuberías de gas natural para alimentación de la planta Gorgon LNG a partir del yacimiento Gorgon*. Universidad Politécnica de Madrid.

American Society of Mechanical Engineers. (2022). *Gas Transmission and Distribution Piping Systems*. ANSI: https://webstore.ansi.org/standards/asme/asmeb312022-2490384?srsltid=AfmBOoq2-GHQSfY0KVrQCQSig-TSkhJVKGlmc2xqZNL1-M5EZ-hBOD5c&utm_source=chatgpt.com