

Evaluación socio ambiental, técnica y financiera para seleccionar el medio de transporte
óptimo del gas natural, desde el pozo kronos-1 hasta el puerto de barranquilla

Laura Nataly Ruiz Rodríguez

Trabajo de investigación presentado para optar por el título de ingeniero de petróleos

Director.

Oscar Vanegas Angarita.

Especialista en finanzas

Universidad industrial de Santander

Facultad de ingenierías físico-químicas

Escuela de ingeniería de petróleos

Bucaramanga

2019

Dedicatoria

En primera estancia le dedico y agradezco a Dios y a la vida que en el camino me lleno con excelentes, personas, grandes enseñanzas, buenas historias, momentos inigualables y recuerdos únicos que no cambiaría por nada en el mundo.

A esos dos ángeles que tengo en el cielo, mi abuelita que fue esa mujer que me enseñó a siempre luchar por lo que quiero y no dejarme llevar por los malos momentos obstáculos que se me aparezcan en el camino, y a ti Guerre, que siempre me recibías con una sonrisa inigualable y un abrazo cargado de energía positiva, además tenías toda la paciencia del mundo para escucharme y darme los mejores consejos que un amigo puede dar.

A mis padres (Omar Ruiz y Constanza Rodríguez), por su apoyo incondicional que siempre recibí de ustedes, porque nunca dudaron de mí y en esos momentos que quise dejar todo de lado, me dieron fuerza y ánimo para no renunciar; a mi amigo y hermano Pipe, gracias por ser ese hombrecito que me acompaño y lleno de alegría cada una de las noches largas y de trabajo.

A mi hermana (Camila Ruiz), que siempre tenía una forma particular de demostrarme su amor y cuanto confiaba en mí, y a cada uno de los integrantes de mi familia que siempre me apoyaron y estuvieron conmigo en los momentos de alegría y tristeza.

Solo me queda agradecerle a mis amigos y hermanos mayores que la universidad me dejó, siendo que estuvieron conmigo desde el inicio hasta el final de esta etapa, ustedes (Jime, Saravia, Heiner, Esteban, Nico, Chucho, Juli y German), que le dieron momentos de alegría, locura, diversión, tristeza e instantes en los que simplemente éramos felices y disfrutábamos el presente sin importar lo que el futuro nos tenía preparado.

Y a todas esas mamás adoptivas que tuve (Mireyita y Jennisita), siendo que con sus consejos, regaños y palabras siempre me ayudaron a ser mejor persona y a que no me desviara del camino principal que tenía que recorrer para cumplir mis metas.

Gracias por todos, los quiero mucho.

Laura Nataly Ruiz Rodríguez

Tabla de contenido

Introducción	15
1. Objetivos	17
1.1 Objetivo general.	17
1.2 Objetivos específicos.....	17
2 Gas natural	18
2.1 Parámetros de calidad para el transporte del gas natural en Colombia.	18
2.2 Nuevos descubrimientos de pozos offshore de gas natural en Colombia.	20
2.2.1 Pozo de estudio (Kronos 1).	22
3 Generalidades.....	24
3.1 Impacto ambiental.	24
3.2 Evaluación ambiental estratégica en la industria petrolera.	24
3.3 Impacto social.	26
3.4 Sistemas de transporte de gas natural.....	26
3.5 Gasoducto.....	27
3.6 Construcción de un gasoducto.....	28
3.6.1 Norma ASME. B 31.8.	29
3.7 Tipos de tendido de tubería.	30
3.7.1 Tendido en “S”.	31
3.7.2 Tendido en “J”.	31

3.8	Gasoductos de referencia.	32
3.8.1	Gasoducto Medgaz.	32
3.8.2	Gasoducto Transmagallanico	34
3.9	Buque metanero.....	35
3.9.1	Ley 12 de 1981.	35
3.10	Planta de regasificación en Colombia.	36
4	Normas ambientales para la construcción de gasoductos.	37
4.1	Normativa internacional.	37
4.1.1	Gestión ambiental (ISO 14001: 2015).	37
4.2	Normatividad nacional.	39
4.2.1	Ley 99 de 1993.....	39
4.2.2	Decreto 2811 de 1974.	41
5	Principales impactos ambientales y sociales relacionados con el transporte de gas en mar abierto (mar caribe, bloque sur fuerte).....	42
5.1	Ubicación	45
5.2	Estudio de impacto ambiental.	51
5.3	Evaluación del impacto ambiental	63
5.3.1	Componentes y elementos ambientales.	63
5.3.2	Criterios de evaluación.....	65
5.4	Estudio de impacto social.....	70

6	Análisis financiero.	74
6.1	Análisis del transporte en buque.	74
6.1.1	Formato en Excel.	75
6.2	Análisis del transporte en gasoducto.	77
7	Conclusiones.	84
8	Recomendaciones.	85
	Referencias bibliográficas.....	86

Lista de figuras

Figura 1. Pozos offshore en Colombia. Recuperado de país minero 2017.	22
Figura 2. Pozo Kronos-1. Recuperado de ecopetrol 8 de jul. 2015.	23
Figura 3. Entidades propuestas para el control, consultoría y otorgamiento de licencias en el marco de la EAE.	25
Figura 4. Parámetros y especificaciones que contempla la norma ASME B. 31.8.....	30
Figura 5. Tendido de tubería tipo “S” y tipo “J”.....	31
Figura 6. Gasoducto Medgaz.	33
Figura 7. Gasoducto TRASNMAGALLÁNICO.	34
Figura 8. Requisitos para el transporte de cargas nacionales internacionales.	36
Figura 9. Etapas de un sistema de gestión integral.	38
Figura 10. Estrategia política ambiental.	41
Figura 11. Bloque fuerte sur colombiano.	46
Figura 12. Áreas de reserva natural en el mar Caribe.....	48
Figura 13. Características del puerto de Barranquilla.....	49
Figura 14. Red de gasoductos en el norte de Colombia.....	50
Figura 15. Trayectoria y distancia del gasoducto que iría desde el pozo Kronos 1 hasta el puerto de Barranquilla.....	51
Figura 16. Estudio sísmico 3D del bloque fuerte sur del mar caribe.....	52
Figura 17. Estudio sísmico 3D de los bloques RC 4, RC 5, RC 6, RC 7 y Tayrona.	52
Figura 18. Mapa donde se muestra la zona de estudio, compuesta por el territorio marítimo del Caribe colombiano y los municipios costeros del Caribe, incluyendo los principales ecosistemas marinos y costeros.....	53

Figura 19. Parámetros por los que se compone el estudio de impacto ambiental.	60
Figura 20. Elementos que componen cada uno de los factores biológicos de un ecosistema	64
Figura 21. Matriz de evaluación de impactos para transporte de gas por gasoducto.....	70
Figura 22. Matriz de evaluación de impactos para transporte de gas por buque.	70
Figura 23. Datos y valores requeridos para el funcionamiento de la hoja de Excel.	75
Figura 24. Hoja de inicio del programa	76
Figura 25. Tabla de ingreso de valores al programa	77
Figura 26. Componentes de un gasoducto.	78
Figura 27. Instalación en tubería del sistema de medición.	81
Figura 28. Costos fijos y costos variables.....	82
Figura 29. Amortización y depreciación de las inversiones	83
Figura 30. Grafica de VPN vs TTIEMPO.	84

Lista de tablas

Tabla 1. Especificaciones de calidad del gas natural.	19
Tabla 2 Descubrimientos OFFSHORE en Colombia.	21
Tabla 3. Principales gasoductos offshore en el mundo.	28
Tabla 4. Principales órganos de control ambiental y su respectiva función.	39
Tabla 5. Posibles impactos ambientales y sociales generados por dichas actividades	43
Tabla 6. Fauna y flora nativa del mar caribe colombiano.	54
Tabla 7. Posibles impactos ambientales y su respectiva medida de mitigación.	60
Tabla 8. Valoración para el criterio de evaluación, duración.	66
Tabla 9. Clasificación del criterio importancia.	69
Tabla 10. Estudio del impacto social.	73

Resumen

Título: Evaluación socio ambiental, técnica y financiera para seleccionar el medio de transporte óptimo del gas natural, desde el pozo kronos-1 hasta el puerto de Barranquilla. *

Autora: Laura Nataly Ruiz Rodriguez **

Palabras claves: Transporte De Gas, Estudio De Impacto Ambiental, Costa Afuera, Impacto Social

Descripción:

En la actualidad, la necesidad de suplir la demanda energética que ha venido aumentado con el tiempo, ha hecho que el mundo se vea en la necesidad de empezar a explorar en el mar con el fin de encontrar nuevas reservas probadas de hidrocarburos, razón por la que se ha empezado a fomentar e impulsar la exploración y explotación de hidrocarburos en mar abierto (operaciones offshore). Por ello uno de los objetivos de este trabajo es estudiar y comprender los posibles impactos ambientales y sociales que se dan en el momento de iniciar y poner en marcha un proyecto de transporte de gas en mar abierto desde el yacimiento, hasta tierra firme en este caso sería desde el pozo Kronos-1 hasta el puerto de Barranquilla.

Por eso para la realización de lo anteriormente mencionado, fue necesario empezar hacer un estudio tomando como referencia proyectos de este tipo en otras partes del mundo, debido a que Colombia es un país nuevo en el tema y este tipo de proyectos nunca se han realizado; pero en este análisis también se incluyó un análisis financiero con el fin de determinar cuál es el mejor medio de transporte (buque y gasoducto) para transportar el gas.

* Trabajo de grado

** Facultad de ingenierías Físico-Químicas. Escuela de Ingeniería de Petroleos. Director: Oscar Vanegas Angarita, Especialista en finanzas

Abstract

Title: socio-environmental, technical and financial evaluation to select the optimal means of transport of natural gas, from the kronos 1 well to the port of Barranquilla. *

Author: Laura Nataly Ruiz Rodriguez **

Key words: Gas Transportation, Environmental Impact Study, Offshore, Social Impact.

Description:

At present, the need to supply the energy demand that has increased over time, has led the world to see the need to begin to explore at sea in order to find new proven reserves of hydrocarbons, which is why it has begun to promote and encourage the exploration and exploitation of hydrocarbons in the open sea (offshore operations). Therefore, one of the objectives of this work is to study and understand the possible environmental and social impacts that occur at the time of initiating and starting up a project for transporting gas in the open sea from the field to the mainland, in this case from the Kronos-1 well to the port of Barranquilla.

Therefore, in order to carry out the above, it was necessary to begin a study taking as a reference projects of this type in other parts of the world, due to the fact that Colombia is a new country in the subject and this type of projects have never been carried out; but this analysis also included a financial analysis in order to determine which is the best means of transport (ship and gas pipeline) to transport the gas.

* Bachelor Thesis

** Faculty of Physical-chemical Engineering. Petroleum Engineering School. Director: Oscar Vanegas Angarita Finance Specialist.

Introducción

Debido al aumento del efecto invernadero y del crecimiento de la población mundial, la sociedad tiene la necesidad de encontrar nuevas maneras de producción energética limpia y viable económicamente con el fin de mitigar el impacto ambiental que dejan la explotación, extracción y generación de energía a base de petróleo y carbón, haciendo que el gas natural sea un gran sustituto de estas dos fuentes de energía ya que es un recurso energético limpio, económico y tecnológicamente maduro (Naturgas, 2018).

Por ello la sustitución de Carbón y diésel por gas natural, tanto en la industria como en la generación de electricidad y en el sector del transporte, es una de las maneras más efectivas y económicas de reducir la emisión de gases de efecto invernadero (Naturgas, 2018), razón por la que es de gran importancia empezar a explorar y encontrar nuevas reservas probadas de gas natural, por ello las exploraciones en mar abierto se han incrementado con el tiempo, debido a que últimamente las reservas más grandes de gas se encuentran costa afuera, creando nuevos retos y desafíos para la industria petrolera, siendo que estos van desde encontrar tecnologías que ayuden agilizar el proceso de exploración, extracción, producción y transporte de recurso natural hasta encontrar la manera más eficiente de realizar dichas actividades sin generar un gran impacto ambiental todo sin olvidar que esto debe ir de la mano con el factor económico.

La extracción de petróleo y gas en mar abierto es mucho más difícil que en tierra, sin sumarle que a medida que aumenta la demanda, las exploraciones van a ser más profundas y retiradas de la costa, generando que los desafíos tecnológicos aumenten y se requieran nuevas tecnologías que ayuden a que la perforación, extracción y transporte de este recurso se pueda realizar con mayor

agilidad y con los respectivos estándares de seguridad para así evitar desastres ambientales de gran magnitud y pérdidas humanas debido alguna operación.

Colombia es un país que ya inicio a dar sus primeros pasos en cuanto a la explotación y explotación en mar abierto, debido a que la demanda energética crecerá un 69% del 2017 al 2040 (Naturgas, 2018), tampoco se puede olvidar que dicha economía depende en gran medida de esta industrial haciendo que se tenga una amplia dependencia del petróleo y del gas, esto a echo que las políticas ambientales y sociales cada día se adaptan a la manera en que crece esta industria todo con el fin de evitar desastres naturales y hace que la población se beneficie de la extracción y comercialización de estos recursos no renovables.

Los estudios de impacto ambiental (EIA) cada día son más rigurosos y estrictos, debido a que este es de obligatoria presentación para poder obtener la licencia ambiental siendo que en ellos se estudian e identifican todos los posibles daños ambientales que se podrían generar en este proyecto. Los planes de mejoramiento ambiental (PMA) y además incluyen todas las medidas de prevención, mitigación, corrección y compensación de los posibles impactos ambientales que se han identificado previamente.

Un gran problema que le queda a esta industria es encontrar la manera de que este recurso llegue de la manera más eficiente a tierra firme sin aumentar en gran medida el lifting cost, todo ya que Colombia es un país que tiene un alto valor de este costo todo porque el transporte de este hidrocarburo es muy alto y no se tiene una normativa nacional que regule el transporte de este en mar abierto.

1. Objetivos

1.1 Objetivo general.

Seleccionar y recomendar el medio de transporte óptimo para el transporte del gas natural desde el pozo Kronos 1 hasta el puerto de Barranquilla, evaluando cada opción desde el punto de vista social, ambiental, técnico y financiero.

1.2 Objetivos específicos.

Identificar cuál sería el impacto social que se generaría en el puerto de Barranquilla con la implementación de una nueva ruta marítima o la construcción de un gasoducto que ira desde el pozo Kronos 1 hasta puerto de Barranquilla, con el fin de transportar el gas natural producido.

Realizar una hoja en Excel que arroje el valor de la operación y tarifa mínima de transporte que se daría al implementar la nueva ruta marítima.

Determinar cuál barco es capaz de suplir las necesidades requeridas en cuanto al aspecto financiero, técnico y ambiental, requeridas por la empresa petrolera que requiera el servicio y la capacidad que tenga el puerto para su instalación carga y descarga del barco.

2 Gas natural

El gas natural es una fuente de energía fósil que como, el petróleo o el carbón, está constituido por una mezcla de hidrocarburos, unas moléculas formadas por átomos de carbón e hidrogeno (española, 2019). El metano, y en menor proporción de etano, propano, butano, pentano y demás hidrocarburos pesados, esta mezcla también puede contener diferentes impurezas que son el vapor de agua, nitrógeno, gas carbónico, sulfuro de hidrogeno, helio, entre otros. Si el gas tiene una alta proporción de metano se le denomina gas rico, en caso contrario se le conoce como gas pobre.

Las diferentes impurezas que tiene el gas natural son de gran problema en el momento que se deba transportar, siendo que se deben cumplir ciertos parámetros que exige la comisión de regulación de energía y gas (CREG) por medio del reglamento único de transporte RUT, resolución 071 de diciembre de 1999.

2.1 Parámetros de calidad para el transporte del gas natural en Colombia.

Con el fin de proteger la integridad de los gasoductos se crea una normativa unificada en la que todas las empresas que prestan el servicio de transportar el gas y que a su vez los dueños de gaseoductos sepan y comprendan las condiciones en las que deben recibir, transportar y vender el gas, las cuales se encuentran especificadas en la tabla 1, siendo que estos parámetros de obligatorio cumplimiento según la normatividad de la CREG.

Siendo que en Colombia son varias las empresas encargadas de dichos servicios, esta normativa es universal que los acoge a todos sin excepción alguna, debido a que el gas es un hidrocarburo

con una alta volatilidad, razón por la que es de un alto cuidado su manipulación y condiciones en la que se debe encontrar; siendo que se puede convertir en un riesgo que pueda generar pérdidas materiales, naturales y humanas.

“El Gas Natural entregado al Transportador por el Agente, en el punto de Entrada del Sistema de Transporte y por el transportador en el Punto de Salida, deberá cumplir con las siguientes especificaciones” (energía, 1999).

Tabla 1.
Especificaciones de calidad del gas natural.

Especificaciones	Sistema Internacional	Sistema Inglés
Máximo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	42.8 MJ/m ³	1.150 BTU/ft ³
Mínimo poder calorífico bruto (GHV) (Nota 1)	35.4 MJ/m ³	950 BTU/ft ³
Contenido de líquido (Nota 2)	Libre de líquidos	Libre de líquidos
Contenido total de H₂S máximo	6 mg/m ³	0.25 granos/100 PCS
Contenido total de azufre máximo	23 mg/m ³	1.0 granos/100 PCS
Contenido CO₂, máximo en % volumen	2%	2%
Contenido N₂, máximo en % volumen	3%	3%
Contenido de inertes máximo en % volumen (Nota 3)	5%	5%
Contenido de oxígeno máximo en % volumen	0.1%	0.1%
Contenido de agua máxima	97 mg/m ³	6.0 LB/MPCS
Temperatura de entrega máxima	49 °C	120 °F
Temperatura de entrega mínima	4.5 °C	40 °F
Contenido máximo de polvos y material en suspensión (Nota 4)	1.6 mg/m ³	0.7 grano/100 pc

Nota 1: Se referencian a Condiciones Estándar. **Nota 2:** El Gas Natural deberá entregarse con una calidad tal que no forme líquidos, a las condiciones críticas de operación

del Sistema de Transporte. La característica para medir la calidad será el “Cricondentherm” el cual será fijado para cada caso en particular dependiendo del uso y de las razones donde sea utilizado el gas. Nota 3: Se considera como contenido de inertes la suma de 10s contenidos de CO, nitrógeno y oxígeno. Nota 4: El máximo tamaño de las partículas debe ser 15 micrones.*

La presión de operación del gaseoducto tiende a ser un acuerdo entre el vendedor y el comprador, en dicho caso que no sea posible realizar un acuerdo el gaseoducto tendrá que manejar una presión de 1200 psia, además se debe recordar que el gas se debe mantener a temperatura Cricondentherm para así evitar la formación de líquidos (condensación del gas), por ello este valor varía dependiendo del lugar en donde se encuentre ubicada la tubería.

En dicho caso que el gas de venta no cumpla con dichas especificaciones el transportador (empresa o persona jurídica) deberá acarrear con los daños que tenga la tubería y más aparte deberá pagar una serie de multas que dependerán de la especificación que se esté incumpliendo.

Debido a que este trabajo se basa en el transporte de gas en mar abierto se deben tener en cuenta estar normativa para cuando este combustible llegue a tierra firme, razón por la cual solo será nombrada y no se realizara ningún enfoque en los parámetros que se menciona en esta.

2.2 Nuevos descubrimientos de pozos offshore de gas natural en Colombia.

Debido a que en Colombia las reservas de gas son pocas, el país tuvo la necesidad de empezar a estudiar y encontrar nuevas reservas en zonas donde la probabilidad de encontrar un yacimiento

de gran capacidad era alta, así es como se empieza con el estudio y exploración de los diferentes bloques petroleros que se hallan en el mar caribe.

El estudio de estas zonas arroja grandes descubrimientos de reservas probadas de gas con una alta capacidad de producción los cuales se encuentran en la tabla 2, pero esto no solo trae felicidad para la industria, sino que a su vez genera un gran reto para el país siendo que este no se encuentra preparado para iniciar la explotación y producción de hidrocarburos en mar abierto (OFFSHORE), además estos yacimientos encuentran a grandes profundidades como se puede observar en la figura 1.

Tabla 2
Descubrimientos OFFSHORE en Colombia.

Pozo	Ubicación	Profundidad	Empresas operadoras	Capa de agua
Kronos 1	Bloque fuerte sur	3720 m	Anadarko y Ecopetrol	1584 m
Orca 1	Bloque Tayrona	4240 m	Petrobras(40%), Ecopetrol (30%) y Respol (30%).	674 m
Purple Angel	Bloque fuerte sur	4795 m	Anadarko y Ecopetrol	1835 m
Gorgon	Bloque fuerte sur	4575 m	Anadarko y Ecopetrol	2316m

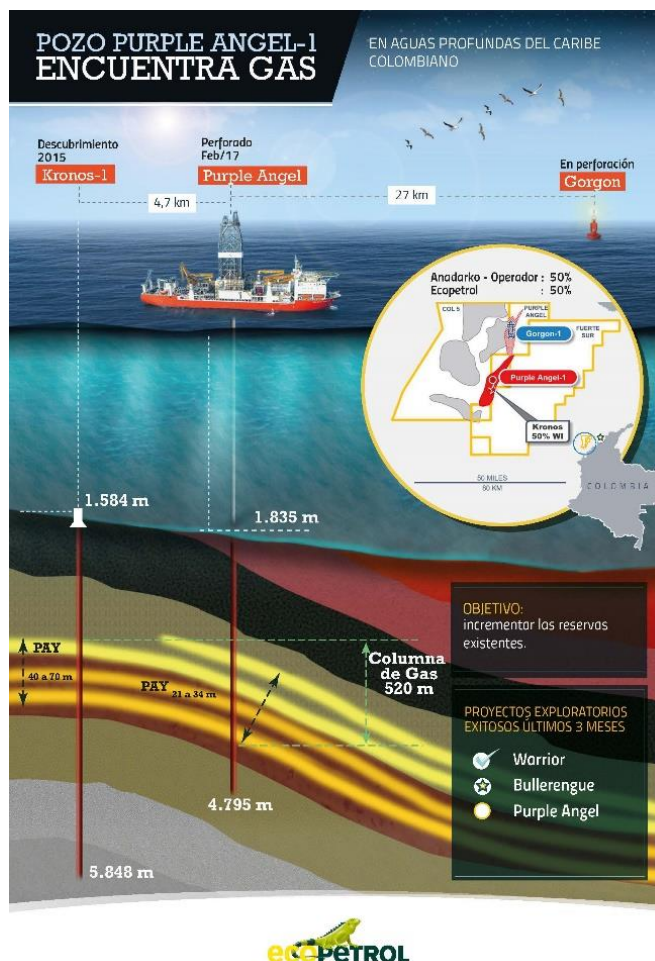


Figura 1. Pozos offshore en Colombia. Recuperado de país minero 2017.

2.2.1 Pozo de estudio (Kronos 1). Uno de los yacimientos con mayor expectativa de producción y desarrollo en el sector offshore de la industria petrolera es el pozo Kronos 1, el yacimiento en el que se encuentra este pozo cuenta con una columna de gas de 520 metros generando una reserva estimada en 1 TPC y una producción diaria de 500 millones de ft^3 , ello se encuentra ubicado en el bloque sur Caribe a una distancia de 53 km a la costa como se puede observar en la figura 2.

Este pozo se encuentra ubicado en el bloque fuerte sur, el cual tiene aprobada una licencia ambiental con el fin de perforar pozos exploratorios, para así aumentar las reservas probadas de gas en el país. Según las proyecciones se puede estimar que este pozo se pondrá en producción en el 2025, debido a que primero se deben realizar diversos estudios financieros y ambientales con el fin de que el estado apruebe las licencias ambientales respectivas para esta actividad y además se debe conocer si es rentable poner en producción este pozo.



Figura 2. Pozo Kronos-1. Recuperado de ecopetrol 8 de jul. 2015.

3 Generalidades

3.1 Impacto ambiental.

Se refiere a la alteración o modificación directa o indirectamente del medio ambiente, debido a un proyecto, actividad o acción humana o acción de la naturaleza.

3.2 Evaluación ambiental estratégica en la industria petrolera.

La Evaluación Ambiental Estratégica (EAE) es una herramienta de gestión ambiental que tiene por finalidad la evaluación de los diversos efectos ambientales causados en planes, programas o políticas de iniciativa pública o privada. (MINISTERIO DE MEDIO AMBIENTE CHILENO).

Se puede decir que es un proceso que se adelanta a la realización la Evaluación de Impacto Ambiental (EIA), detectando los impactos ambientales derivados de las políticas, planes y programas. Estas dos herramientas de análisis ambiental se complementan entre sí, originado la creación de una serie de medidas correctoras genéricas para grupos de proyectos con características similares, simplificando así el proceso de EIA y disminuyendo el número de proyectos sometidos a este procedimiento (Fernandez, 2019).

Debido a ello es que según la tesis del año 2018 y de los estudiantes Daniel Felipe Restrepo Linarez y Fabian Ricardo Bohórquez Ortiz de la universidad industrial de Santander se propone el siguiente esquema para el control, consultoría y otorgamiento de licencias en el marco de la EAE, el cual se encuentra especificado en la figura 3, esta propuesta se realiza después de un estudio

exhaustivo de la normativa y metodología nacional e internacional para el desarrollo de dicho estudio.

Siendo que para el desarrollo del EAE se debe cumplir con una serie de fases que no solo involucran a los posibles daños ambientales que se puedan generar en el transcurso del proyecto, sino que también involucra daños ambientales que se tienen en tiempo presente y va de la mano con la participación de la comunidad para que esta se encuentre informada sobre los resultados obtenidos en el EAE.



Figura 3. Entidades propuestas para el control, consultoría y otorgamiento de licencias en el marco de la EAE. Recuperado de. (Restrepo Linarez & Bohórquez Ortiz, 2018).

3.3 Impacto social.

Es la magnitud cuantitativa del cambio social que genera un proyecto sobre una población dando como resultado la entrega de productos (bienes o servicios) a la misma.

3.4 Sistemas de transporte de gas natural.

El Gas natural se transporta mediante ductos hacia las ciudades para su consumo domiciliario, industrial o vehicular, o hacia centrales termoeléctricas para su utilización en la generación de energía eléctrica. Sin embargo, en algunas ocasiones, por temas de distancia y costo, se utilizan otras formas de transporte como los buques metaneros o los gasoductos virtuales.

El transporte por gasoductos, es la forma más conocida y usada de transporte del Gas Natural a gran escala. Los gasoductos pueden unir distancias de hasta 3000 km, aproximadamente, y suelen tener una red de ductos que se conectan al ducto principal con el fin de abastecer a las poblaciones cercanas a la trayectoria del mismo.

Otro sistema es el de transporte en Buques Metaneros estos son usados cuando las distancias son bastantes amplias entre el punto de producción y el de consumo. En este caso la opción de la construcción de un gasoducto llegaría a ser demasiado costosa. Estos buques metaneros cuentan con tanques especialmente acondicionados para mantener el GNL a la temperatura indicada y transportarlo de manera segura.

Este sistema consiste en el transporte terrestre de Gas Natural, conocido como Gasoductos Virtuales es usado en distancias relativamente cortas utilizando camiones especialmente acondicionados para este fin. Existen diversas tecnologías desarrolladas en este campo que permiten abastecer a lugares cuya demanda resulta pequeña y no justifica económicamente la construcción de un gasoducto (Peru, 2012).

3.5 Gasoducto.

Es una infraestructura en tuberías de acero que tiene el fin de transportar el gas a lo largo de extensas distancias, las cuales pueden ser en tierra firme (Onshore) o en mar abierto (Offshore).

La presión del gasoducto es de 1200 psia según la normativa colombiana, además esta estructura debe estar construido en zanjas a 1 metro de profundidad de la superficie. En dichas ocasiones se realiza en la superficie. El diámetro de esta tubería varía dependiendo del caudal que se vaya a transportar.

En dicho caso que el gasoducto sea muy largo este requerirá de la instalación de estaciones de compresión para evitar que la presión disminuya; también se debe evaluar la posibilidad de instalar válvulas que permitan interrumpir el flujo en dicho caso que se presente algún incidente, todo esto se realiza con el fin de tener diversos parámetros de seguridad; la instalación de dichas herramientas debe ir ligada a las leyes de construcción de gasoductos que tenga cada país.

De ahora en adelante este trabajo se va a enfocar en los gasoductos que se encuentran contruidos en mar abierto por ella en la tabla 3 se encuentran los principales gasoductos offshore en el mundo, los cuales se emplearan para poder realizar el estudio y la evaluación del presente trabajo.

Tabla 3.

Principales gasoductos offshore en el mundo.

Gasoducto	Trayecto	Capacidad	Longitud	Profundidad
MEDGAZ	España –	8000 M m ³	210 km	2160 m
	Argelia	anuales		
TRANSMAGALLÁNICO	Santa Cruz	18 MMm ³	36,6 km	70 m
	– Tierra de fuego	diarios		
TURKSTREAM	Rusia –	15750 Mm ³	100 km	2200m
	Turquía	anuales		
NORD STREAM 1	Alemania –	27500 M m ³	1220 km	No registra
	Rusia	anuales		
LANGELED	Inglaterra -	70 Mm ³	1200 km	No registra
	Noruega	diarios		

3.6 Construcción de un gasoducto.

Para la respectiva construcción de un gasoducto en Colombia hoy en día se debe tener en cuenta la normativa internacional que en este caso es la norma ASME B. 31.8, la cual da a conocer y entender cada uno de los parámetros que se requieren en el diseño y construcción de gasoducto como lo son el tipo de tubería, soldadura y materiales que se deben implementar en dicho diseño.

A continuación, se dará a entender y se especificará el orden y procedimiento que se debe tener según lo indica dicha norma.

3.6.1 Norma ASME. B 31.8. La sección de esta norma en la cual se encuentra especificado todo sobre transporte de gas en costa afuera es el capítulo VIII, siendo que en este se pueden encontrar todos los factores que se deben tener en cuenta en el diseño y construcción de un gasoducto; de cada parámetro se despliega una serie de requisitos o elementos que se pueden observar en la figura 4, además estos tienen diversas variaciones dependiendo de las condiciones de operación del gasoducto.

No se puede dejar de lado que esta norma también contempla y especifica que los primeros 6 capítulos también son de importante cumplimiento para el transporte de gas en costa afuera, siendo que en dichos capítulos se abarca cada uno de estos parámetros a profundidad, especificando cada condición de operación y sus respectivas condiciones de operación.

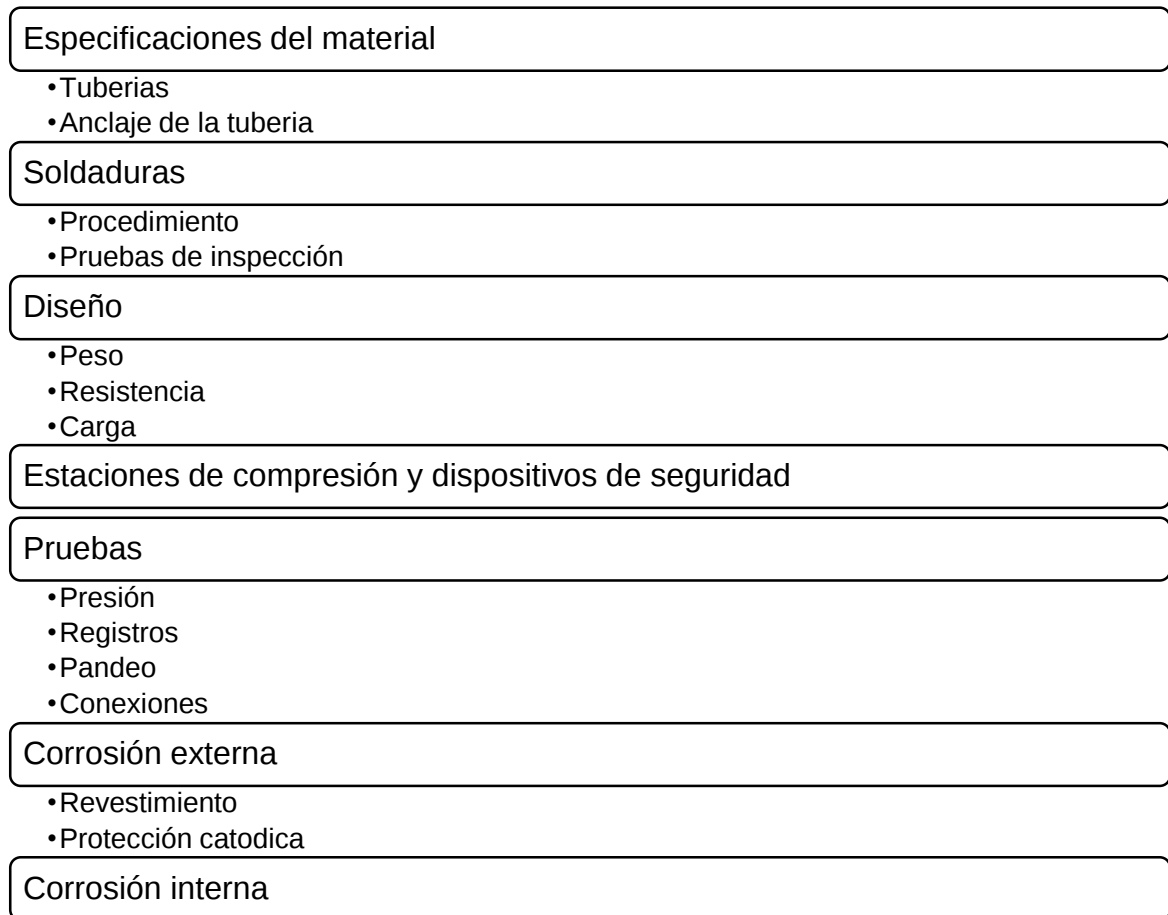


Figura 4. Parámetros y especificaciones que contempla la norma ASME B. 31.8.

3.7 Tipos de tendido de tubería.

Uno de los factores de mayor importancia en el momento de construir un gasoducto es la determinar cuál es la forma más adecuada para tender la tubería en el lecho marino, ya que esta superficie posee varios desniveles y se encuentra a grandes profundidades y altas presiones producidas por la capa de agua que debe soportar la tubería, sin olvidar que esto debe realizar por medio de un barco que se encarga de cargar y tender la tubería a medida que avanza la operación.

Hoy en día se conocen dos tipos de tendido de tubería que se pueden implementar en gasoductos que se van a construir a altas y pocas profundidades de operación, este tipo de tendido se da en forma de S y de J, como se muestra en la figura 5.

3.7.1 Tendido en “S”. Este tipo de tendido de la tubería se puede emplear tanto en zonas poco profundas como muy profundas (hasta 2.500 metros). Consiste en soldar y tender los tubos en posición horizontal, de tal forma que el gasoducto adopta una figura en "S" desde el punto de salida de la barcaza hasta que se apoya sobre el fondo marino (MEDGAZ).

3.7.2 Tendido en “J”. En este tipo de tendido la tubería se solda en posición vertical. Debido a que se puede aplicar entre los 400 y 3.500 metros de profundidad, dependiendo del diámetro del tubo. A medida que avanza el procedimiento la tubería en el mar verticalmente forma una figura en “J”.

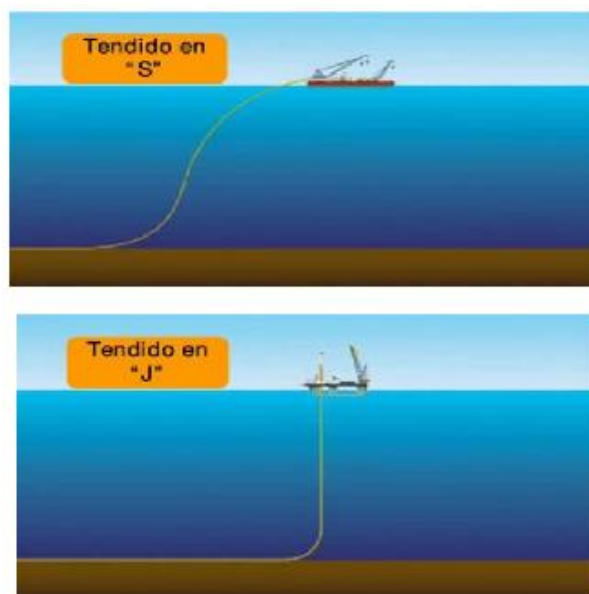


Figura 5. Tendido de tubería tipo “S” y tipo “J”. Recuperado de: MEDGAZ. Construcción de un gasoducto submarino.

3.8 Gasoductos de referencia.

Se podría decir que este es un tema nuevo y sin explorar para la industria petrolera en Colombia, debido a que este no ha iniciado con operaciones de producción en costa afuera haciendo que se deban tomar como referentes los distintos diseños y estudios que se han realizado en costas internacionales.

Esta es la razón por la que este aparte del trabajo se enfoca en estudiar el proceso y parámetros que se tuvieron en cuenta en el diseño y construcción de dos grandes gasoductos internacionales, debido a que estos tienen diversas similitudes en condiciones de diseño como lo son la profundidad y los diversos impactos ambientales que se deban tener en cuenta antes de realizar una ruta o de especificar un calendario de trabajo.

A continuación, se podrán conocer los dos gasoductos internacionales que se tomaron como referente en este trabajo, con el fin de aprender de los desafíos que se dieron en el transcurso de la operación y así definir si es una buena solución para el problema que se tiene.

3.8.1 Gasoducto Medgaz.

Ruta

Conecta la ciudad de Argelia (África) con la ciudad de Almería (España), como se puede observar en la figura 6.

Con una longitud total de 210 Km, una profundidad máxima de 2160 m, se convirtió en el gasoducto más profundo construido en mar abierto, el diámetro de la tubería es de 24 in y su inversión fue de 900 millones de Euros.

Capacidad

Este gasoducto tiene la capacidad de transportar 8000 millones de m³/ año de gas natural.

Propietarios

Las empresas encargadas de la construcción y operatividad de este gasoducto son SONATRACH, CEPSA y GAS NATURAL FENOSA, el porcentaje de participación de dichas empresas fueron de 43%, 42% y 15%, respectivamente.

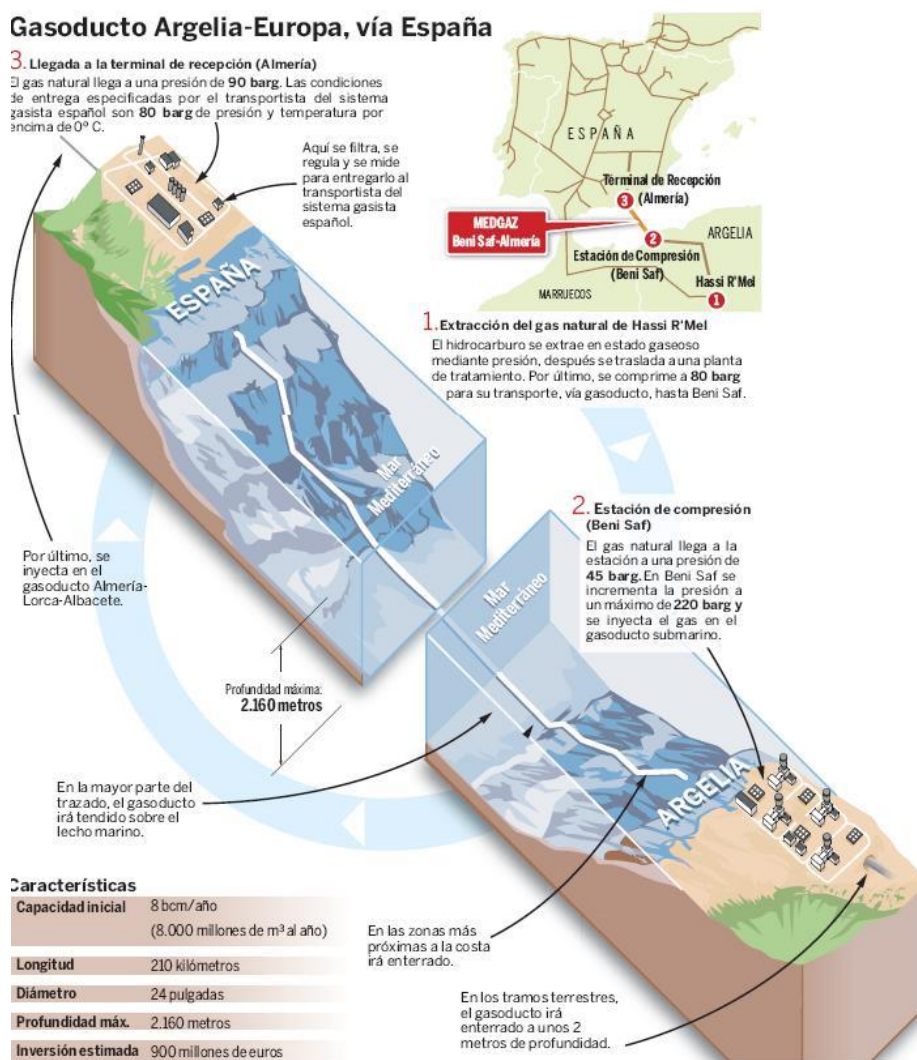


Figura 6. Gasoducto Medgaz. Recuperado de Belt Ibérica S.A.

3.8.2 Gasoducto Transmagallánico

Ruta

Este gasoducto se encarga de transportar gas natural desde los campos gasíferos Carina y Aries (tierra de fuego) hasta las provincias de Santa Cruz, la cual se puede ver reflejada en la figura 7.

El gasoducto tiene una longitud de 36,6 Km y una profundidad máxima de 70 m, siendo que el diámetro de la tubería es de 24 in y tuvo un costo de 320 millones de dólares.

Capacidad

Este gasoducto puede transportar 18 MM de m³ diarios de gas.

Propietarios

La compañía encargada de la construcción y operatividad de este gasoducto es la TRANSPORTADORA GAS DEL SUR (TGS), además está también fue la encargada de solucionar los problemas ambientales que se originaron en el momento de la construcción del gasoducto.

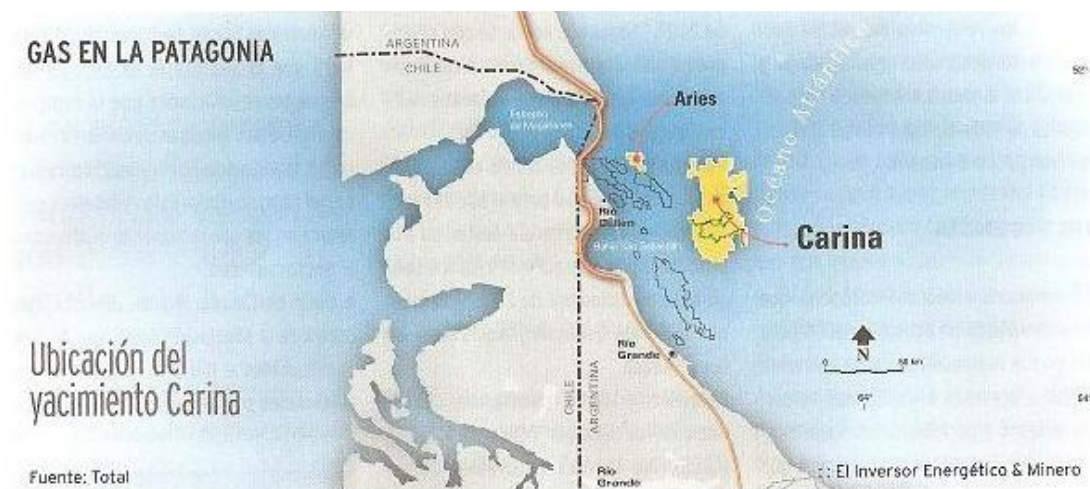


Figura 7. Gasoducto TRASNMAGALLÁNICO. Recuperado de portal LA TDF.

3.9 Buque metanero.

También se le conoce como buque gasero, es un buque dedicado al transporte de gas natural licuado (GNL) desde los países productores de gas natural (plantas de licuefacción) a los países consumidores (plantas de regasificación), donde se descarga para su posterior almacenamiento y regasificación (ENAGAS, 2011).

A nivel internacional para el correcto transporte de hidrocarburos se debe cumplir con la ley 12 de 1981, la cual se creó con el fin de prevenir la contaminación generada por los buques en especial los que se encargan de transportar hidrocarburos, razón por la que todo buque que entre a las costas colombianas debe cumplir con todos los requisitos que dicha norma plantea.

3.9.1 Ley 12 de 1981. Esta norma se firmó el 19 de enero de 1981 con el fin de prevenir la contaminación generada por buques de carga.

A continuación, en la figura 8 se podrá observar los diferentes aspectos y pasos a seguir de debe tener encuentra el propietario del buque para así poder transportar su respectiva carga a nivel internacional y nacional, siendo que Colombia se rige por medio de esta ley para controlar los buques nacionales e internacionales.

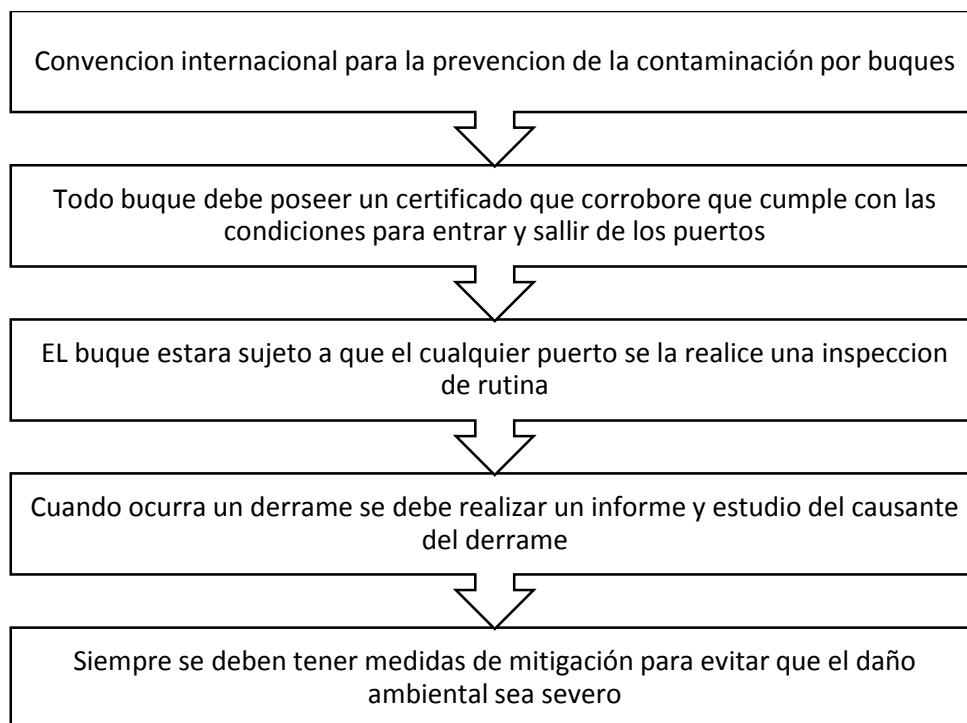


Figura 8. Requisitos para el transporte de cargas nacionales internacionales.

En dicho caso que el buque y la empresa no cumplan con alguno de estos parámetros este recibirá una severa sanción por parte del país en el que se incumpla el parámetro o en el que se del derrame de hidrocarburo. Además, esta norma también tiene una excepción debido a que no es aplicable a los buques de guerra o aquellos que se encuentren al servicio del estado en un ámbito no comercial.

3.10 Planta de regasificación en Colombia.

Ubicación

La planta se encuentra ubicada en la bahía de Cartagena, frente a la isla de Barú.

Capacidad

Esta planta tiene la capacidad de regasificación de 600 m³ de gas natural licuado

La capacidad de almacenamiento de esta planta es de 170.000 m³ de gas natural licuado

Propietarios

La sociedad que gana la solicitud para el financiamiento, construcción y operación de dicha planta es la sociedad portuaria El Cayao.

4 Normas ambientales para la construcción de gasoductos.**4.1 Normativa internacional.**

4.1.1 Gestión ambiental (ISO 14001: 2015). Esta norma internacional especifica todos los requisitos necesarios para establecer un sistema de gestión ambiental en una organización a través del modelo PHVA (planificar, hacer, evaluar y actuar), el cual promueve un proceso interactivo usando las organizaciones para conseguir la mejora continua. Se puede aplicar en un Sistema de Gestión Ambiental completo y en cada uno de los elementos individuales tal y como se puede observar en la figura 9.

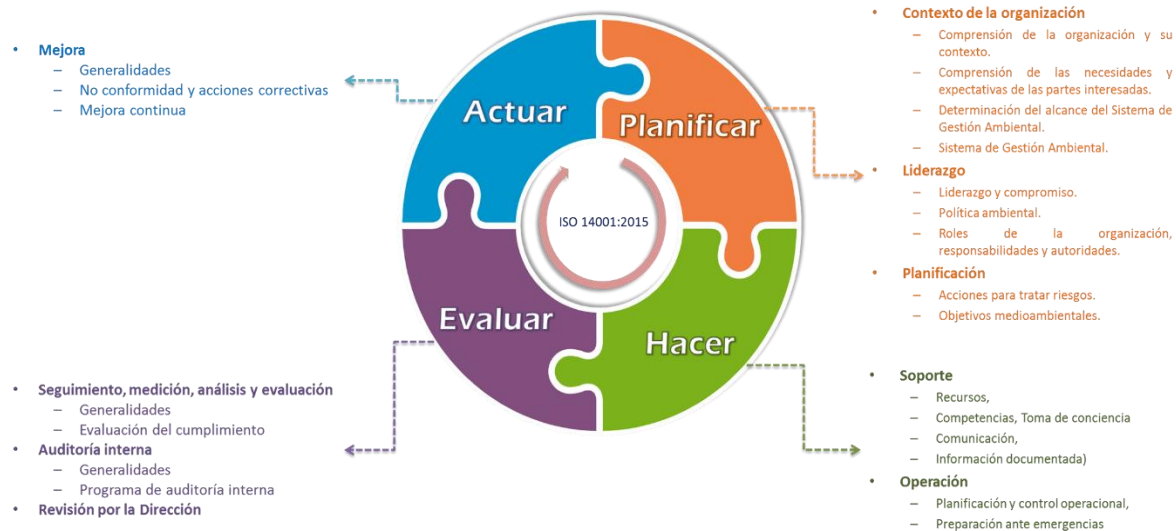


Figura 9. Etapas de un sistema de gestión integral. Recuperado de (Benítez, s.f.)

Una breve descripción que da esta norma para cada uno de los componentes de su método es la siguiente (14001:2015, 2015):

- **Planificar:** establece todos los objetivos ambientales y los procesos necesarios para conseguir resultados de acuerdo con la política ambiental de la organización.
- **Hacer:** implantar los procesos como se encontraba prevista.
- **Verificar:** establece procesos de seguimiento y medir la política ambiental, incluyendo los compromisos, los objetivos ambientales y los criterios de operación.
- **Actuar:** establecer decisiones para mejorar de forma continua.

4.2 Normatividad nacional.

4.2.1 Ley 99 de 1993. Esta ley se creó con la finalidad de crear el ministerio del medio ambiente y a su vez establecer las funciones que este órgano de control tiene, pero de paso se dio orden y responsabilidades a cada uno de los órganos de control ambiental que existen en Colombia.

También se estableció un orden sistemático para así saber quién controla a quien, con el fin de dar independencia y reglas a cada órgano con el fin de que estos cumplan a cabalidad cada una de las responsabilidades ambientales que tienen, las cuales van desde el control hasta la sanción en el momento que no se cumpla con la respectiva normativa ambiental que se tiene en el país.

En la tabla 4 se puede observar cada uno de los principales órganos que se encuentran en esta ley con su respectiva función y responsabilidad con la sociedad y el medio ambiente.

Tabla 4.
Principales órganos de control ambiental y su respectiva función.

ÓRGANO DE CONTROL AMBIENTAL	FUNCIÓN
Ministerio del medio ambiente	• Formula la política nacional en cuanto al medio ambiente y los recursos renovables. • Coordinar el sistema nacional ambiental

- Generar y hacer cumplimiento a las sanciones otorgadas por el cumplimiento de la ley o la generación de un desastre ambiental.

Sistema nacional ambiental SINA

Se encarga de asegurar la adopción y ejecución de las políticas, planes, programas y proyectos respectivos, en orden a garantizar el cumplimiento de los deberes y derechos del Estado y de los particulares en relación con el ambiente y el patrimonio natural de la Nación (Minambiente)

Consejo nacional ambiental

Tiene el fin de coordinar de manera intersectorial las políticas, planes y programas en materia ambiental y de recursos naturales renovables (LATINNO).

Esta ley también se compone de un capítulo (VIII) el cual se encarga de establecer todo lo relacionado en cuanto al otorgamiento de las licencias ambientales para ejercer alguna actividad económica en el país y que esta pueda tener algún impacto ambiental de gran magnitud (Colombia, 1993).

4.2.2 Decreto 2811 de 1974. En este decreto se dicta el código nacional de recursos naturales renovables y de protección al medio ambiente, siendo que es una recopilación de toda la normativa y decretos nacionales que tienen artículos o referentes en cuanto a la protección del medio ambiente, además esta decreto da a entender las respectivas actividades humanas que se reconocerán como contaminación ambiental siendo que estas directa o indirectamente generan los diferentes factores que deterioran el ambiente (artículo 8).

Pero este decreto establece 4 estrategias políticas ambientales con el fin de generar el menor impacto ambiental en el momento de desarrollar alguna actividad humana; en la figura 10 se podrá observar el alcance y las estrategias en las cuales se resume este decreto.

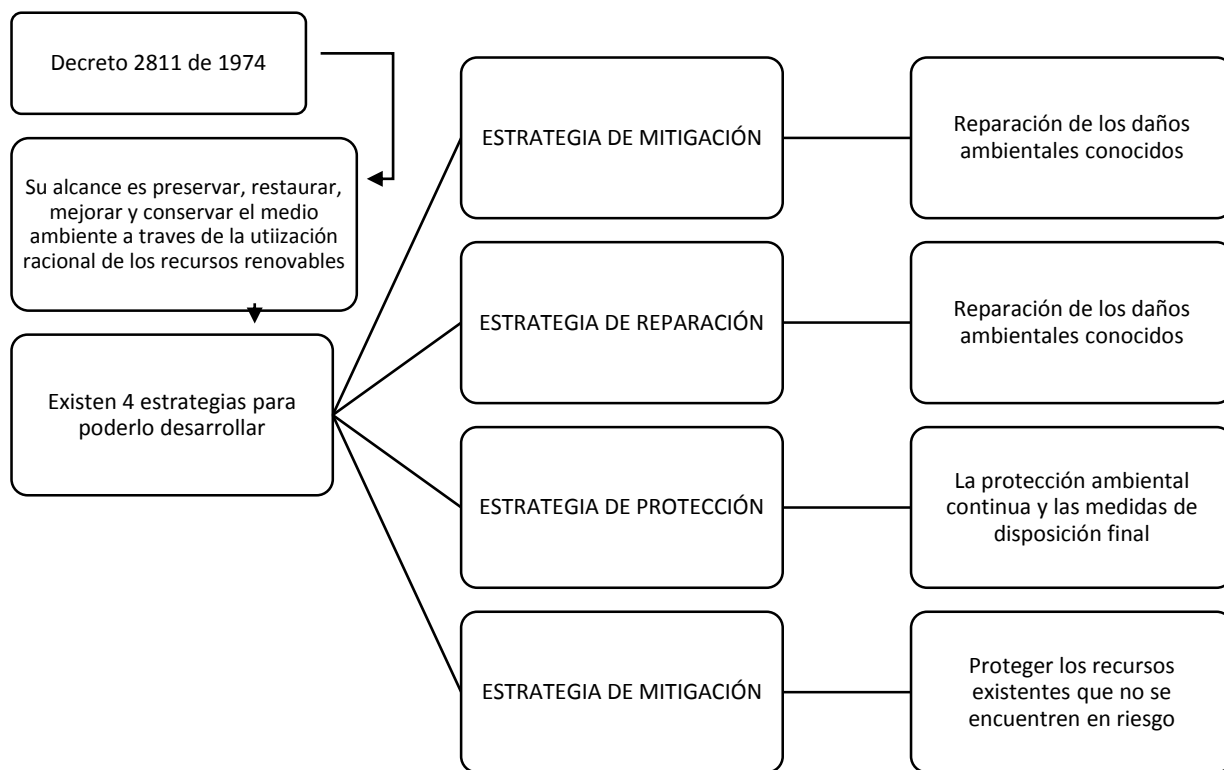


Figura 10. Estrategia política ambiental. Recuperado de(Medio ambiente, 2013).

Para el desarrollo del transporte de gas en mar abierto se debe tener en cuenta la parte IV de este decreto siendo que en esta se da a conocer todo sobre la protección del mar y su fondo, aunque tampoco se puede dejar de lado la parte III de dicha norma siendo que en esta se da a entender todo lo referente a la política ambiental del país siendo que esta se basa en generar incentivos a las empresas por proteger, mejorar y restaurar el medio ambiente en el que se encuentran operando o desarrollando sus diferentes actividades económicas. Pero esta parte del decreto ordena a las empresas a entregar todos estudios ambientales, del suelo y el subsuelo que se realicen, siendo que estos son documentos son públicos y además se debe compartida y divulgada con la comunidad toda la información obtenida ya que esta será la que se verá afectada por dicha actividad económica.

5 Principales impactos ambientales y sociales relacionados con el transporte de gas en mar abierto (mar caribe, bloque sur fuerte).

Debido a que hoy en día la sociedad y el mundo se encuentran alerta a los daños ambientales que se den al ejecutar algún proyecto, razón por la que es necesario realizar un estudio de impacto ambiental (EIA) antes de aprobar la realización de éste; esto se realiza con el fin de determinar los posibles problemas ambientales que generaran el desarrollo de este proyecto y a su vez determinar y establecer un plan de contingencia en dicho caso que se de alguno de los problemas que se han identificado previamente.

Para la identificación de dichos impactos ambientales se debió realizar una serie investigación a nivel internacional de los diversos estudios de impactos ambientales establecidos en la

construcción de los diferentes gasoductos en mar abierto, el principal estudio que se tomó en cuenta fue el del gasoducto MEDGAZ que se encuentre ubicado en el mar mediterráneo conectando Europa con África, y transportando gas desde Argelia hasta España, este gasoducto fue un gran referente debido a que también se encuentra a una profundidad superior de 2000 m, además está ubicado en la zona tropical y en una de los mares con una alta biodiversidad en cuanto a fauna y flora; por ellos en la tabla 5 se resumen los problemas ambientales y sociales que se identificaron previos a la construcción de dicho gasoducto, y que se encuentran contemplados en estudio de impacto ambiental de esté.

Tabla 5.

Posibles impactos ambientales y sociales generados por dichas actividades

Actividad	Impactos ambientales	Impactos sociales
Ruta de navegación del Buque	• Derrames de crudo • Ruido y presión viaria • Emisiones atmosféricas • Anclaje del buque • Clima • Migración de especies marinas	• Creación de nuevos empleos • Aumento de las regalías para inversión social • Disminución de la pesca • Mayor inversión en el puerto • Turismo • Aumento del tráfico. • Ruido.
Construcción del	• Ruido	

Gasoducto	• Ruptura del equilibrio marino • Afectación de la migración de las especies marítimas • Registro de las especies marinas que se encuentran a más de 1000 m de profundidad • Clima • Contaminación de aguas y del entorno. • Incendio • Contaminación lumínica • Cruce de cables • Contaminación atmosférica • Vegetación retirada	• Contaminación atmosférica.
------------------	--	--

Nota: Recuperado de (MEDGAZ, 2005) Y RESOLUCIÓN 0723

También se debe hacer un referente a que el diseño y la construcción de este gasoducto se debió desarrollar bajo la normatividad española, argelica e internacional, debido a que es un gasoducto

que se basa en las normas internacionales es un buen referente para desarrollo de este trabajo, siendo que como se observó anteriormente Colombia todavía no tiene una política nacional para este tipo de proyectos, por ello su referente es la normativa internacional y uno que otro decreto que esté relacionado con esta actividad económica.

5.1 Ubicación

La zona de interés se encuentra ubicado en el mar caribe colombiano identificado con el nombre bloque fuerte sur, en el que se encuentran 3 pozos explotarios (Kronos-1, Purple Angel-1 y Gorgón) con alta capacidad y potencial de producción de gas natural a futuro; este bloque con sus respectivos pozos se podrá observar en la figura 11.

Aunque nuestra zona de estudio va desde el pozo kronos-1 hasta el puerto de Barranquilla donde se cree que va a ser la futura zona T en cuanto a logística de la exploración, explotación, producción y transporte de hidrocarburos en mar abierto específicamente hidrocarburos extraídos de los diferentes yacimientos que se encuentran en el Mar caribe.

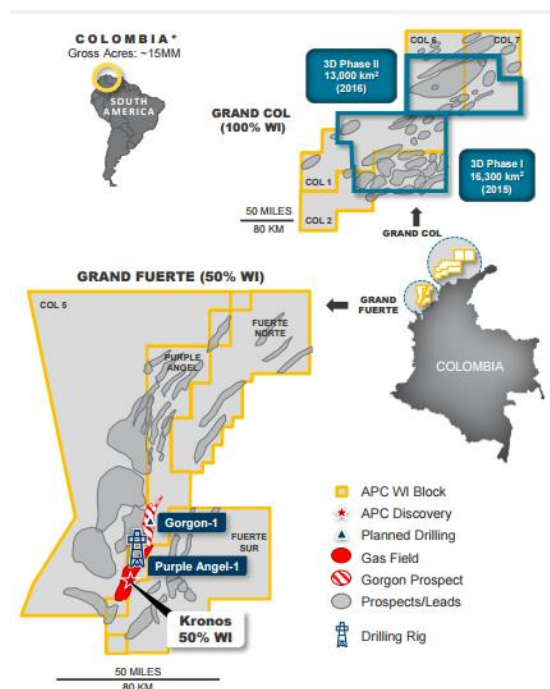


Figura 11. Bloque fuerte sur colombiano. Recuperado de Anadarko. Operations Report

Debido a que nuestro pozo de interés (Kronos-1) se encuentra en mar abierto se debió solicitar y expedir una licencia ambiental con el fin de realizar la perforación del pozo exploratorio, para la solicitud y aprobación de esta previamente se tuvo que realizar un estudio de impacto ambiental en el bloque sur fuerte y radicarlo en la agencia nacional de licencias ambientales (ANLA); esta licencia fue otorgada el 3 de septiembre de 2012 a través de la resolución 0723, la cual no contempla un estudio de impacto ambiental para el transporte de gas, debido a que se especifica que todos los hidrocarburos producidos en el proceso de exploración serán quemados en una tea.

Uno de los pocos parámetros en cuanto a transporte que se contemplan es dicha resolución es el siguiente, la actividad de transporte deberá utilizar los corredores de navegación establecidos por la DIMAR evitando áreas marinas protegidas, áreas de caladeros de pesca artesanal, realizando

la navegación por fuera de la isobata 170 m y con un ancho de 2 km, para el acceso desde la bahía de Cartagena hacia el área de Perforación Exploratoria Marina (APEM) Fuerte Sur¹.

Aunque al leer y estudiar esta resolución a fondo existen varios impacto ambientales que también aparecen en el EIA (estudio de impacto ambiental) del gasoducto MEDGAZ, solo que en esta resolución se especifica que medidas debe tomar la empresa antes y después de que se de este daño al ambiente; por ello es que se va a cruzar la información obtenida en la resolución con la que se identificó en la del gasoducto MEDGAZ y así generar un estudio más completo en el cual se puedan tener soluciones posibles y ya aprobadas por el estado colombiano; dicha información se encuentra recopilada en la tabla 5.

Solo que en este estudio también se debe tener en cuenta las áreas que son reservas naturales, siendo que en estas no se puede realizar ninguna afectación ambiental ni actividad que la genere, razón por la que es indispensable crear rutas marítimas y de transporte que no tengan que pasar por estas reservas; el mar Caribe se encuentra dividido en diversos bloques con el fin de clasificar cada uno de estos con su respectiva finalidad y parámetros ambientales, tal cual y como se puede observar en la figura 12, en la que podremos identificar que bloques son áreas de producción, áreas disponibles, áreas de exploración y áreas que son reservas naturales del mas Caribe colombiano.

¹ AUTORIDAD NACIONAL DE LICENCIAS AMBIENTALES (ANLA). Resolución 0723.201, 3 de septiembre. Artículo segundo.

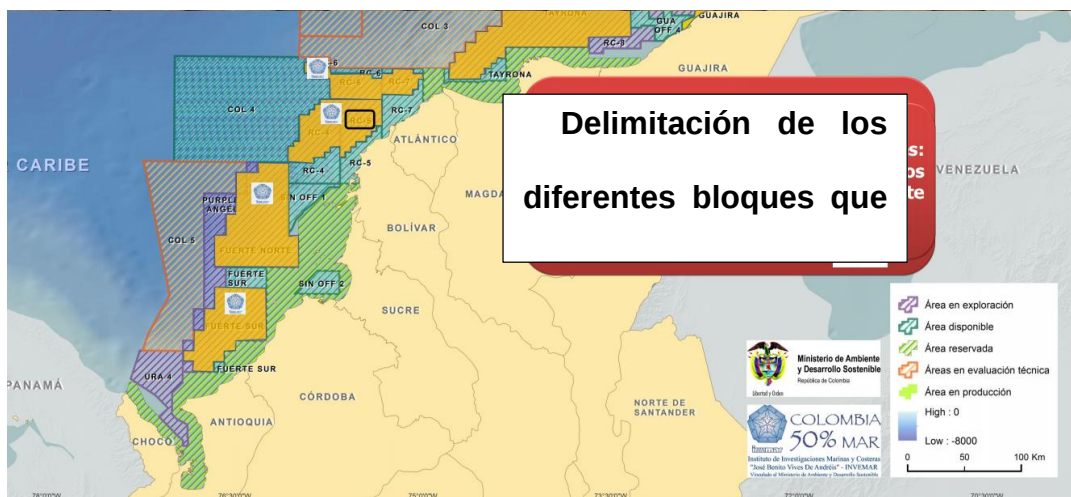


Figura 12. Áreas de reserva natural en el mar Caribe. Recuperado de Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2008 (modificada).

Ya habiendo recopilado y estudiado todo lo referente a la zona de extracción, producción y transporte del hidrocarburo se debe empezar a evaluar el punto de llegada que en nuestro caso sería el puerto de Barranquilla, este puerto se localiza a orillas del río Magdalena haciendo que este compuesto de un puerto fluvial y uno marítimo, facilitando el transporte y comunicación entre estos dos importantes afluentes fluviales.

Además, como se puede observar en la figura 13, este es un puerto que tiene la logística y la capacidad de recibir y mover cualquier tipo de carga que se requiera debido a que se compone de un muelle lineal de 1058 metros y 6 posiciones de atraque y un muelle adicional de 550 metros para embarcaciones fluviales y con un área total de 94 hectáreas.

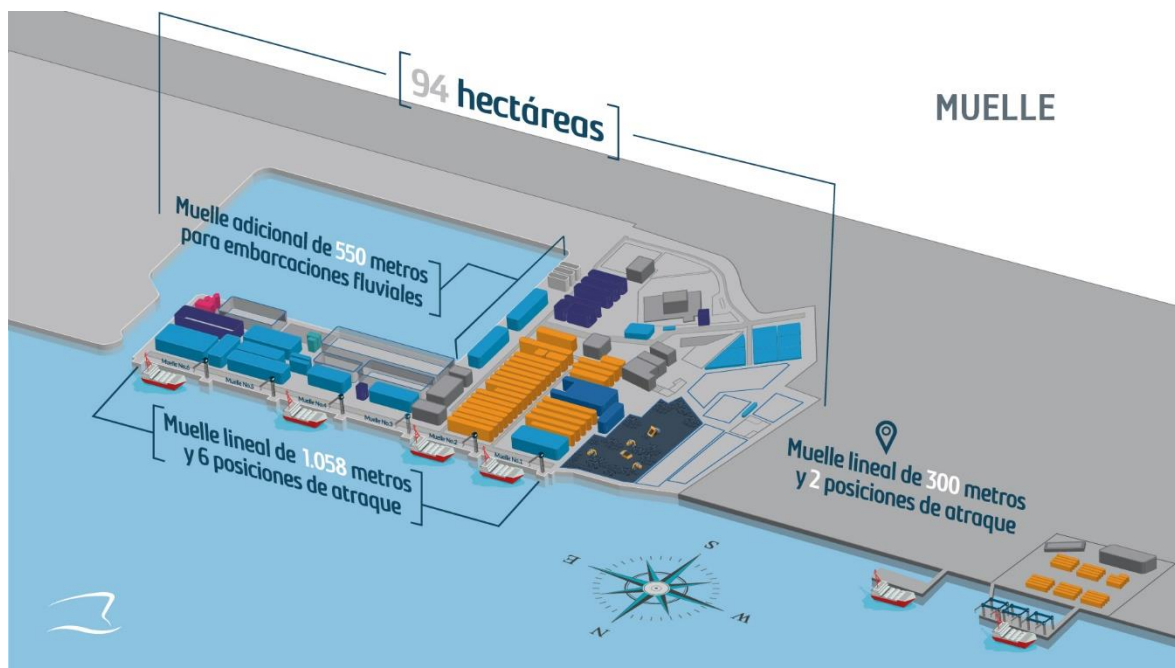


Figura 13. Características del puerto de Barranquilla. Recuperado de PUERTO DE BARRANQUILLA SOCIEDAD PORTUARIA, Quiénes Somos.

El único problema que afectaría la decisión de que el transporte de gas natural de estos pozos no llegue al puerto de Barranquilla sino al puerto de Cartagena es el hecho de que el gas de transportarse como gas natural licuado (LNG); razón por la que su descarga se deba realizar en una planta de regasificación la cual está ubicada en el puerto de Cartagena como se mencionó anteriormente

Pero en este punto no solo se debe estudiar la idea de que el puerto tenga la capacidad de recibir y descargar un barco metanero con gas natural licuado, sino que también se debe contemplar la posibilidad de que exista o se cree una conexión entre el gasoducto offshore y las líneas de gas natural ya existentes en Colombia. Para ello se debió hacer uso del mapa de Colombia donde se encuentra establecida la red de gasoductos en el norte de Colombia, tal cual y como se puede observar en la figura 14.

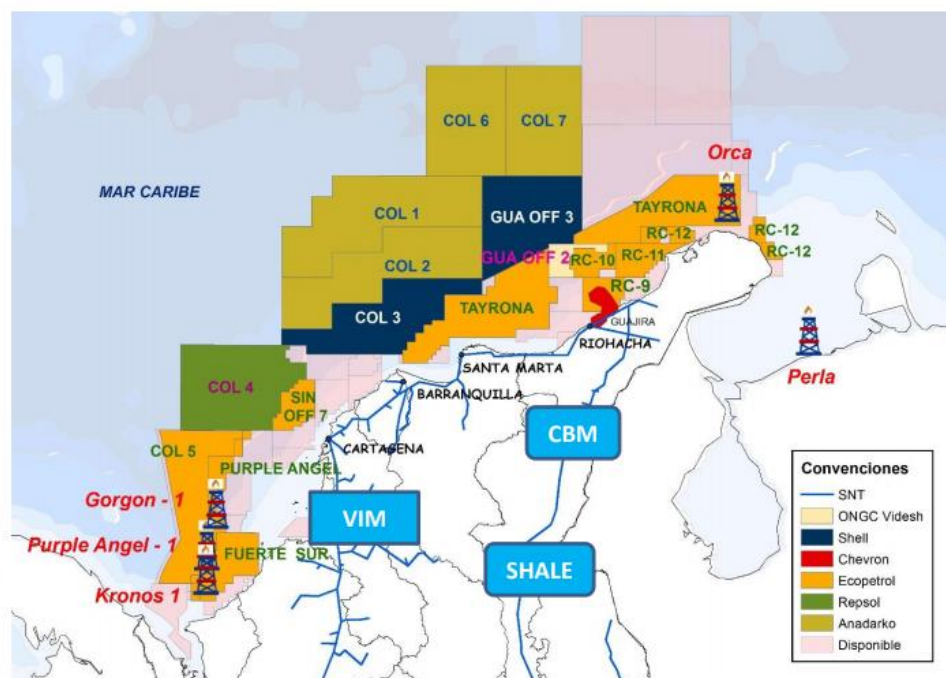


Figura 14. Red de gasoductos en el norte de Colombia. Recuperado de mapa de tierras ANH 2018 – UPME.

Con ayuda del mapa se puede verificar que en Barranquilla se encuentra ubicado uno de los nodos del gasoducto, sin olvidar que aquí también se encuentran ubicadas dos centrales térmicas las cuales son TERMOFLORES y TERMBARRANQUILLA, las cuales tienen una capacidad de 18354 y 82943 (mbtud) respectivamente y más aparte son las encargadas de generar gran parte de la electricidad del caribe colombiano.

Finalmente se debió realizar en google earth el recorrido de la posible trayectoria que tendría el gasoducto todo con el fin de conocer la distancia que tendría y las zonas que atravesaría este; por ello en la figura 15 se puede observar esta trayectoria y conocer que la distancia sería de 336,9 km.

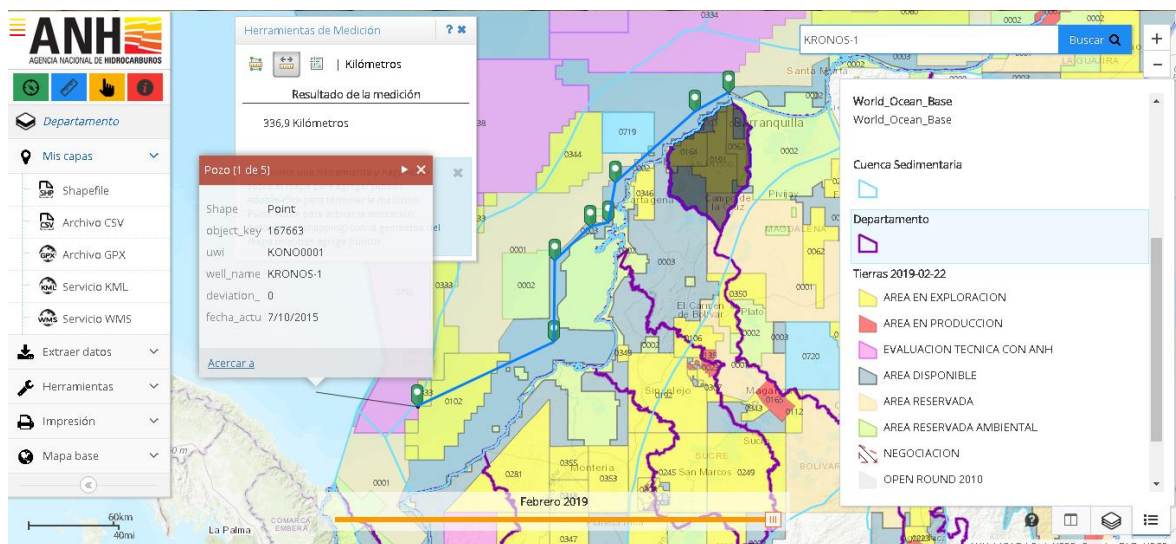


Figura 15. Trayectoria y distancia del gasoducto que iría desde el pozo Kronos 1 hasta el puerto de Barranquilla. Realizado en geovisor ANH (2019).

5.2 Estudio de impacto ambiental.

Siendo que los estudios de impacto ambiental, permiten determinar si el proyecto o actividad se hace cargo de los efectos ambientales que genera, mediante la aplicación de medidas de mitigación, reparación y/o compensación (naturales); razón por la que en Colombia se exige la presentación de este estudio en el momento que la empresa solicite la licencia ambiental respectiva para la ejecución del proyecto.

Para el desarrollo del estudio de impacto ambiental se debió identificar previamente cual es la fauna y flora representativa de nuestra zona de interés la cual se puede observar en las figuras 16 y 17 donde se observar la cartografía marina que se obtuvo del estudio sísmico 3D que se le realizo a estos bloques que se encuentran en el trayecto del gasoducto.

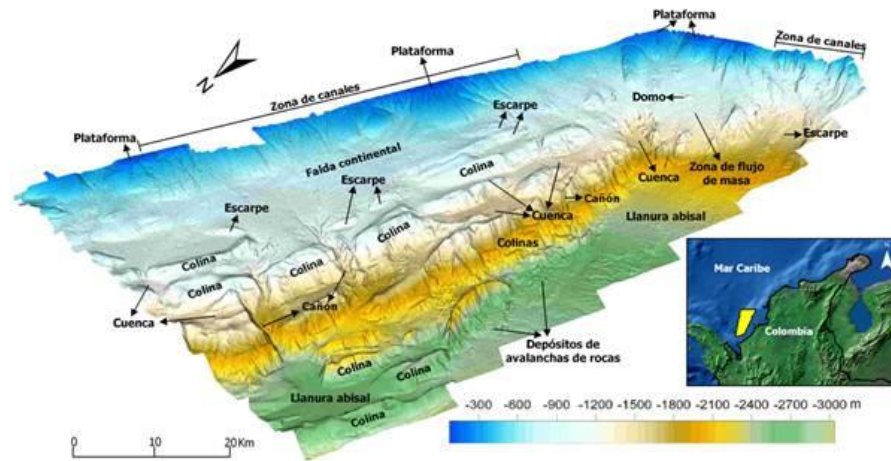


Figura 16. Estudio sísmico 3D del bloque fuerte sur del mar Caribe. Recuperado de ANH, Caribe.

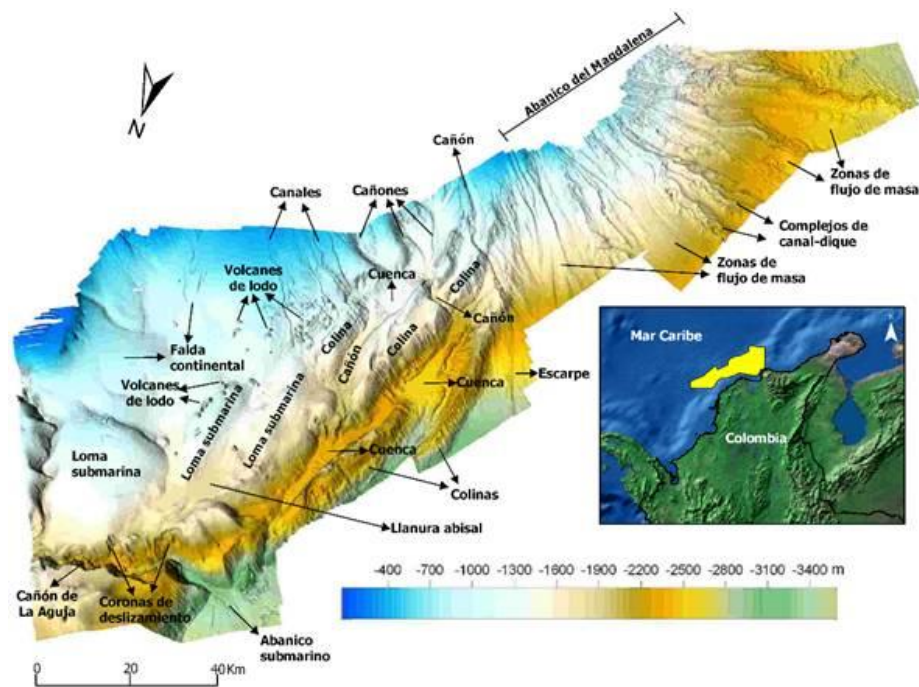


Figura 17. Estudio sísmico 3D de los bloques RC 4, RC 5, RC 6, RC 7 y Tayrona. Recuperado de ANH, Caribe.

Posterior a determinar y conocer el relieve de la zona se debió empezar a identificar todo lo referente a la fauna y flora de esta región, para ello se inició con el estudio del mapa que se encuentra en la figura 18 en el cual se identifican los principales ecosistemas marinos y costeros de toda la región caribe colombiana.

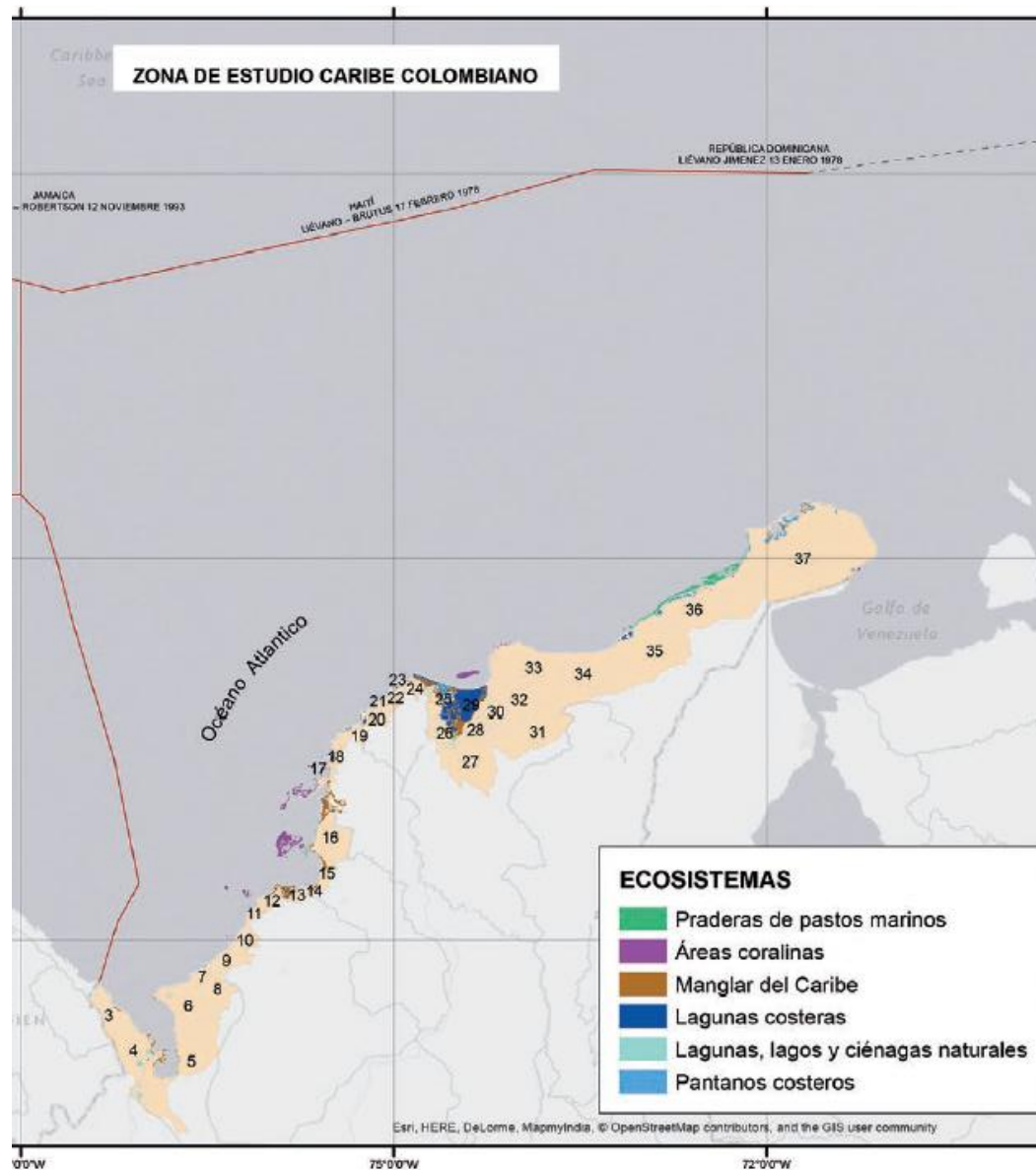


Figura 18. Mapa donde se muestra la zona de estudio, compuesta por el territorio marítimo del Caribe colombiano y los municipios costeros del Caribe, incluyendo los principales ecosistemas marinos y costeros. Recuperado de Ideam, et al. 2007.Modificado.

Ahora se van a conocer y determinar toda la fauna y flora nativa que se encuentra en el mar caribe colombiano, para ello se realizó un cuadro resumen (tabla 6) donde se encuentra el nombre

e imagen del animal o planta, debido a que ya se han realizado diversos estudios ambientales en esta zona, se puede conocer y anexar varias especies que se encuentran a profundidades superiores a 1000 m de profundidad.

Para realizar este cuadro se tuvieron en cuenta varias fuentes de información en las que sobresalen los estudios realizados por la agencia nacional de hidrocarburo (ANH), el instituto de investigaciones marítimas y costeras (INVEMAR), subsistema de áreas marítimas protegidas (SAMP) y la fundación marviva.

Tabla 6.
Fauna y flora nativa del mar caribe colombiano.

Fauna	Nombre		Imagen
	Cardúmenes		
	Moluscos		
	(pulpos,	almejas, entre otros)	

Crustáceos



Tortugas marinas



Mamíferos acuáticos
(manatís, nutrias y
cetáceos)



Aves marinas y
playeras



Langostas



Peces (42 especies)

(atún, mero, salmón,
mojarra, pargo, sierra,
entre otras)



Tiburones (10
especies)

(martillo, aletinegro,
toro, tintorera)



Raya manchada



Iguanas



Flora

Equinodermos



Briozoos



Arrecifes coralinos



Manglares



Pastos marinos



Zooplankton



Fitoplacton



Corales



Acantilados



La entidad encargada de otorgar las licencias ambientales en Colombia es la autoridad nacional de licencias ambientales (ANLA, la cual exige que los estudios se compongan de diez parámetros en particular los cuales se encuentran en la figura 19, donde están en orden de entrega y ubicación en el archivo que será entregado en la agencia nacional de licencias ambientales.

Previamente identificados los diferentes escenarios en los que se generaría un posible impacto ambiental, se procedió a determinar una medida de mitigación que permita hacer que este impacto no dañe severamente la zona en la que se genera sino que también se pueda evitar antes de que se dé, por ello es que en la tabla 7 se establece cada impacto con su respectiva medida de mitigación, las cuales se establecieron con ayuda de la licencia ambiental que se le otorgo a las empresas Anadarko y Ecopetrol con el fin de empezar a explorar y perforar pozos exploratorios en el bloque fuerte sur; pero también se estudió otros documentos y estudios ambientales en otros países que hubieran desarrollado proyectos de este tipo en mar abierto.

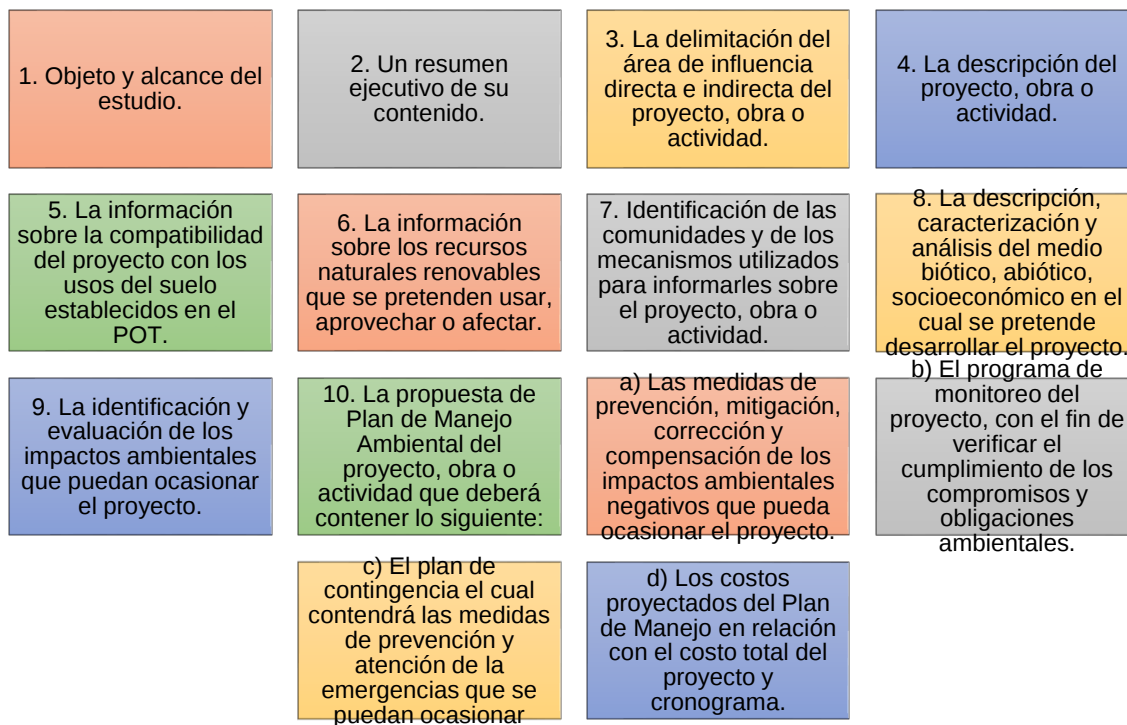


Figura 19. Parámetros por los que se compone el estudio de impacto ambiental. Recuperado de AUTORIDAD NACIONAL DELICENCIAS AMBIENTALES, estudio de impacto ambiental.

Tabla 7.
Posibles impactos ambientales y su respectiva medida de mitigación.

	Impacto ambiental	Medida de mitigación
Construcción del gasoducto	Vegetación retirada	Se conservara la vegetación nativa para una futura replantación.
	Cruce de cables	Crear una ruta que no intervenga con los cables o no genere interferencia con su finalidad
	Clima	Identificar las épocas del año en las que la marea es baja y las lluvias no son constantes.

Contaminaciones atmosféricas	Trabajar con maquinaria que cumpla con los certificados de emisiones.
Incendios	Todo el sistema tendrá un interruptor automático y se deberá instalar un sistema contra incendios.
Ruptura de la tubería	Revestimiento en hormigón para la tubería.
Contaminación lumínica	Se trabajara en horarios diurnos
Contaminación de aguas y del entorno	Tener una zona de acopio de materiales, tratamiento de aguas residuales y unidad de tratamiento biológico.
Registro de la fauna y flora que se encuentran a más de 1000 m de profundidad	Registrar, identificar y entregar a la CAR los estudios realizados con la fauna y flora encontrada a estas profundidades
Migración de especies	Identificar las rutas y meses de migración de las aves y peces.
Ruptura del equilibrio marino	Conocer la fechas y zonas de reproducción de las especies e identificar los daños que se ocasionan
Ruido	Toda la maquinaria deberá tener protección para el ruido

Buque

Zonas protegidas	Diseñar una ruta que no pase por las diferentes zonas protegidas
Derrame de hidrocarburo	Contratar con una empresa dedicada a limpiar las manchas de hidrocarburo en el mar.
Emisiones atmosféricas	Hacer que el buque cuente con todos sus certificados y cumpla con los estándares de emisiones contaminantes.
Clima	Tener personal que sea de la regional que sepa cómo trabajar en condiciones climáticas del mar caribe.
Migración de especies marinas	Conocer y determinar las fechas y rutas en las que estos eventos se dan
Anclaje del buque	Determinar la mejor manera de anclar al buque en mar abierto
Ruta marítima	Trabajar con el DIMAR para crear una ruta marítima que afecte en lo más mínimo las especies marítimas y su hábitat.
Ruido	Conocer los decibeles estándar para no afectar las especies marinas.

5.3 Evaluación del impacto ambiental

Debido que todo proyecto debe identificar, evaluar y describir todas las afectaciones o beneficios que va a traer al medio ambiente, todo con el fin de evitar y prevenir una tragedia; esto es lo que se conoce como un estudio de impacto ambiental (EIA), el cual es de total obligación de presentar a la agencia nacional de licencias ambientales (ANLA) en el momento que se requiera o desee adquirir una licencia ambiental para el desarrollo del proyecto a actividad a realizar.

Razón por la que en esta parte del capítulo se va a evaluar cada uno de los posibles impactos ambientales que se podrían presentar, dándole un valor y determinando si este sería positivo o negativo; para ello se tuvo que tener en cuenta el documento del ministerio de ambiente y desarrollo sostenible autoridad nacional de licencias ambientales identificado en el nombre metodología general para la elaboración y presentación de estudios ambientales (2018).

5.3.1 Componentes y elementos ambientales. Para la evaluación ambiental, se tuvo que definir una serie factores ambientales para así poder clasificar cada uno de los componentes del medio ambiente que se verían afectados al desarrollar alguno de estos proyectos; todo esto con el fin de categorizar cada impacto en uno estos factores y elementos. Los tres factores en los que se compone el medio ambiente son bióticos, abióticos y socioeconómicos y cultural, ya que estos acogen los seres vivos, los no vivos y todos los aspectos que afectarían a una sociedad.

Los elementos **bióticos** son aquellos que están relacionados con vida, es decir son todos los seres vivos que compren un ecosistema, como los hongos, las bacterias, entre otros; mientras que

los **abióticos** son los elementos que componen un ecosistema pero que no tienen vida; son inertes como el clima, la luz, entre otros. Para finalizar nuestro tercer factor son el **socioeconómico y cultural** es aquel que comprende todo lo relacionado con la actividades humanas y patrimonio del país o lugar donde se centre el proyecto; en la figura 20 se pueden identificar cada uno de los elementos que compone los factores anteriormente mencionados.

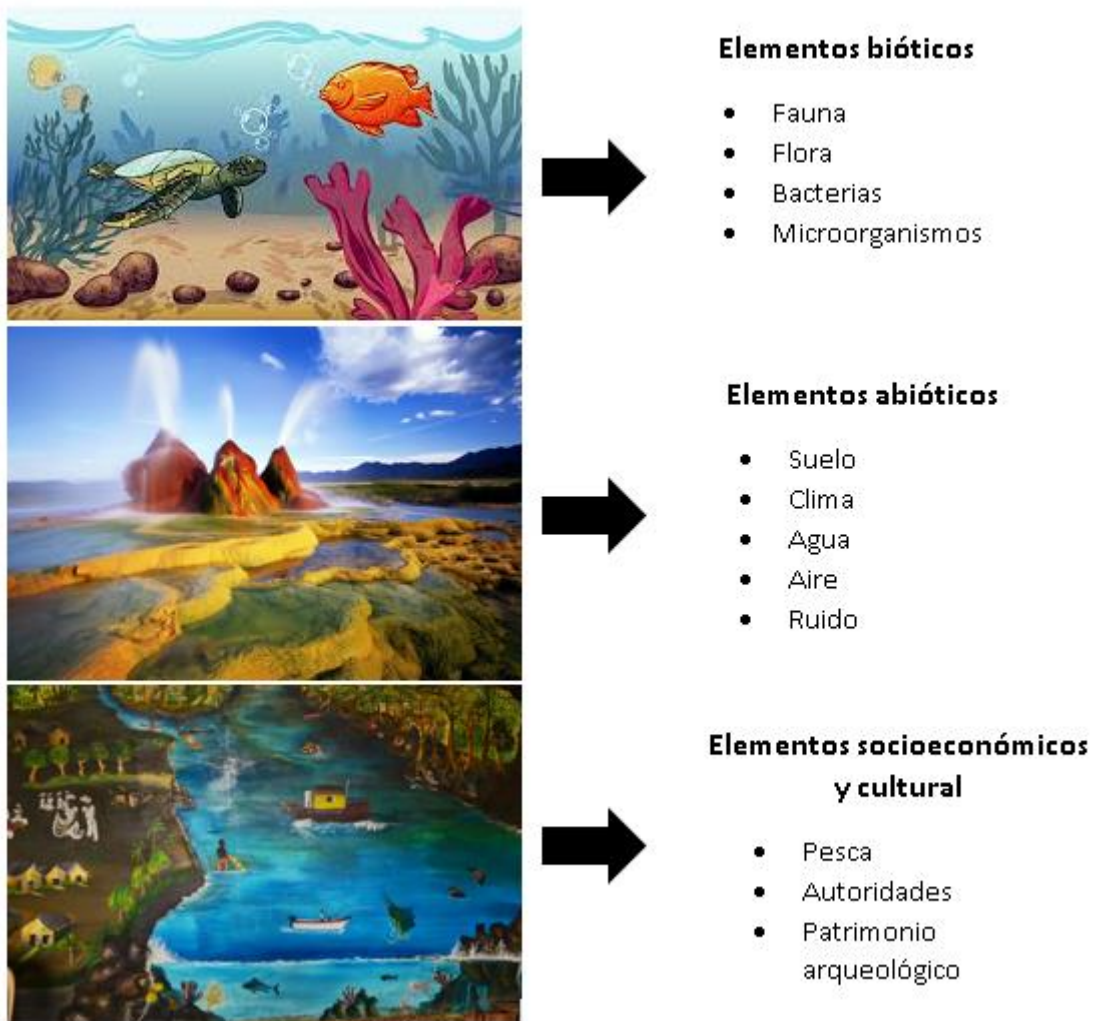


Figura 20. Elementos que componen cada uno de los factores biológicos de un ecosistema

5.3.2 Criterios de evaluación. los criterios de evaluación que se tuvieron para el bloque fuerte sur fueron para una identificación cualitativa y cuantitativa de los impactos ambientales que se podrían generar con la implementación de cualquiera de los dos proyectos a evaluar, estos criterios fueron tomados de la tesis de Villalba Jaime y William Wilches, con el nombre de análisis de impacto ambiental generado por las operaciones costa afuera en el departamento de la Guajira (2018); sin olvidar mencionar que parte de la metodología implementada en esta parte del trabajo fue tomada de esta misma tesis; los criterios que serán evaluados en la matriz de impacto ambiental son los siguientes.

Carácter (CA):

Este criterio clasifica el impacto en beneficioso y perjudicial, eso quiere decir que su evaluación será positivo (+) y negativo (-) respectivamente y como sea el caso.

Magnitud (MG):

Representa que tanto va a impactar el área o lugar donde se generaría o produciría el efecto; para ello se consideraron los siguientes valores:

- **Baja:** 1
- **Media:** 4
- **Alta:** 8

Cobertura (Co):

Me indica que tanta área se va a ver influenciada o afectada por el impacto, debido a que esta variable no se da de la misma manera en todos efectos se realizó una sub clasificación para que sea más fácil y precisa la evaluación que se la va realizar; esta clasificación se daría en puntuales, locales y regionales. Y por ende los valores varían dependiendo de la cobertura que este tenga.

Puntuales: se refiere a todos los impactos que se generen en el área del proyecto y que no trasciende esta área. Valor -1.

Locales: se dice que es una cobertura local cuando la afectación se da sobre el área directa del proyecto. Valor- 4.

Regionales: se refiere a los impactos que trascienden el área directa del proyecto y su afectación es en mayor magnitud. Valor – 8.

Duración (DR):

Este criterio indica el tiempo que se estima que va a durar la afectación o el daño generado por el impacto, mientras que la medida de mitigación o solución que se tenga estimada surja y pare el daño.

Según es to en la tabla 8 se podrán encontrar cada uno de los tiempos estimados con su respectiva valoración.

Tabla 8.

Valoración para el criterio de evaluación, duración.

Criterio de calificación	Características	Valoración
Fugaz	Impacto persistente entre 0 y 1 año	1
Temporal	Impacto persistente entre 1 y 3 años	4
Pertinaz	Impacto persistente entre 4 y 10 años	8
Permanente	Impacto persistente por más de 10 años	12

Nota. Recuperado de Tesis de pregrado. Análisis de impacto ambiental generado por las operaciones costa afuera en el departamento de la Guajira (2018).

Periodicidad (PE):

Indica a la frecuencia de la aparición o permanencia del impacto con el transcurso del tiempo; razón por la que se catalogan de la siguiente manera:

Irregular: el impacto se manifiesta esporádicamente, razón por la que no es previsible durante la efectuación del proyecto. Valoración – 1.

Periódico: este impacto se manifiesta intermitentemente durante el transcurso del proyecto. Valoración – 4.

Discontinuo: el impacto se da de manera irregular durante el tiempo de operación del proyecto. Valoración – 8.

Continuo: la presencia de este efecto es regular durante el transcurso del proyecto. Valoración – 12.

Tendencia (TD):

Evalúa el incremento, disminución o mantenimiento del impacto cada vez que se manifiesta, siendo que estos no siempre se darán con la misma intensidad; entonces teóricamente se trata de predecir cómo será el comportamiento de dicho impacto al transcurrir el tiempo y la frecuencia con la que se dé. Por ello el impacto se puede clasificar en simple o acumulativo.

Simple: Cada vez que el impacto se da este se puede controlar, no aumenta y no genera nuevos impactos o daños a los ya establecidos. Valoración – 1.

Acumulativo: Cada vez que se genera este impacto aumenta su magnitud y progresivamente su área de afectación también aumenta. Valoración – 2.

Tipo (TP):

Es una relación causa – efecto donde se evalúa si el proyecto genero el daño o si la interacción con algún otro factor fue el que lo genero, dando la siguiente clasificación:

Directo: Se presenta como resultado de la actividad que se está realizando. Valoración – 2.

Indirecto: Se presenta por la interacción del algún factor con la actividad que se está realizando.

Valoración – 1.

Probabilidad de ocurrencia (PO):

Indica la probabilidad con la que se estima que este efecto se podría dar, esta sería una estimación hipotética basada en estudios y teoría que se relaciona con el tema. Por ello se realizaron tres criterios, que son:

Baja: el impacto puede presentarse. Valoración – 1.

Media: el impacto se presenta al interactuar con un factor en el medio que se encuentra afectado. Valoración – 4.

Alta: el impacto siempre se va a presentar. Valoración – 8.

Importancia (I):

Se podría decir que es el criterio con mayor importancia, siendo que para evaluarlo se debe tener en cuenta todos los criterios anteriormente mencionados y explicados; todo esto debido a que con el valor se determina la importancia del daño y en dicho caso que se den dos o más daños a la vez ayudara a decidir qué efecto es más perjudicial para el medio ambiente y por ende cuál de todos se deberá tratar con prioridad. Por ello en la tabla 9 se determinará la valoración y clasificación de dicho criterio.

Tabla 9.
Clasificación del criterio importancia.

IMPACTOS DE CARÁCTER NEGATIVO

Impactos irrelevantes	Impactos con valor de importancia menor a -25.
Impactos moderados	Impactos con valor de importancia entre -25 y -50
Impactos severos	Impactos con valor de importancia entre -50 y -75
Impactos críticos	Impactos con valor de importancia mayor a -75

IMPACTOS DE CARÁCTER POSITIVO

Impactos poco importantes	Impactos con valor de importancia menor a +25.
Impactos importantes	Impactos con valor de importancia entre +25 y +50
Impactos muy importantes	Impactos con valor de importancia mayor a +50

Recuperado de Tesis de pregrado. Análisis de impacto ambiental generado por las operaciones costa afuera en el departamento de la Guajira (2018).

Ya teniendo los diferentes criterios a evaluar, se procede a realizar la matriz de evaluación ambiental para cada uno de los proyectos y así poder empezar a determinar cuantitativamente que proyecto genera un mayor impacto ambiental en el peor de los casos.

Por ello en la figura 21 se podrá observar la valoración que se le realizó al proyecto que se basaría en transportar gas natural por medio de un gasoducto que iría desde el pozo Kronos 1 hasta Barranquilla; mientras que la figura 22 muestra la valoración que se le da al proyecto que consiste en transportar gas natural por medio de un buque metanero desde el pozo kronos 1 hasta el puerto de Barranquilla.

	Elemento ambiental	Impacto ambiental	Actividad	CALIFICACIÓN Y VALORACIÓN DE LOS IMPACTOS								
				MATRIZ DE EVALUACIÓN DE IMPACTOS PARA TRANSPORTE POR GASODUCTO								
				CA	CO	MG	DR	PE	TD	TP	PO	I
Abiótico	Ruido	Ruido	Transporte de gas natural	-	-1	4	4	-12	-1	-2	-8	-16
	Clima	oleaje		-	-1	4	1	-8	-2	-1	-1	-8
	Agua	Contaminación del agua		-	-4	8	1	-1	-1	-2	-4	-3
	Luz	Contaminación luminica		-	-1	1	4	-12	-1	-2	-4	-15
	Aire	Emisión de gases		-	-4	4	4	-4	-2	-2	-4	-8
Biótico	Flora	Vegetación retirada		-	-1	1	1	-1	-1	-2	-1	-4
	Fauna	Migración de especies		-	-1	4	1	-4	-1	-2	-1	-4
	Fauna	Ruptura del equilibrio		-	-4	1	4	-4	-1	-1	-4	-9
	Fauna	Registro de especies a una profundidad de 1000 m		+	-4	8	4	-4	-1	-2	-8	-7
Socioeconómico y cultural	Autoridades	Incendios		-	-1	1	1	-1	-1	-1	-1	-3
	Pesca	Pesca artesanal		-	-8	4	4	-8	-1	-1	-4	-14
	Autoridades	Cruce de cables		-	-1	1	12	-1	-1	-2	-4	4
	Autoridades	Turismo		-	-4	1	4	-8	-1	-2	-4	-14
	Patrimonio Arqueológico	Descubrimientos		+	-1	4	1	-4	-1	-1	-1	-3

Figura 21. Matriz de evaluación de impactos para transporte de gas por gasoducto.

	Elemento ambiental	Impacto ambiental	CALIFICACIÓN Y VALORACIÓN DE LOS IMPACTOS										
			Actividad	MATRIZ DE EVALUACIÓN DE IMPACTOS PARA TRANSPORTE POR BUQUE.									
				CA	CO	MG	DR	PE	TD	TP	PO	I	
abiótico	Clima	Oleaje	Transporte de gas natural	-	-1	1	4	-8	-2	-1	-1	-8	
	Suelo	Anclaje del buque		-	-1	1	1	-12	-1	-2	-8	-22	
	Aire	Emisiones atmosféricas		-	-4	4	12	-8	-1	-2	-4	-3	
	Agua	derrame de crudo		-	-8	1	8	-4	-2	-2	-4	-11	
	Ruido	Ruido		-	-4	1	12	-12	-1	-2	-8	-14	
Bióticos	Fauna	Migración de especies		-	-1	4	4	-8	-1	-1	-4	-7	
Socioeconómicos y cultural	Pesca	Pesca artesanal		-	-4	4	4	-4	-1	-1	-4	-6	
	Autoridades	Turismo		-	-1	4	1	-4	-1	-1	-4	-6	
	Autoridades	Inversión		+	-8	8	12	-4	-1	-1	-8	-2	

Figura 22. Matriz de evaluación de impactos para transporte de gas por buque.

5.4 Estudio de impacto social.

Hoy en día todo proyecto debe ir ligado a la parte social y ambiental del medio en que se desarrolle, razón por la cual en esta parte del trabajo se realizara un estudio de los diferentes impactos sociales

que se podrían generar y su nivel de afectación o mejora que tendría en dicha sociedad, que en nuestro caso sería los habitantes de la ciudad de Barranquilla.

Para ello se deberá tener una serie de criterios de evaluación, siendo que no todos los impactos son negativos o de la misma magnitud, los criterios aplicados en esta parte se encuentran plasmados en la tabla 10.

Tabla 10.

Criterios de evaluación de impactos sociales

Criterio	Definición	Escala de medición
Dirección	Indica si el impacto es positivo, negativo o neutral.	Positivo: El impacto puede generar una mejora en la calidad de vida de las personas
		Neutro: El impacto en sí mismo no genera ni una mejora ni una disminución en la calidad de vida de las personas.
		Negativo: El impacto puede generar una disminución en la calidad de vida de las personas
Magnitud	Indica el nivel de cambio aproximado entre la línea base y el escenario sin proyecto, y la línea base y el escenario con proyecto.	Marginal: No se anticipa cambio alguno
		Baja: El beneficio o perjuicio predecible generara condiciones ligeramente diferentes de las condiciones de base y de las condiciones previsibles en ausencia del proyecto, pero no se espera que influya en la calidad de vida de las personas
		Moderada: En el caso de impactos negativos, el impacto prevé que generará una desmejora de la calidad de vida.
Duración		Alta: En el caso de impactos negativos, se prevé que el impacto disminuirá severamente la calidad de vida de las personas.
		Corto plazo: 1 año

Extensión geográfica	Indica la extensión de tiempo en el que ocurre el impacto	Mediano plazo: 1 a 4 años Largo plazo: Mas de 4 años
	Indica la extensión del impacto potencial en términos de las unidades sociales, geográficas o político-administrativas relevantes.	Familiar: Afecta a un grupo específico de personas o familias dentro de una o más localidades, pero no a la localidad en su conjunto. Local: Afecta a una o más de las localidades del área de influencia del proyecto Regional: Afecta a otras localidades de la provincia donde se desarrolla el proyecto y en otras provincias aledañas Nacional: Cuando los impactos afectan la economía colombiana, específicamente en términos de indicadores macroeconómicos.

Recuperado de Savia 2010 EIAS sismica lote Z3 Lima. Pdf (modificada).

Ya teniendo los diferentes criterios de evaluación, ahora se determinar y conocer los diferentes impactos sociales que tendrá cada uno de los proyectos a evaluar; pero anteriormente estos se identificaron y dieron a conocer en la tabla 5 después de una investigación a nivel internacional y nacional de diversos estudios y proyectos realizados en otros países, por esta razón es que se puede proceder a realizar el estudio del impacto ambiental, el cual se encontrara en la tabla 11, donde se le evaluara cada criterio a cada impacto.

Tabla 10.
Estudio del impacto social.

	Impacto social	Dirección	Magnitud	Duración	Extensión geográfica
GASODUCTO	Creación de nuevos empleos	Positivo	Baja	Mediano	Nacional
	Aumento de las regalías	Positivo	Baja	Largo	Nacional
	Actividad pesquera	Negativo	Baja	Corto	Local
	Turismo	Negativo	Baja	Corto	Local
	Ruido	Negativo	Moderada	Corto	Local
	Aumento del tráfico	Negativo	Marginal	Corto	Nacional
BUQUE	Creación de nuevos empleos	Positivo	Baja	Largo	Regional
	Aumento de las regalías	Positivo	Moderada	Largo	Nacional
	Actividad pesquera	Negativo	Baja	Corto	Local
	Turismo	Neutral	Marginal	Corto	Local
	Mayor inversión en el puerto	Positivo	Moderada	Largo	Regional
	Contaminación atmosférica	Negativo	Moderada	Largo	Nacional

6 Análisis financiero.

En esta parte del trabajo se da a entender el costo generado por la construcción y operación del gasoducto, a través de un flujo de caja en el que se trabajara con ciertas variables y valores hipotéticos, todo con el fin de poder determinar la viabilidad del proyecto y si este es atractivo para el cliente; pero no solo se enfocara en la parte del gasoducto, sino que también se podrá entender y comprender el programa que se realizó para que el usuario sea capaz de conocer el precio de transportar gas por medio de buque.

6.1 Análisis del transporte en buque.

En el caso del análisis financiero realizado para el transporte de gas en buque, se realizó una hoja de cálculo en Excel que permite al cliente (empresa operadora), poder determinar el costo del contrato a un tiempo y parámetros específicos de operación, estos parámetros son relativos debido a que varían dependiendo de la capacidad y país en el que se vaya a realizar la operación; Por ello estos espacios será perfectamente llenados cuando se defina que buque se implementara y con qué empresa de servicios se va a contratar o trabajar.

6.1.1 Formato en Excel. como ya se mencionó anteriormente esta parte del trabajo está enfocada en la implementación de una plantilla realizada en Excel, con el fin de poder determinar el costo que se tendría la ruta de transporte de gas en buque; por ello es de vital importancia aclarar que en ningún momento este valor incluye el costo que tendría la construcción e implementación una planta de licuefacción y una planta de regasificación de gas natural, elementos necesarios para poder implementar este medio de transporte en mar abierto.

Para poder realizar esta hoja de cálculo se requirió realizar una serie de tablas con diversos costos y valores que influyen en el costo de la ruta de navegación, estos datos se dividieron en 3 parámetros los cuales vendrían siendo los costos operacionales, datos del barco y otros, tal cual y como se observa en la figura 23; esto se realizó con el fin de que la hoja sea fácil de entender y de modificar dependiendo de la operación, puerto, país y barco que se vaya a implementar siendo que estos valores no son fijos y cambian al variar algún factor de los anteriormente mencionados, y por ello la mayoría de estos valores deberán ingresarlos la empresa prestadora del servicio; a continuación se indicaran que valores ingresara el cliente o la empresa operadora .

COSTOS OPERACIONALES		UNIDADES	DATOS DEL BARCO Y DE LA OPERACIÓN		UNIDADES
NUMERO DE TRIPULANTES			DISTANCIA ENTRE EL PUERTO Y EL POZO		MILLAS
SEGURO		\$/AÑO	COSTO DEL COMBUSTIBLE		\$/TON
ADMINISTRACIÓN		\$/MES	VELOCIDAD MEDIA		NODOS
MANTENIMIENTO		\$/AÑO	TASA DE CARGA Y DESCARGA		TON/HORA
OTROS COSTOS DEL VIAJE		\$/MES	CAPACIDAD DE CARGA (DWT)		TON
SALARIO DE UN TRIPULANTE		\$/MES	TIEMPO SIN MOVIMIENTO		DÍA/PUERTO
			CONSUMO DE COMBUSTIBLE (QUIETO)		TON/DÍA
			CONSUMO DE COMBUSTIBLE (MOVIMIENTO)		TON/DÍA
			OTROS COSTOS Y DATOS		UNIDADES
			COSTO DEL VIAJE		\$/CICLO
			FLETE		\$/TON
			REGALIAS		%
			AÑO OPERACIONAL		DÍAS
			Ocupación media de los tanques		%
			GANANCIA DE LA EMPRESA POR AÑO		%
			MOVIMIENTO DE CARGA		\$/TON
			TIEMPO DEL CONTRATO		AÑOS

Figura 23. Datos y valores requeridos para el funcionamiento de la hoja de Excel.

Ahora se procederá a explicar y dar a entender el funcionamiento de este formato; en el momento que el cliente ingresa a la plantilla se encontrara con dos cuadros de texto que le van a indicar en donde debe realizar click para que posteriormente ingresen los datos requeridos para la operación, estos cuadros se ven reflejados en el figura 24 como las indicaciones que estos tienen; en el momento que el usuario da click en el botón de inicio se va a desplegar una tabla con los diferentes datos requeridos y su espacio para ingresarlos, como se ve en la figura 25 estos valores deben estar en las diferentes unidades de operación especifica en cada una.

En esta tabla se tiene la opción de limpiarla en el caso que se ingrese algún dato mal, además al final de la operación de deberá dar click en el botón de aceptar y luego en el botón de salir, para que así el programa vuelva a dirigirse a la hoja inicial. Y en ese momento el programa se encargará de mostrar en el cuadro derecho de la hoja de inicio los costos totales de operación sin regalías, con regalías y el costo total del contrato con sus respectivas unidades.

CONCEPTO DEL COSTO	VALOR	UNIDADES
COSTO TOTAL DE OPERACIÓN	\$ 13.937.625	\$/AÑO
VALOR CON REGALÍAS	\$ 15.052.635	\$/AÑO
COSTO TOTAL DEL CONTRATO	\$ 331.157.972	\$

Figura 24. Hoja de inicio del programa

DATOS A INGRESAR	VALOR	UNIDADES
DISTANCIA ENTRE EL POZO Y EL PUERTO		MILLAS
TIEMPO DEL CONTRATO		AÑOS
AÑO OPERACIONAL		DÍAS
PORCENTAJE DE REGALIAS		%
PRECIO DEL COMBUSTIBLE		\$/TON
CAPACIDAD DE CARGA Y DE DESCARGA		TON/DÍA
LIMPIAR ACEPTAR SALIR		

Figura 25. Tabla de ingreso de valores al programa

6.2 Análisis del transporte en gasoducto.

Para poder entender y comprender el flujo de caja que se realizo es necesario primero dar a conocer y entender que inversiones iniciales se deberán tener en cuenta; para ello se inicia conociendo los diferentes componentes de un gasoducto. Como se puede observar en la figura 26, un gasoducto se encuentra constituido por los siguientes elementos: tubería, válvulas, sistema de medición y estaciones de compresión; cabe aclarar que dicha tubería debe estar previamente soldada con el fin de conectar los tubos y tener el largo que se desea siendo que estos tubos serán previamente transportados en vías nacionales por medio de camiones.

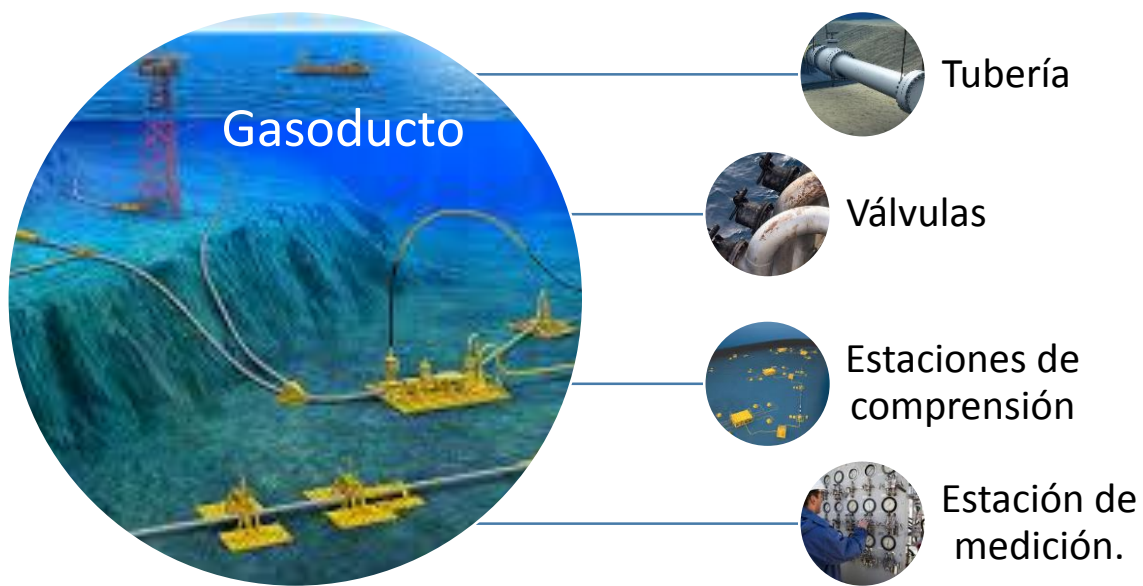


Figura 26. Componentes de un gasoducto.

En esta parte del diseño no se van a especificar los tipos de válvulas a implementar, siendo que ello depende las condiciones de diferentes factores como el sistema de seguridad que se vaya a implementar, la capacidad y tamaño de la tubería, el sistema de medición que se implemente, entre otros. Por ello es que se toma un valor e general y muy genérico para varios de los valores implementados en el flujo de caja.

Otra de las variables que se asumió fue la longitud del gasoducto, siendo que en este momento es imposible conocer con exactitud que recorrido tendrá el gasoducto y así no se puede determinar la longitud de este; por ello no se puede dejar de lado son los costos de las diferentes pruebas y estudios que se deben realizar antes de que se inicie con el diseño y construcción del gasoducto, siendo que estas tienen costos elevados y se deben incluir en la inversión inicial que se va a realizar; dichas pruebas son para conocer y determinar si la tubería es capaz de resistir la presión y fuerza

de la corriente, mientras que los estudios se implementan para realizar el estudio de impacto ambiental, conocer y determinar la mejor ruta y poder ser precisos en cómo es la estructura del lecho marino.

Después de varios estudios y análisis se tomaron en cuenta las siguientes inversiones para este proyecto, donde se puede notar que va desde el recurso humano hasta los equipos necesarios en el correcto funcionamiento del gasoducto; a continuación, se podrá observar un listado con dichas inversiones.

Inversiones:

Tubería de acero al carbón.

Sistema de medición.

Salarios.

Soldadura.

Estaciones de compresión.

Transporte de tubería en agua.

Transporte de tubería en tierra.

Tendido de tubería.

Cemento.

Señalización.

Enterramiento de tubería.

Válvulas.

Fibra óptica.

Sísmica.

Estudios de lecho marino.

Estudios de fauna y flora.

Pruebas.

Otros.

A continuación, se va especificar algunas de estas inversiones y a verificar la fuente de información para realizar la estimación del costo de compra; debido a que es un gasoducto offshore y que todo el sistema de medición y electricidad se debe llevar a un cuarto de control se tomó la decisión de implementar un sistema de medición ultrasónico, siendo que este es uno de los sistemas más precisos, con la capacidad de mediar un alto volumen de gas y es una medición en tiempo real; este sistema se instala en la tubería tal cual y como se observa en la figura 27. Además, este no es un sistema de medición mecánico siendo que a través de ondas y sensores es que genera la cantidad de gas transportada en ese momento.

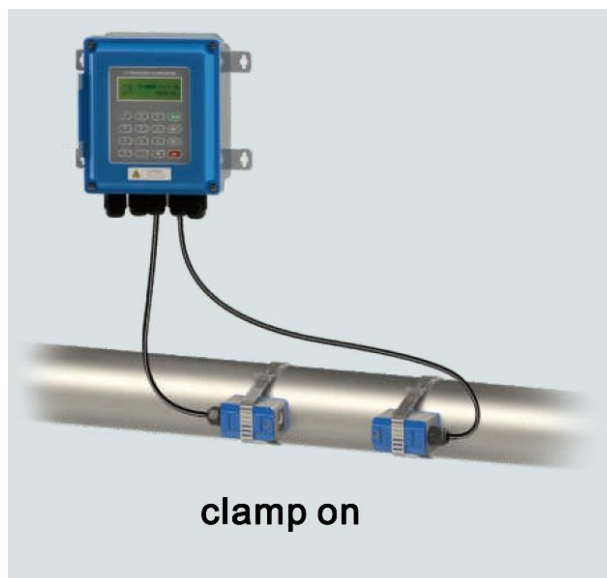


Figura 27. Instalación en tubería del sistema de medición. Recuperado de ASOCIE. San Luis, Lima.

En esta parte se determina el sistema de compresión que se va a implementar y su tipo de obtención de energía, siendo que es tos pueden ser funcionar con electricidad, combustible y auto generador (gas); por ello se tuvo en cuenta que era un compresor a base de combustible siendo que revisando el documento de la comisión reguladora de energía y gas (CREG) con el nombre de Compresión y transporte de gas natural comprimido- GNC- propuesta regulatoria para consulta, en el cual identifican y evalúan cada tipo de compresión sacando un estimado de costos y consumo de operación de estas; por ellos es que de este documento salen los costos operacionales del sistema de compresión, mientras que la inversión es obtenida de varias páginas de compra de equipos vía online; manera con la que también se obtuvieron diferentes valores de compra de otros equipos y herramientas.

Ahora se determinará el costo de los salarios, para ello se implementó las diferentes tablas salariales que se encuentran en el estudio de remuneración Colombia 2019/2020 de Michael Page,

donde se asume que es una empresa mediana y un salario intermedio entre el rango que se estima en ellas.

Debido a que todas las inversiones son valores inexactos y asumidos de proyectos existentes, se decidió realizar una tabla de inversiones para que cuando el usuario modifique algún valor, automáticamente se vea modificado el valor presente neto del proyecto.

Posteriormente a esto se debió definir los costos que tendría la operación del gasoducto, para ello se debieron determinar los costos fijos y los costos variables; siendo que los costos fijos son aquellos que este o no esté operando el gasoducto van a existir mientras que los costos variables son aquellos que dependen directamente con el funcionamiento del gasoducto, esto quiere decir que son aquellos costos que se vuelven nulos en el momento que el gasoducto deja de operar; en la figura 28 se podrán observar cuales son los costos fijos y cuales los costos variables en este proyecto.

Costos variables	Valor	Unidades
Energía de los compresores	284700000	\$
Costos de mantenimiento	240000000	\$
Otros	84000000	\$
Costo total	608700000	\$

Costos	2203500000
---------------	-------------------

Costos fijos	Valor	Unidades
Salarios	1552800000	\$
Arriendo	240000000	\$
Servicios	12000000	\$
Otros	6000000	\$
Costo total	1594800000	\$

PERSONAL OPERACIONAL		
CARGO	SALARIO	CANTIDAD
Secretarias	1600000	4
Operarios	1500000	12
Gerente gasoducto	35000000	1
Gerente de mantenimiento	20000000	1
Ingenieros	8000000	6
Aseadora	1000000	2
TOTAL	129400000	

Figura 28. Costos fijos y costos variables.

Ya teniendo el valor de los costos se debió determinar el valor de la depreciación y amortización de las inversiones ya antes evaluadas, valores e inversiones que se podrán observar en la figura 29 mostrada a continuación;

Depreciación				
Factor	Precio de compra	Valor de salvamento	Años	Depreciación
Tubería	8333333,333	416666,6667	20	395833,3333
Valvula (PLEM)	55000000	2750000	20	2612500
Sistema de medición	900000000	45000000	20	42750000
Compresores	640000000	32000000	20	30400000
Fibra optica	140000000	7000000	20	6650000
Depreciación total				82808333,33

Amortización			
Factor	Inversión	años	Amortización
Sismica	2,9755E+11	20	14877521250
Señalización	300000000	20	15000000
Estudios del lecho marino	30000000000	20	1500000000
Estudios de fauna y flora	1500000000	20	75000000
Pruebas	85000000000	20	4250000000
Amortización total			15461521250

Figura 29. Amortización y depreciación de las inversiones

Ahora si es posible realizar el flujo de caja neto y calcular los valores del TIR, valor presente neto (VPN) y tiempo de pago; los valores obtenidos para estas variables se pueden observar a continuación con sus respectivas unidades, con el fin de que el cliente pueda verificar si el proyecto es atractivo, poco atractivo o inviable para él.

Valores:

- **TIR:43,45%**
- **VPN: \$290'909.170.068**
- **Tiempo de pago: 8 años**

A continuación, se podrá observar la gráfica de VPN vs TIEMPO (figura 30), donde es posible observar y determinar el tiempo que el inversionista dura en recuperar su dinero, debido a que en

esta industria las concesiones y contratos son a término definido razón por ello siempre que se va a realizar un proyecto se debe verificar si es posible recuperar el dinero de este antes de que el contrato o concesión termine.



Figura 30. Grafica de VPN vs TTIEMPO.

7 Conclusiones.

La falta de normatividad ambiental en Colombia para los proyectos en mar abierto, hace que los daños e impactos ambientales en este tipo de proyectos, sean más graves, haciendo que en muchos casos estos desastres ambientales no tengan una solución, y las empresas no reciban una sanción severa por los daños ocasionados.

De acuerdo con el estudio realizado se puede decir que, a futuro, la construcción de un gasoducto en el bloque fuerte sur, es la vía más conveniente para el transporte de gas desde el yacimiento (offshore), hasta tierra firme (puerto de Barranquilla).

Siendo que la información para estos proyectos es muy escasa, y son muy pocos los países que cuentan con gasoductos offshore, la evaluación financiera no fue realizada bajo certeza, sino con valores subjetivos proyectados.

El barco metanero es el único que cumple con las especificaciones para poder transportar gas en mar abierto, pues los demás buques se utilizan para cargar aceite, container, mezclas químicas u otros elementos.

8 Recomendaciones.

Con la suficiente información obtenida de estudios del lecho marino, sísmicos y geológicos, se recomienda realizar una simulación del diseño del gasoducto, para poder determinar cuál es la mejor trayectoria y cuál sería su longitud, tubería indicada y capacidad.

Realizar una evaluación financiera más precisa sobre el transporte de gas en buque incluyendo los costos que se generarían al tener en cuenta las plantas de licuefacción y regasificación, para así realizar una evaluación financiera más precisa y que la decisión no sea tan superficial.

Referencias bibliográficas

Acevedo Martha, L. (2017). Análisis técnico-financiero de sistemas de endulzamiento en plantas de procesamiento de gas natural. (Caso práctico) (tesis de pregrado). Universidad industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

ASME B 31.8 (Ed). Sistema de tubería para transporte y distribución de gas. 1999.

Barranquilla pide fin de exclusividad de Cartagena en “offshore” (08 de noviembre de 2016). *El heraldo*. Recuperado de <https://www.elheraldo.co/economia/barranquilla-pide-fin-de-exclusividad-de-cartagena-en-offshore-300421>.

Bonilla Marcela y Jiliberto Rodrigo (E.d). (febrero 2008). *Guía de evaluación ambiental estratégica*. Bogotá, Colombia. Recuperado de http://www.minambiente.gov.co/images/AsuntosambientalesySectorialyUrbana/pdf/Evaluaci%C3%B3n_Ambiental_Estrategica/Guia_de_evaluaci%C3%B3n_ambiental_Estrat%C3%A9gica.pdf

Construcción del gasoducto turkstream (22 de enero de 2018). *Sector marítimo ingeniería naval*. Recuperado de <https://sectormaritimo.es/comienza-la-construccion-la-terminal-gas-turkstream>.

Decreto Ley 2811 de 1974. Código nacional de recursos naturales renovables y de protección al medio ambiente. *Ministerio de ambiente y desarrollo sostenible*, Bogotá D.C., 2014.

Enagas. Sf. Líder en infraestructuras de gas natural, Servicios de GNL, transporte y almacenamiento subterráneo. Recuperado de

https://www.enagas.es/stfls/ENAGAS/Transporte%20de%20Gas/Documentos/CAT_Castellano.pdf

ERM, Iberia. S.A. (septiembre de 2005). Estudio de impacto ambiental del gasoducto MEDGAZ. Recuperado de https://www.medgaz.com/medgaz/doc/EIA_espanha.pdf.

ISO 14001:2015. Gestión ambiental. 2015

Ley 12 de 1981 <https://www.lexbase.co/lexdocs/indice/1981/10012de1981>

Ley 99 de 1993. Por la cual se crea el MINISTERIO DEL MEDIO AMBIENTE, se reordena el sector publico encargado de la gestión y conservación del medio ambiente y los recursos naturales renovables, se organiza el sistema nacional ambiental –SINA- y se dictan otras disposiciones. *Congreso de Colombia*. Santa fe de Bogotá, D.C., 22 de diciembre de 1993.

MEDGAZ. Sf. Construcción de un gasoducto submarino. Recuperado de <https://www.medgaz.com/medgaz/doc/informacion.pdf>.

NATURGAS asociación colombiana de gas natural. (2017). Gas natural: la energía de hoy y del mañana. Recuperado de <http://www.naturgas.com.co/documentos/2018/Indicadores%202018.pdf>.

Protecnia. Abril del 2009. Proyecto Magallanes, la expansión del gasoducto San Martín. Recuperado de <http://www.petrotecnia.com.ar/abril10/Sin/Magallanes.pdf>

Rada Angélica, M y Vargas Brandon, H. (2017). *Evaluación hidráulica del transporte de gas en fase densa para el desarrollo de campos costa afuera en el caribe colombiano (tesis de pregrado)*. Universidad industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

Resolución N° 054 de 2007. *Comisión de regulación de energía y gas*. Bogotá D.C., 21 de junio de 2007.

Resolución 0723. *Autoridad Nacional de licencias ambientales (ANLA)*, 03 de septiembre de 2011.

Restrepo Daniel, F y Bohórquez Fabian, R. (2018). *Desarrollo y aplicación de una metodología para la evaluación ambiental estratégica basada en la evaluación de impactos ambientales para operaciones costa afuera en el caribe colombiano (tesis de pregrado)*. Universidad industrial de Santander, Bucaramanga, Colombia.

Savia, Perú. (marzo de 2010). Estudio de impacto ambiental y social del proyecto de perforación de exploratoria, y sísmica 2D y 3D, lote Z-33. Recuperado de <http://humboldt.iwlearn.org/es/informacion-y-publicacion/Savia2010EIASsismicaLoteZ33Lima.pdf>

Sedigas. (2018). El gas en Europa y en el mundo. Recuperado de <http://www.sedigas.es/informeanual/2017/wp-content/uploads/2018/06/Informe-anual-2017-EL-GAS-EN-EUROPA-Y-MUNDO.pdf>

Sistemas de transporte y distribución de gas natural en el Perú (2012). Recuperado de http://srvgart07.osinerg.gob.pe/webdgn/contenido/PAGINA%20WEB/folletos/Folleto8_sistemas_transporte_Gas_Natural_Peru.pdf

Unidad de planeación minero energética (UPME). S.F. Proyección de precios de los energéticos para generación eléctrica enero 2017-diciembre 2035. Recuperado de http://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Proyeccion_precios_combustibles_30Nov2017.pdf

Villa Boris. (17 de agosto de 2017). *Perspectivas de abastecimiento de gas natural*. Ecopetrol. Cartagena, Colombia.