

Evaluación financiera de una plataforma gasífera Offshore al final de su vida útil

José Albeiro Sierra Pacheco

Proyecto de grado para optar al título de Ingeniero Industrial

Director:

Carlos Enrique Vecino Arenas

Ph.D. in Management

Codirectores:

Diego Fernando Correa Parra

Ingeniero De Petróleos

Saida Mireya Gómez Archila

MSc. en Ingeniería Industrial

Universidad Industrial de Santander

Facultad de Ingenierías Físico – Mecánicas

Escuela de Estudios Industriales y Empresariales

Bucaramanga

2023

Tabla de Contenido

Introducción	13
Cumplimiento de objetivos	16
1. Planteamiento del problema.....	17
2. Objetivos	20
2.1. Objetivo General.....	20
2.2. Objetivos Específicos.....	20
3. Marco teórico	21
3.1. Análisis bibliométrico.....	21
3.2. Revisión de la literatura	25
3.2.1. <i>Marco de antecedentes</i>	29
3.3. Marco conceptual.....	30
3.3.1. Gas natural	31
3.3.2. Plataforma gasífera	31
3.3.3. Off-shore.....	31
3.3.4. Plataformas Offshore	32

PLATAFORMAS OFFSHORE	3
3.3.5. Plataformas Fijas.....	32
3.3.5.1. Estructuras de gravedad (GBS).....	32
3.3.5.2. Fixed Jackets.....	32
3.3.5.3. Compliant Tower Platform.....	33
3.3.6. Contrato.....	33
3.3.6.1. Contrato de asociación.....	33
3.3.6.2. Contrato de exploración y producción (E&P).....	33
3.3.6.3. PIN.....	34
3.3.7. Vida útil.....	34
3.3.8. Capacidad productiva.....	34
3.3.9. Evaluación financiera.....	35
3.3.9.1. TIR.....	35
3.3.9.2. VPN.....	35
3.3.10. Flujo de caja descontado (FCD).....	36
3.3.11. Costos de inversión (CAPEX).....	36
3.3.12. Costos de operación (OPEX).....	36
3.3.13. Rentabilidad financiera.....	37

PLATAFORMAS OFFSHORE	4
3.3.14. Árbol de decisiones.....	37
3.3.15. Incertidumbre.....	37
3.3.16. Riesgo.....	38
3.3.17. WACC.....	38
4. Metodología.....	38
4.1. Revisión bibliográfica.....	39
4.2. Selección de la información.....	39
4.3. Análisis de la información.....	39
4.4. Procesamiento de los datos.....	40
4.5. Evaluación e interpretación.....	40
4.6. Difusión de conocimiento.....	40
5. Capacidad operativa aplicable a una plataforma Offshore presentada en la forma de servicio satélite a todo efecto de recepción del proceso de producción gasífera en contratos colindantes	41
5.1. Descripción del campo gasífero Chuchupa que sirve de escenario de evaluación técnica y producción Offshore.....	43
5.2. Plataforma Chuchupa A como escenario de producción gasífera, evaluación técnica y producción Offshore.....	47

PLATAFORMAS OFFSHORE	5
5.2.1. Descripción general	47
5.2.2. Capacidad operativa.....	47
5.2.3. Planta de Tratamiento de las Aguas Residuales Industriales, PTARI	48
5.2.4. Producción gasífera.....	50
5.3. Descripción explícita de la Plataforma Chuchupa B	50
5.3.1. Descripción general	50
5.3.2. Capacidad operativa.....	51
5.3.3. Planta de Tratamiento de Aguas Residuales Industriales	52
5.4. Descripción de la Estación Ballena.....	53
5.4.1. Descripción general	53
5.4.2. Capacidad operativa.....	54
5.4.3. Descripción del sistema de operación gas GACEII.....	55
5.4.4. Descripción de la relación continua para con el campo Chuchupa.	56
5.5. Elementos componentes adicionales a los campos	57
5.5.1. La producción ha declinado a partir del 2012.....	57
5.5.2. Elementos operativos básicos para una dada estación de tratamiento	58
5.5.3. Actividades de mantenimiento en pozos conectados a la estación	59

PLATAFORMAS OFFSHORE	6
5.5.4. Yacimiento de gas seco.....	60
5.5.5. Potencial de Producción en los Campos de Interés Operativo	62
5.6. Transferencia de custodia	62
6. Evaluación de capacidad operativa.....	64
7. Análisis Financiero	66
7.1. Escenarios de oferta y demanda.....	69
8.1.1. Demanda	71
8.1.2. Oferta	73
8.2. Árbol de decisión.....	75
8.3. Flujo de caja e indicadores financieros	78
8.4. WACC.....	83
8.5. Valor presente neto	84
8.6. Tasa interna de retorno:	85
9. Conclusiones.....	86
10. Recomendaciones	88
Referencias Bibliográficas	90

Lista de Figuras

Figura 1 Ubicación Plataformas.....	15
Figura 2 Producción fiscalizada – Chuchupa.....	18
Figura 3 Producción Fiscalizada – Ballena.....	18
Figura 4 Número de artículos publicados por año	22
Figura 5 Relación de autores.....	22
Figura 6 Publicaciones por países.....	23
Figura 7 Palabras clave	23
Figura 8 Publicaciones por revista.....	24
Figura 9 Metodología.....	38
Figura 10 Composición espacial de Campos Productores	44
Figura 11 Plataformas productoras pertenecientes al Campo Gasífero Chuchupa.....	44
Figura 12 Producción por día de gas para el Campo Chuchupa, Ballena y Riohacha.....	57
Figura 13 Programa de producción para análisis GOES	58
Figura 14 Roca fuente de hidrocarburos	61
Figura 15 Relación de la columna mínima de gas y la localización de pozos.....	62
Figura 16 Producción de gas natural campo Chuchupa 2022 – 2031	68

Figura 17 Escenarios de la demanda total de gas natural 2016 – 2035	70
Figura 18 Escenarios de oferta y demanda de gas natural 2016-2025.....	70
Figura 19 Balance nacional de gas natural combinando los diferentes escenarios.....	70
Figura 20 Reservas de gas natural por cuenca.....	73
Figura 21 Diagrama de árbol de decisión	77
Figura 22 Flujo de caja anual campo Chuchupa 2023-2031.....	82

Lista de tablas

Tabla 1 Cumplimiento de objetivos	16
Tabla 2 Resultado de los parámetros en la plataforma Chuchupa A	49
Tabla 3 Resultado de los parámetros en la plataforma Chuchupa B	52
Tabla 4 Declaración de producción de gas natural campo Chuchupa 2022 – 2031	68
Tabla 5 Proyección de la demanda de gas natural GBTU/Año	72
Tabla 6 Utilidad y flujo de caja utilizando el campo Chuchupa como receptor de gas natural...	81

Apéndices

Ver apéndices adjuntos y pueden ser consultados en la base de datos de la Biblioteca UIS

Apéndice A. Producción fiscalizada.

Apéndice B. Respuesta derecho de petición.

Apéndice C. Parámetros.

Apéndice D. Cálculos análisis financiero.

Apéndice E. Artículo.

Resumen

Título: Evaluación financiera de una plataforma gasífera Offshore al final de su vida útil.*

Autores: Jose Albeiro Sierra Pacheco**

Palabras clave: Plataformas offshore, gas natural, evaluación financiera, vida útil, capacidad.

Descripción:

En esta investigación se propuso indagar las opciones que tiene una plataforma offshore para servir como plataforma para recepción y transporte de gas natural, teniendo en cuenta que se encuentra al final de su vida útil y/o acercándose a su límite económico. Las plataformas elegidas para el análisis fueron las plataformas Chuchupa A y Chuchupa B, que pertenecen al campo Chuchupa en el caribe colombiano y que precisamente según las proyecciones, el potencial de producción de este campo disminuye año tras año. En ese sentido se plantearon dos análisis, en primer lugar, el análisis de capacidad permitió evidenciar un importante potencial para operar como plataforma receptora. En segundo lugar, se establecieron dos alternativas para escoger la opción óptima desde el punto de vista económico, dando como resultado la alternativa de optar ser plataforma receptora. Por último, se realizó un análisis financiero empleando las herramientas como flujo de caja, TIR y VPN para evidenciar el comportamiento de la inversión en el corto, mediano y largo plazo.

* Trabajo de grado

** Facultad de Ingeniería Fisicomecánicas. Escuela de Estudios Industriales y Empresariales. Director: Carlos Enrique Vecino Arenas, Ph.D. Codirector: Saida Mireya Gómez Archila MSc. Codirector: Diego Fernando Correa Parra.

Abstract

Title: Financial evaluation of an offshore gas platform at the end of its useful life*

Authors: Jose Albeiro Sierra Pacheco**

Keywords: Offshore platforms, natural gas, financial evaluation, life useful, capacity

Description:

This research proposed to investigate the options that an offshore platform has to serve as a platform for receiving and transporting natural gas, considering that it is at the end of its useful life and/or approaching its economic limit. The platforms chosen for the analysis were the Chuchupa A and Chuchupa B platforms, which belong to the Chuchupa field in the Colombian Caribbean and that precisely according to projections, the production potential of this field decreases year after year. In this sense, two analyses were proposed, firstly, the capacity analysis allowed evidencing an important potential to operate as a receiving platform. Secondly, two alternatives were established to choose the optimal option from the economic point of view, resulting in the alternative of opting to be a receiving platform. Finally, a financial analysis was carried out using tools such as cash flow, IRR and NPV to show the behavior of the investment in the short, medium and long term.

* Bachelor Thesis

** Facultad de Ingeniería Fisicomecánicas. Escuela de Estudios Industriales y Empresariales. Director: Carlos Enrique Vecino Arenas, Ph.D. Codirector: Saida Mireya Gómez Archila MSc. Codirector: Diego Fernando Correa Parra.

Introducción

El suministro de gas natural a largo plazo en Colombia es un tema trascendental para el sector energético considerando el constante crecimiento de la demanda, la existencia de aproximadamente ocho años de reservas de gas y la necesidad de autarquía de suministro. A principios de la década de los setenta se estimaba que la capacidad de autoabastecimiento de gas natural llegaría a su fin entre 1975 al 1985, por ello, en búsqueda de nuevos suministros que garantizaran la satisfacción de la demanda, se desarrollaron alternativas de exploración y producción Offshore o costa fuera que permitieron el descubrimiento y posterior explotación de nuevos yacimientos de gas.

En consecuencia, el 3 de mayo de 1974 se firma el contrato de Asociación Guajira, entre Ecopetrol y Texas Petroleum Company, para la exploración y explotación Offshore del gas natural en la Guajira con un estimado inicial de 2.820 giga pies cúbicos de gas (GPC) pero reevaluadas a 4.690 GPC tras nuevos estudios y mayor conocimiento del yacimiento. Este contrato de asociación tenía una vigencia de 31 años compuesto por seis años de exploración y 25 de explotación, terminando en diciembre del 2004 (Acosta, 2020). Sin embargo, a pesar del gran potencial de explotación del yacimiento de gas metano, para 1995 tan solo se bombeaban 300 MPCD (millones de pies cúbicos diarios) de los 3.350 GPC que se creía se encontraban en sus reservas remanentes (Segovia, 1995). De manera que, para masificar el consumo y la producción de gas, en 1978 y 1996 se inauguran las plataformas Chuchupa “A” y Chuchupa “B” respectivamente, ampliando la capacidad productiva y la cobertura a nivel nacional (Pinilla, 2015).

Posteriormente, en el año 2002, ante la renuente necesidad de optimizar la producción de gas para satisfacer la demanda del país y el próximo vencimiento del contrato de Asociación

Guajira, contando con una estimación de 2.7 TPC (tera pies cúbicos) en las reservas remanentes se firma el contrato de producción incremental Catalina el 8 de febrero de 2003, con una inversión de US \$144.3 millones por parte de Texas Petroleum Company, extendiendo el contrato de Asociación Guajira hasta el 2016 para el desarrollo de un proyecto de producción incremental.

El 4 de junio de 2003 Texas Petroleum Company cambia su razón social a Chevron Petroleum Company, y el 1 de mayo de 2020 Hocol S.A. filial de Ecopetrol compra la participación del 43% de los derechos de exploración y producción que Chevron tenía en los campos Chuchupa y Ballena, continuando la operación de gas Offshore (Ausderau, 2020), que tienen un potencial de producción total de 175 millones de pies cúbicos diarios (MPCD) y cuentan con un potencial exploratorio remanente orientado a incrementar el potencial total de reservas de gas (Ausderau, 2020).

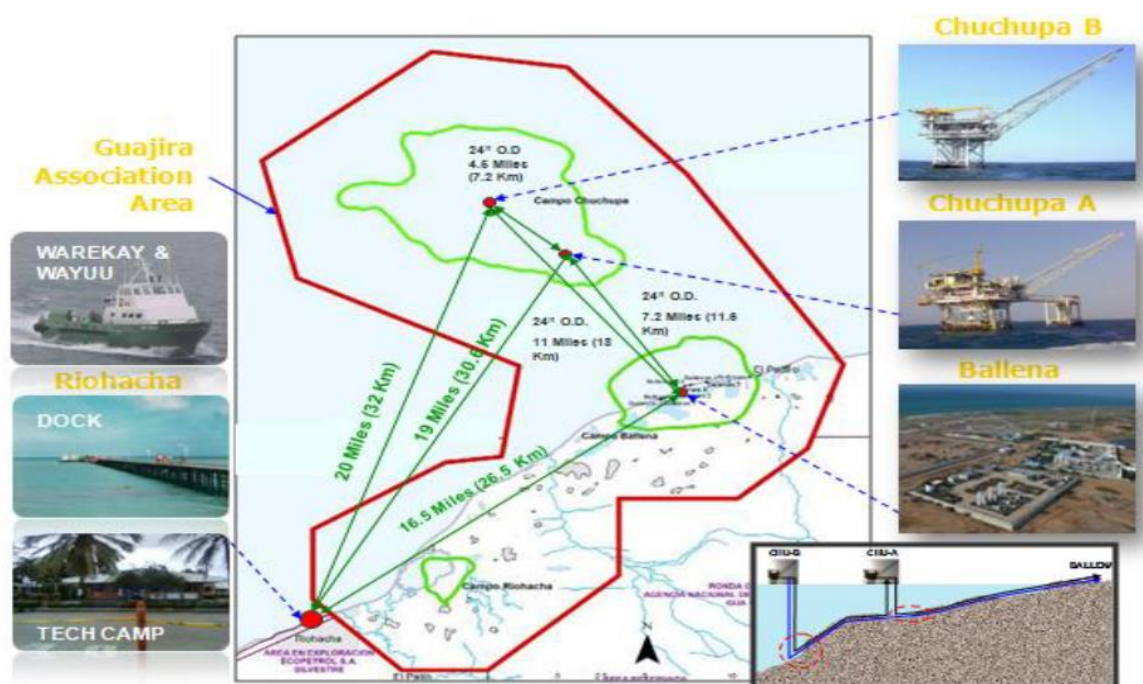
Actualmente en Colombia la producción gasífera Offshore está soportada por dos plataformas; Chuchupa A y Chuchupa B, las cuales están instaladas a 24 km al noroeste de la costa de Riohacha en la Guajira como se observa en la figura 1. Dichas plataformas operan bajo el contrato de Asociación Guajira recibiendo la producción gasífera de los campos de Chuchupa y Ballena. Sin embargo, la producción de gas natural Offshore requiere de grandes inversiones que incluyen el costo de construcción, operación y mantenimiento de las plataformas, esto sin contar con la fluctuación de los precios del gas, la incertidumbre de este tipo de proyectos y su inminente llegada al límite económico; por ello, es importante establecer un modelo adecuado de toma de decisiones como herramienta de análisis para determinar la viabilidad de las inversiones principalmente en proyectos que se encuentran al final de su vida útil.

Para llevar a cabo este tipo de análisis diferentes investigaciones han recurrido a la aplicación de métodos probabilísticos los como árboles de decisión, que permiten observar diferentes escenarios de valoración al considerar factores como la incertidumbre, el riesgo, costos de mantenimiento y operación, el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR).

Teniendo en cuenta lo anterior, el presente trabajo de investigación busca plantear un modelo de valoración financiera que contemple elementos de incertidumbre mediante el uso de metodologías como los árboles de decisión, de manera que se pueda establecer si alguna de las plataformas gasíferas en operación tiene la capacidad y operatividad de poder servir como plataforma satélite para la recepción de la producción de gas de contratos aledaños.

Figura 1

Ubicación Plataformas



Nota: Adaptado de Baron Reatiga, M. A., & Serrano Serrano, L. A. (2012). *Plan para la implementación del proceso de confiabilidad e integridad de equipos de superficie para los campos de producción de gas Chuchupa y Ballena en el departamento de La Guajira* (tesis de postgrado). Universidad Industrial de Santander, Colombia.

Cumplimiento de objetivos**Tabla 1***Cumplimiento de objetivos*

Objetivos específicos	Cumplimiento
Realizar revisión de literatura acerca de los aspectos relacionados con la evaluación financiera de este tipo de proyectos de inversión.	Capítulo 3
Estudiar la capacidad operativa de una plataforma Offshore como servicio satélite para la recepción de producción gasífera de contratos aledaños.	Capítulo 5
Plantear un modelo de valoración considerando la posibilidad de recepción de producción gasífera de diferentes contratos de producción aledaños.	Capítulo 7, Apéndice D
Realizar un artículo de investigación de carácter publicable a partir de la investigación realizada.	Apéndice E

1. Planteamiento del problema

En Colombia el uso domiciliario del gas natural beneficia a 9,5 millones de familias, de la misma manera, su implementación como fuente de energía en el sector automotor permite la movilización de 230000 vehículos livianos y 1000 automóviles de transporte público (Casas Pérez, 2019), lo cual ha llevado a la necesidad de encontrar nuevas reservas que suplan la creciente demanda de gas natural, siendo el Offshore una de las opciones con mayor expectativa.

Las plataformas Offshore son estructuras diseñadas para realizar actividades de exploración y producción, equipadas con maquinaria y personal especializado para la evaluación, exploración y producción de gas de los suelos marinos. El país lleva cerca de 50 años explorando y sacando provecho de las reservas Offshore de gas natural en la costa norte colombiana albergando la segunda mayor cantidad de campos de producción gasífera del país (39%) y que actualmente suple cerca del 17 % de la producción nacional.

Los campos más importantes de la costa Guajira, son el campo Chuchupa, con una producción fiscalizada para el 2019 de 163.11 MPCDC (millones de pies cúbicos por día calendario) y el campo Ballena con 23.20 MPCDC de gas, ambos operados por HOCOL, sin embargo, debido a la declinación natural de los campos y el desarrollo de nueva oferta, en los últimos 5 años estos campos han tenido una disminución de sus reservas de gas natural calculadas en 1.9 años, reduciendo su participación en el suministro de gas natural a nivel nacional del 13% para el año 2021 al 9% en el 2025 (Martínez, 2019), exigiendo de esta manera la búsqueda de nuevas reservas de gas que permitan garantizar la demanda con producción local a fin de que la nación no se vea obligada a importar este hidrocarburo.

Las plataformas Chuchupa A y Chuchupa B, en los últimos años han presentado un declive gradual de su producción operando por debajo del 50% de su capacidad como se evidencia en los informes periódicos presentados por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2022). En las figuras 2 y 3 se observa el comportamiento de la producción fiscalizada de los campos Chuchupa y Ballena desde el año 2009 al 2019, conforme a los reportes de producción históricos (apéndice A).

Figura 2

Producción fiscalizada – Chuchupa

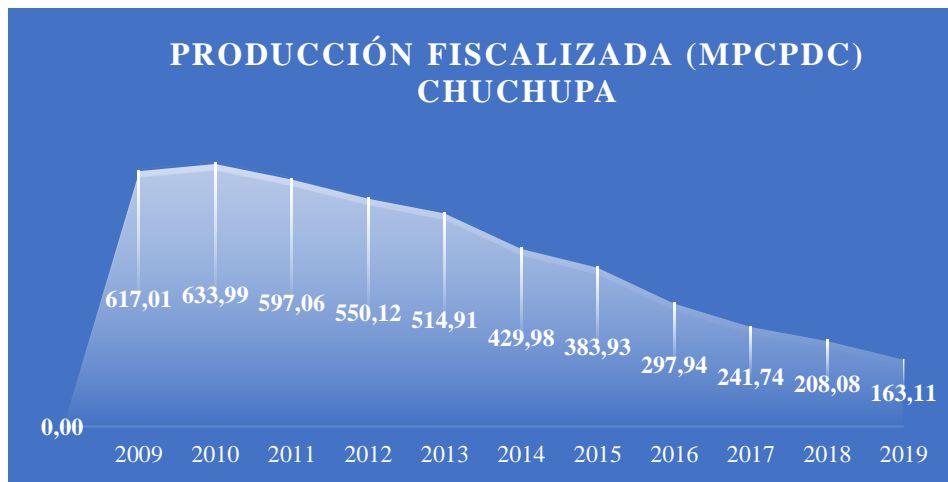
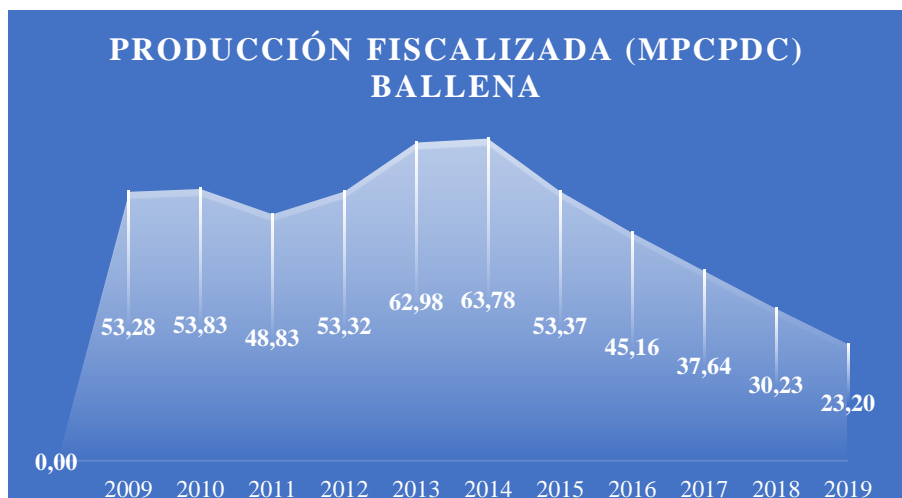


Figura 3

Producción Fiscalizada – Ballena



Debido a lo anterior, y a raíz de la declinación de la producción de los campos de Chuchupa y Ballena, recientes estudios e investigaciones realizadas han evaluado opciones complementarias para incrementar la producción, como el pozo Molusco 1, perteneciente al contrato RC-9, catalogado como PINE; un pozo de gran potencial exploratorio, lo que favorece la búsqueda de alternativas rápidas, efectivas y eficientes. Dadas las implicaciones técnico – financieras que dichos procedimientos conllevan y considerando que la perforación Offshore tiene costos promedios por pozo entre los USD\$ 70 millones y los USD\$ 100 millones, sin contar con la construcción de la estructura y adecuación técnico-mecánica previa que requiere, se evidencia que este tipo de proyectos implican inversiones altísimas y una logística compleja para poner en operación un pozo, en pro de suplir la demanda; por lo tanto vale la pena buscar alternativas complementarias y cuestionarse sobre:

¿Puede ser viable financieramente para una plataforma gasífera Offshore al final de su vida útil prestar servicio de plataforma satélite de recepción y transporte de gas natural para contratos de campos aledaños ubicados en el mar caribe colombiano?

Teniendo en cuenta lo anteriormente expuesto, se evidencia la importancia de realizar una evaluación que considere variables técnicas y financieras que permitan la implementación de modelos de análisis de riesgo como los árboles de decisiones; donde se consideren las variables de mayor interés e impacto como son los costos de capital (CAPEX), los costos de operación (OPEX), la relación entre oferta y demanda y la cantidad de las reservas con el fin de evaluar la viabilidad financiera de la inversión, y tomar una decisión sobre la posibilidad de dar continuidad a plataformas existentes que, a pesar de estar finalizando su contrato con el estado, poseen la capacidad técnica y la infraestructura para ofrecer servicios de recepción y producción gasífera de campos aledaños.

2. Objetivos

2.1. Objetivo General

Valorar una plataforma gasífera Offshore al final de su vida útil como opción para estructura satélite de recepción y transporte de producción gasífera de contratos aledaños.

2.2. Objetivos Específicos

Realizar revisión de literatura acerca de los aspectos relacionados con la evaluación financiera de este tipo de proyectos de inversión.

Estudiar la capacidad operativa de una plataforma Offshore como servicio satélite para la recepción de producción gasífera de contratos aledaños.

Plantear un modelo de valoración considerando la posibilidad de recepción de producción gasífera de diferentes contratos de producción aledaños.

Realizar un artículo de investigación de carácter publicable a partir de la investigación realizada.

3. Marco teórico

3.1. Análisis bibliométrico

La revisión de la literatura se realizó a través de las bases de datos disponibles y autorizadas por la Universidad Industrial de Santander – UIS, tomando como referencia la base de datos de Web of Science y utilizando un conjunto de palabras claves como “plataformas offshore”, “gas natural”, “incertidumbre”, “vida útil” y “árboles de decisiones” a través de la siguiente ecuación de búsqueda.

TS: ((finacial evaluation OR financial rentability) OR operational capacity) AND (("offshore gas platforms") OR (offshore platforms OR offshore fields)) OR (pipeline OR gas) AND (decision tree OR decision support methods) AND (uncertainty OR risk) NOT (oil OR hydrocarbon)

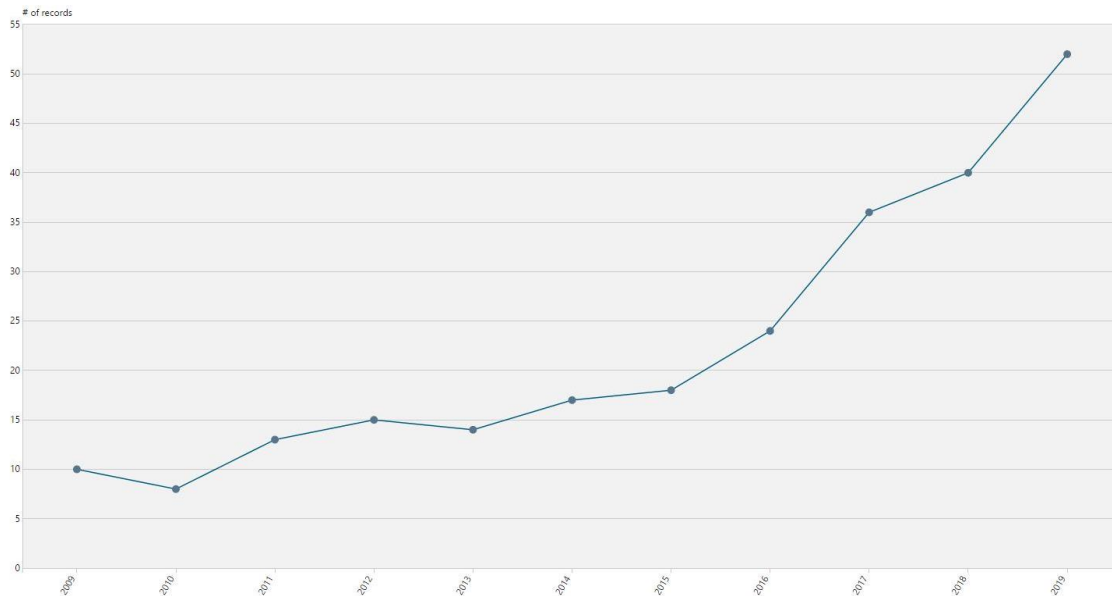
Como resultado, se obtuvieron 249 documentos de los cuales a través de criterios de inclusión y exclusión como el acceso abierto, publicados entre 2009 y 2019 y escogiendo artículos de investigación o revisiones de literatura, se seleccionaron 42 documentos con información relevante para esta investigación; adicionalmente por efecto de bola de nieve se agregaron 34 documentos como; informes periódicos de entidades como la Unidad de Planeación Minero-Energética (UPME), la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) y Promigas.

La búsqueda realizada fue sometida a análisis mediante el software Vantage Point, al cual tiene acceso el grupo de investigación Finance & Management - F&. En la figura 4, se observa el número de artículos publicados por año evidenciando el creciente interés de los investigadores en los proyectos de plataformas Offshore, dado que la frecuencia de publicaciones de este tema en específico viene en aumento.

En cuanto a los autores, se encontraron 138, de los cuales se seleccionaron los 33 que han publicado dos o más trabajos académicos en dicho periodo. Al interior de la figura 5 se puede evidenciar la interrelación existente entre dichos autores, donde se destacan Huang, Cal y Li con 12, 4 y 3 publicaciones académicas respectivamente, que abordan el tema de la investigación.

Figura 4

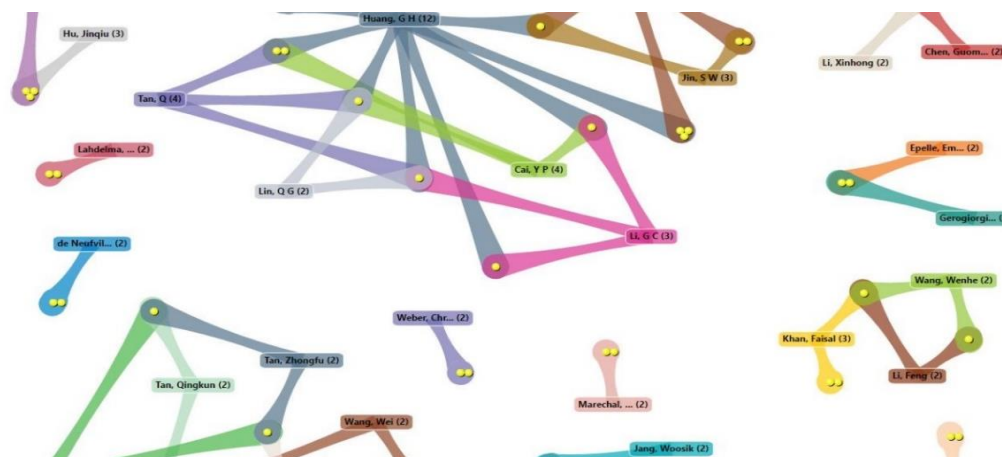
Número de artículos publicados por año



Nota: Tomado de Vantage Point (2020)

Figura 5

Relación de autores

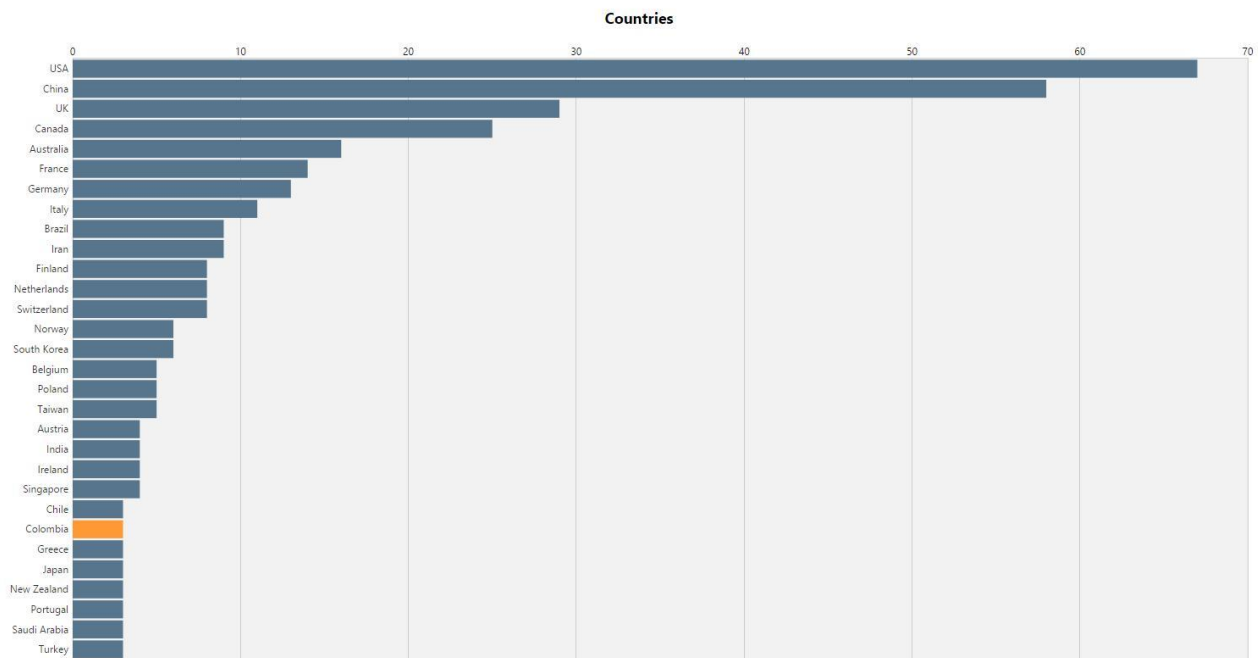


Nota: Tomado de Vantage Point (2020)

Así mismo, en la figura 6 se presentan los países en los que más publicaciones se han hecho en este tema, el cual está liderado por Estados Unidos con más de 60 artículos publicados, seguido de China y Reino Unido. Colombia se encuentra en los últimos lugares con 3 artículos.

Figura 6

Publicaciones por países



Nota: Adaptado de Vantage Point (2020)

En la figura 7 se observa que los temas más publicados corresponden a gas natural y plataformas Offshore, donde se determina la incertidumbre del proyecto y se realiza una evaluación financiera considerando el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno TIR.

Figura 7

Palabras clave



Por último, la mayoría de las publicaciones se realizan en revistas dedicadas a temas de energías limpias, sustentabilidad, energía y energía aplicada, según se observa en la figura 8.

Figura 8

Publicaciones por revista



Nota: Tomado de Vantage Point (2020)

3.2. Revisión de la literatura

A partir de la búsqueda realizada se plantea el siguiente análisis de literatura, el cual permite identificar los aspectos relevantes para la valoración de una plataforma gasífera Offshore al final de su vida útil como opción para estructura satélite de recepción y transporte de producción gasífera de contratos aledaños.

Ante la creciente demanda energética, Colombia se ha visto en la obligación de identificar nuevas fuentes de suministro de gas natural y, por ende, en la necesidad de analizar con mayor detenimiento la conveniencia de invertir en proyectos de exploración y producción Offshore, sopesando también que los costos iniciales de inversión y los costos de explotación y producción de un yacimiento son elevados.

Teniendo en cuenta que para la toma de decisiones, las empresas dedican entre 12 y 18 meses para recopilar información, determinar el riesgo, analizar la información obtenida y posteriormente tomar una decisión (Coopersmith et al., 2000), en los últimos años se han desarrollado diferentes métodos de apoyo a dicho proceso, entre los cuales se encuentran herramientas de estadísticas y de simulación, como es el caso de los árboles de decisión, que permiten determinar, cuál es la mejor inversión o el rango de producción económicamente viable.

La utilidad de los árboles de decisión radica en que permiten visualizar fácilmente el flujo del modelo predictivo desarrollado y analizar los resultados considerando relaciones entre las variables (Silvente et al., 2013), dichas variables deben ser definidas desde el principio a partir de toda la información obtenida y la ponderación de su importancia en la decisión final.

Del análisis de literatura desarrollado se identificó que una de las variables más utilizadas para la evaluación financiera de proyectos es el valor presente neto (VPN), utilizado entre otros

por Galvis Moreno (2006) Santa Cruz y Heredia (2009 y 2011), Valencia (2011), Pinilla Hernández (2015), Manotas Carrillo (2017), Sánchez y Uscategui (2018) cuya finalidad es medir la generación de riqueza de un proyecto, luego de cubrir todos sus costos en un horizonte determinado de tiempo (Valencia Andía, 2011). A su vez, para la evaluación financiera se consideran otras restricciones presupuestarias como la determinación del flujo de caja del proyecto, el riesgo y la pérdida esperada para un cierto nivel de confianza (VAR), el precio del gas y el costo del transporte hacia los mercados empleadas por autores como García Rodríguez (2000), Jørnsten (1990), (Contreras, 2010) y Barón Reatiga & Serrano Serrano (2012).

Para el caso de la industria Offshore los árboles de decisión permiten contemplar a su vez, restricciones operativas de la plataforma de producción, eventualidades como la estabilidad y la legislación gubernamental, fusiones empresariales y aspectos de salud, seguridad y ambiente (Coopersmith et al., 2000), incluyendo también riesgos específicos de la industria como los planteados por Cruz Cárdenas & Rodríguez Agredo (2014):

- Riesgos estratégicos:
 - Competencia de recursos.
 - Asignación de recursos.
 - Sobrecostos.
 - Dificultades para tratar, almacenar y transportar el hidrocarburo.
- Riesgos del entorno:
 - Fallas en los procedimientos internos de la compañía.
 - Fluctuación de los precios internacionales del gas.
 - Inflación.
 - Devaluación.

- Disponibilidad de crédito.
- Riesgos operacionales:
 - Diferencias en los perfiles de producción.
 - Implementación de nuevas tecnologías.
 - Tecnologías necesarias para el recobro de los hidrocarburos.
 - Volúmenes bajos del hidrocarburo.

Por ello, considerando riesgos como los mencionados anteriormente, en especial, la inestabilidad del precio del hidrocarburo a nivel mundial y la incertidumbre en la disponibilidad y el suministro de gas natural, se establecen escenarios de oferta y demanda de gas natural que consideran los costos, volúmenes de producción y consumo de este hidrocarburo, mediante modelos de optimización que permitan prever situaciones de riesgo y plantear con antelación medidas efectivas para su mitigación.

Entre los datos considerados por la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) para el planteamiento de los posibles escenarios de oferta y demanda de gas natural, se encuentra el crecimiento de la demanda de gas natural principalmente en el sector industrial, el cual representa el 22% del consumo energético primario en Colombia y presenta una tasa de crecimiento de consumo de 0.8 % por año (Marulanda Blandón, 2018), por su parte, a principios de 2019 el país contaba con 3.782 GPC de reservas probadas, un 2.9 % menos que en 2017, de las cuales el 16% corresponden a los campos en la Guajira (Promigas, 2019).

Teniendo en cuenta lo anterior, la UPME establece para Colombia tres escenarios posibles para los próximos años. En primera instancia, plantea un escenario de escasez en el cual la oferta de gas natural es superada por la demanda y, por ende, requeriría de una inversión anual proyectada

de 4,600 millones de dólares durante los próximos 18 años, dedicados principalmente al desarrollo de reservas y búsqueda de nuevas fuentes de suministro. Un segundo escenario, llamado escenario base, plantea un equilibrio entre la oferta y la demanda, contemplando una inversión de 6,098 millones de dólares destinados a mantener los sistemas de producción y transporte de hidrocarburos. Finalmente, se considera un escenario de abundancia donde la oferta es mucho mayor a la demanda; plantea una inversión para mantenimiento y expansión de plataformas y gasoductos de aproximadamente 8,000 millones de dólares (Unidad de Planeación Minero-Energética, 2017).

Sin embargo, teniendo en cuenta el declive natural de los campos Chuchupa y Ballena y su llegada al límite económico, cada vez toma mayor fuerza el primer escenario, donde la demanda supera la oferta y se hace necesario el desarrollo de alternativas que permitan suplir la demanda.

Una de las alternativas con mayor proyección para la exploración y producción de reservas de hidrocarburos es el desarrollo de plataformas Offshore. Sin embargo, cabe resaltar que el costo de la inversión inicial y de mantenimiento para este tipo de proyectos es muy variable debido a las diferentes condiciones marinas y ambientales en las que se desarrollan, sin embargo, a medida que se van perforando más pozos los riesgos van disminuyendo ya que se conoce mejor la zona marítima donde se construye (Rodríguez Salas & Severiche Ortegón, 2017). Otro problema que presenta la industria gasífera son los altos costos de transporte (principalmente terrestre de hidrocarburos). Para el caso de las plataformas Offshore el transporte del gas natural se realiza mediante buques metaneros o gasoductos submarinos, siendo los últimos más económicos y los más utilizados para el transporte de grandes volúmenes del hidrocarburos, ya que estos pueden unir distancias de hasta 3000 km, teniendo en cuenta que el diámetro de la tubería varía

dependiendo del caudal que se vaya a transportar, la profundidad del suelo marino y sus respectivas condiciones de operación (Ruiz Rodríguez, 2019).

3.2.1. Marco de antecedentes

A partir de la búsqueda realizada se identificaron algunos trabajos de investigación precedentes que contienen información relevante para este proyecto, uno de ellos titulado “Diseño de una planta para el procesamiento de gas natural proveniente de los yacimientos Offshore del caribe colombiano” (Martínez, 2019). En el proyecto se lleva a cabo un análisis de la situación actual de las reservas de gas a corto plazo en Colombia y se estudia la viabilidad de la construcción de un gasoducto submarino para cumplir con la demanda de gas en el 2026, año en el que se estima que la oferta local será insuficiente. El estudio de viabilidad se efectúa mediante una evaluación financiera basada en el modelo flujo de caja y el cálculo de indicadores económicos como VAN y TIR, en conjunto con un análisis de sensibilidad bajo diferentes escenarios de variaciones en el precio del recurso. La investigación realizada por Martínez (2019) determinó que las alternativas de exploración y producción Offshore actuales y futuras garantizarían el auto abastecimiento de gas natural para Colombia y se recalca la importancia de contemplar la declinación del campo gasífero para la realización de la evaluación financiera; considerando el posible sobredimensionamiento de equipos y la incertidumbre de variables como el precio y los costos operativos.

Otro de los proyectos a resaltar es una tesis de maestría de la Universidad Nacional de Colombia titulada “Evaluación del abastecimiento de Gas Natural en Colombia al largo plazo considerando incertidumbre” (Marulanda Blandón, 2018), en el que se recalca la importancia de considerar el análisis de la entrada de fuentes de oferta de gas para abordar la problemática del

riesgo de desabastecimiento de gas natural en Colombia, ya que la mayoría de los estudios se enfocan en la seguridad y optimización de redes de transporte de este recurso energético y no en sus fuentes. En este sentido, Marulanda Blandón (2018), analiza el desequilibrio entre oferta y demanda de gas natural para crear escenarios de oferta y costos de suministro que representen la incertidumbre en la disponibilidad futura de gas natural en Colombia, considerando la producción de campos menores y los nodos de demanda, asumiendo un mercado competitivo y sin restricciones comerciales. Además de resaltar la importancia de la integración de variables estocásticas que afecten los costos de suministro y producción como es el caso de la volatilidad del precio internacional del gas natural.

Finalmente, Hernández & Rodríguez (2014) en la monografía de grado para la especialización en Evaluación y Gerencia de Proyectos de la *Universidad Industrial de Santander*, resaltan la importancia de la evaluación de proyectos por medio de métodos financieros como una herramienta de gran utilidad para la toma de decisiones por parte de los inversionistas y el uso de indicadores de desempeño como ROA, ROE, ROI y ROS para la valoración de las utilidades generadas. A su vez, realizan un resumen general del sector gasífero considerando principalmente su producción y reservas actuales lo que permite realizar proyecciones sobre la vida útil de campos Offshore como Chuchupa y Ballena, en la Guajira, lo cual es de especial interés para el desarrollo del presente proyecto.

3.3. Marco conceptual

En este proyecto se consideran diferentes conceptos relacionados a la investigación y el método de explotación y el estudio financiero. En primer lugar, se definirán los relacionados a la

explotación de gas natural, seguidos de la evaluación económica y finalmente, los métodos que se han empleado en otras investigaciones, para la toma de decisiones.

3.3.1. Gas natural

Es una mezcla de hidrocarburos liviano, compuesto en su mayoría por metano y etano y en menor proporción por propano, butano y otros hidrocarburos más pesados, a su vez, cuando posee altas concentraciones de metano se le denomina gas rico, de lo contrario se conoce como gas seco (Hernández & Rodríguez, 2014).

La ANH (2007) define el gas natural como: “Mezcla de Hidrocarburos en estado gaseoso, en condiciones estándar, es decir, temperatura de sesenta grados Fahrenheit (60° F) y una atmósfera (1 atm) de presión absoluta, constituida principalmente por metano y etano, y, en menor proporción, por propano, butanos, pentanos e Hidrocarburos más pesados.” (p.6).

3.3.2. Plataforma gasífera

Es la plataforma encargada de recibir el gas proveniente de uno o varios pozos por medio de una tubería, con el fin de procesarlo para hacerlo más liviano, retirarle las impurezas con las que lo entrega el pozo y finalmente entregarlo ya sea comprimido en contenedores o enviado nuevamente por una tubería.

3.3.3. Off-shore

“El término Off-shore es un vocablo inglés que significa ‘fuera o más allá de la costa’, usado principalmente en la industria marina y energética, constituyendo la forma general de trabajo

y las operaciones necesarias para la explotación de los recursos en el mar” (Pérez Alonso, 2014, p.19).

3.3.4. Plataformas Offshore

“Las plataformas Offshore son todas aquellas bases ubicadas sobre un cuerpo de agua diseñadas para mantener sobre ella una estructura rígida con maquinaria y personal especializado para la extracción de hidrocarburos de los suelos marinos, donde se conecta y perfora directamente el suelo para llegar a la fuente del recurso para su posterior explotación” (Arteaga Pérez & Herrera González, 2014, p.18).

3.3.5. Plataformas Fijas

Son plataformas diseñadas para su uso a muy largo plazo, construidas sobre enormes patas de hormigón y/o acero ancladas al fondo marino, cuya estructura no cede ante los movimientos del agua y del viento y con cubiertas marinas para equipos de perforación, instalaciones de producción y alojamientos para la tripulación (Prieto Luis, 2015).

De acuerdo con Sancho Peña (2016), se clasifican en cuatro categorías; según sus características técnicas y principalmente la profundidad marítima:

3.3.5.1. Estructuras de gravedad (GBS). Son estructuras de soporte que se mantienen fijas en su lugar de colocación gracias a su propio peso. Generalmente están construidas de hormigón reforzado con acero que contiene una serie de células o espacios libres internos que permiten controlar la flotación hasta su lugar de colocación.

3.3.5.2. Fixed Jackets. El nombre se debe a que generalmente la estructura sirve de recubrimiento y guía de los cuatro pilotes que la fijan en el fondo marino, se utilizan

principalmente en profundidades de hasta 500 metros, por lo tanto, la forma de colocarlas consiste en soltarlas y controlar su hundimiento.

3.3.5.3. Compliant Tower Platform. Consiste en una torre en celosía flexible apoyada sobre la cimentación a gran profundidad. Están diseñadas para profundidades entre 350 y 900 metros de forma que son capaces de soportar fuerzas y flexiones laterales.

3.3.6. Contrato

Es un acuerdo voluntario verbal o escrito entre dos partes naturales o jurídicas donde establecen obligaciones y beneficios para las mismas. Al ser un acto voluntario se acuerda una indemnización para con la parte afectada en caso de que la contraparte incumpla sus obligaciones.

En el caso de los contratos gasíferos, corresponde a un acuerdo de exploración y producción, donde se registran las obligaciones contractuales socio ambientales que se derivan de dicha actividad, así como los deberes y derechos de las compañías de hidrocarburos (ANH, 2013).

3.3.6.1. Contrato de asociación. Los contratos de asociación se establecen bajo la Ley 20 de 1969 para incentivar la exploración y producción en Colombia hasta 2003 (ANH, 2013). En este tipo de contrato, el estado se asocia con una compañía petrolera con el objetivo de que esta pueda explorar y posteriormente explotar los yacimientos encontrados asumiendo el costo y el riesgo de dicha actividad. En el caso de encontrar un yacimiento comercial, se reparten los gastos y beneficios en las proporciones acordadas en el contrato dependiendo del volumen producido (Isaza, 1982).

3.3.6.2. Contrato de exploración y producción (E&P). Es un sistema de regalías/ impuestos que se aplican en un proceso de asignación directa de un área propiedad del Estado,

donde se otorga al contratista el derecho a explorar y posteriormente producir los hidrocarburos encontrados en el área contratada. El contratista opera con autonomía bajo su propia responsabilidad, riesgo y costo y eventualmente realiza pagos a la ANH por los ingresos adicionales recibidos, teniendo en cuenta que el periodo de exploración tiene una duración de seis años con prórrogas de 0 a 4 años y un período de producción con una duración de veinticuatro años por yacimiento, con prórroga de hasta 10 años (ANH, 2013).

3.3.6.3. PIN. Los Proyectos de Interés Nacional y Estratégicos – PINES son una estrategia de gestión pública que facilita la ejecución eficiente y oportuna de un grupo de proyectos, en el caso del bloque RC-9, de exploración y producción de hidrocarburos, aumentando la productividad y capacidad exportadora nacional (DNP, 2015).

3.3.7. Vida útil

Se entiende por vida útil, el periodo durante el cual se espera utilizar un activo bajo criterios de eficiencia económica o funcionamiento, independiente de su capacidad productiva. En el caso de las estructuras Offshore, se considera como el periodo en el que la estructura conserva los requisitos del proyecto sobre su seguridad y estética, sin costos inesperados de mantenimiento o hasta que se haya alcanzado un nivel crítico de deterioro en la estructura haciéndola inservible para el propósito para el que fue proyectada o diseñada.

3.3.8. Capacidad productiva

Se entiende como el máximo nivel de producción que puede ofrecer una empresa, una máquina o una persona, durante el mayor tiempo útil posible y con la mayor productividad técnica alcanzable (Osorio, 1988) y, por lo tanto, es un indicador clave para la toma de decisiones como

la contratación o despido de personal, inversión en maquinaria y planeación de nuevas instalaciones (Chase et al., 2007).

3.3.9. Evaluación financiera

Es un proceso cuyo propósito principal es medir la rentabilidad de un proyecto, conociendo la inversión requerida para que el proyecto entre en operación (inversión inicial), los costos totales de operación del proceso y los beneficios esperados durante la vida útil del proyecto.

Los métodos más usados durante la realización de la evaluación financiera y el cálculo de los flujos de caja son: el valor presente neto (VPN) y la tasa interna de retorno (TIR) que permiten analizar la factibilidad de un proyecto y revisar si la inversión propuesta será económicamente rentable (Ardila Reyes, 2013). A su vez, los demás datos recopilados para el estudio financiero son el resultado de los estudios previos de mercado, técnicos y organizacionales.

La importancia de un estudio financiero radica en la posibilidad de llegar a conclusiones, recomendaciones y acciones orientadas a la toma de decisiones rápidas y efectivas, analizando los riesgos posibles y las medidas más convenientes para enfrentarlos. Algunas de las herramientas más utilizadas en la evaluación financiera son:

3.3.9.1. TIR. La tasa interna de retorno es la rentabilidad real de la inversión en valores actuales; es utilizada para evaluar qué tan conveniente puede ser invertir en el proyecto. Cuanto más alta sea esta, más atractivo es el proyecto.

3.3.9.2. VPN. Se define como el equivalente en pesos actuales de todos los ingresos y los egresos, presentes y futuros, que constituyen el proyecto (Rodríguez Salas & Severiche Ortigón,

2017). El valor presente neto permite evaluar si una inversión cumple con el objetivo básico financiero de maximizar la inversión (Cruz Cárdenas & Rodríguez Agredo, 2014).

3.3.10. Flujo de caja descontado (FCD)

El criterio del FCD permite calcular el valor de un activo o de una empresa, por medio de la consideración de sus flujos de caja futuros, traídos a presente mediante el uso una tasa de descuento. Para ello se emplea la siguiente fórmula.

$$Valor = \sum_{t=1}^n \frac{CF_t}{(1 + K)^t}$$

Donde K es la tasa de descuento y CF_t , los flujos de caja anuales que se extienden hasta n periodos (Proaño Rivera & Salgado Arteaga, 2005)

3.3.11. Costos de inversión (CAPEX)

En el caso de la industria gasífera el CAPEX es la cantidad de dinero que se requiere para adquirir o mejorar la infraestructura del pozo o la plataforma con el fin de aumentar su capacidad o eficiencia durante la perforación o la producción del hidrocarburo.

3.3.12. Costos de operación (OPEX)

Son los costos diarios asociados a la producción del hidrocarburo y al mantenimiento de la infraestructura y la maquinaria o equipos, tales como el costo energético, mantenimiento de equipos y talento humano requerido para la operación.

3.3.13. Rentabilidad financiera

“Es una razón que refleja el efecto del comportamiento de distintos factores; muestra el rendimiento extraído a los capitales propios o sea los capitales aportados por los propietarios y a diferencia de la rentabilidad sobre los activos utiliza la utilidad neta. La utilidad neta recibe el impacto no solo de los resultados generados en el negocio, sino que también la impactan los intereses devengados por deuda a mediano y largo plazo contraídos por la empresa, así como los impuestos sobre utilidades imponibles” (Gualan Japón & Granillo Pineda, 2010, p.45).

3.3.14. Árbol de decisiones

“Un árbol de decisión es una forma gráfica y analítica de representar todos los posibles eventos que pueden surgir a partir de una decisión asumida en cierto momento” (Pinzón Ibáñez & Rincón López, 2017, p.15), lo cual, permite visualizar fácilmente el flujo del modelo predictivo desarrollado y analizar los resultados considerando relaciones entre las variables y sus resultados que no serían tomadas en cuenta por métodos estadísticos y predictivos tradicionales (Silvente et al., 2013). A su vez, permite reducir el número de variables independientes y prever su comportamiento según los parámetros de decisión establecidos, facilitando así la interpretación de la decisión adoptada y por ende la toma de decisiones.

3.3.15. Incertidumbre

Dado que ninguna medida es exacta, la incertidumbre puede entenderse como la máxima desviación de un valor respecto a un valor objetivo o verdadero con el fin de obtener una mayor precisión en el resultado final (Contreras, 2010).

3.3.16. Riesgo

Se entiende el riesgo como la probabilidad de ocurrencia de un resultado indeseado o como citan Jerez Amorocho & Sánchez Valdivieso (2008), es cualquier evento futuro incierto que en alguna forma pueda representar un obstáculo para el logro de los objetivos estratégicos, operativos y/o financieros de la empresa.

3.3.17. WACC

Conforme a Townsend Valencia & Espinoza Marcillo (2020), el WACC o la media ponderada del coste del capital se definen como "el costo de oportunidad de todo el capital invertido en una empresa". Desarrollando esta definición, el costo de oportunidad es a lo que se renuncia como consecuencia de la decisión de usar un recurso escaso de una manera particular.

4. Metodología

La metodología que se emplea en el presente trabajo de investigación es adaptada según los pasos indicados en el libro "Metodología de la Investigación" (Hernández Sampieri et al., 2010). A continuación, en la figura 9 se presentan la secuencia de cada uno de los pasos de la metodología que se va a desarrollar en la presente investigación cuantitativa.

Figura 9

Metodología



4.1. Revisión bibliográfica

Partiendo del planteamiento del problema de investigación, se debe establecer la perspectiva teórica, que está compuesta por la revisión de literatura y el marco teórico (Hernández Sampieri et al., 2010). En este orden de ideas se deben seleccionar los términos de búsqueda con el fin de identificar la información relevante para la evaluación financiera de plataformas Offshore, incluyendo los documentos encontrados en las bases de datos disponibles para estudiantes en la Universidad Industrial de Santander, de manera que sea posible soportar la investigación, a partir de los términos de búsqueda elegidos, llevando a cabo la clasificación y análisis de la información relacionada con la temática objeto de investigación.

4.2. Selección de la información

A partir de los documentos encontrados se debe extraer de ellos la información pertinente de investigaciones anteriores que es prescindible para llevar a cabo la definición de las variables relevantes a tener en cuenta dentro del estudio, la identificación de las fuentes de información primaria, secundaria y terciaria. Adicionalmente, se deben constituir las alternativas posibles para las plataformas Offshore según estudios anteriores, ya que esta fase es fundamental para ampliar el horizonte de conocimientos, identificar cuáles son las necesidades y las limitaciones, a partir de las experiencias de otros investigadores.

4.3. Análisis de la información

La exploración de la información recolectada debe servir para evaluar la capacidad operativa de las plataformas Offshore al final de la vigencia de sus contratos actuales, por medio del uso de las variables y factores relevantes encontrados durante la selección de la información en la etapa anterior. En este momento, también es posible considerar cuáles son las perspectivas

que se han empleado en este campo investigativo en áreas de conocimiento como la economía, la industria y la gestión de recursos naturales.

4.4. Procesamiento de los datos

En este punto de la metodología se plantea un modelo de valoración para el aprovechamiento de la capacidad instalada en las plataformas gasíferas Offshore consideradas en el presente trabajo, es decir, para valorar la posibilidad de recepción de contratos de producción gasífera que exploten pozos de extracción aledaños al lugar en que se encuentra ubicada la plataforma, dada la posibilidad de explotar simultáneamente y cuáles serían sus beneficios económicos.

4.5. Evaluación e interpretación

La evaluación del modelo de valoración se hace teniendo en cuenta las variables seleccionadas en la fase tres y la definición de los resultados que se consideran rentables, favorables o atractivos para determinar la viabilidad de implementar plataformas Offshore como plataforma satélite para la recepción de producción gasífera de contratos aledaños.

4.6. Difusión de conocimiento

Finalmente, los resultados obtenidos, el análisis de los datos, las conclusiones y recomendaciones, se consignan en un documento de trabajo de investigación, de manera que sea comprensible desde el planteamiento de la problemática, la conceptualización en el marco teórico con base en la revisión de literatura y otros hallazgos. Adicionalmente, se resume la información de la investigación por medio de un artículo de carácter publicable.

5. Capacidad operativa aplicable a una plataforma Offshore presentada en la forma de servicio satélite a todo efecto de recepción del proceso de producción gasífera en contratos colindantes

El conjunto de contenidos presentado bajo la apariencia de capítulo representa un modo de mirar, de organizar y de representar todos los posibles acontecimientos operativos que devienen, o se desarrollan, en una plataforma Offshore destinada al servicio Satélite de recepción de la producción gasífera en contratos colindantes. Este afán, a su vez, otorga sentido a esta plataforma como objeto concreto de intervención, investigación y estudio.

A razón de lo planteado, es válido resaltar, toda capacidad operativa en una plataforma Offshore reclama la perfección de la organización de la comunicación del diferencial de información que es aplicable como inteligencia en las operaciones de planificación y control de los pertinentes procesos de utilización tanto de la infraestructura como de la capacidad humana (experiencias, conocimientos, habilidades, destrezas, entre otras) disponibles para la fabricación del sistema de productos y servicios que hacen posible la gestión y, por supuesto, la eficiencia de la recepción de los procesos de producción gasífera en contratos colindantes.

Las plataformas como escenarios de evaluación técnica y producción gasífera Offshore (Costa Afuera): las plataformas susceptibles de una organizada-sistemática intervención, investigación y estudio están posicionadas dentro del ‘Campo Gasífero Chuchupa’ y su diferenciación espacial es ‘Chuchupa A’ y ‘Chuchupa B’. Desde lo anteriormente reflejado, es oportuno hacer una explícita descripción del afán de intervención, investigación y estudio de las cualidades operativas de las dos plataformas seleccionadas como escenarios de evaluación técnica y producción Offshore.

En este sentido, importa aclarar, la ‘Estación Ballena’ es considerada como infraestructura de los escenarios de recepción de gas, evaluación técnica y producción Offshore. Esto es así, porque la ‘Estación Ballena’ toma fluidos desde las plataformas ‘Chuchupa A’ y ‘Chuchupa B’. De tal manera, la ‘Estación Ballena’ también es servicio satélite susceptible de intervención, investigación y estudio.

Respecto a la descripción metodológica adquiere valor teórico citar la mirada de Baena Paz (2017), “la metodología ejerce el papel de ordenar, se apoya en los métodos, como sus caminos y éstos en las técnicas como los pasos para transitar por esos caminos del pensamiento a la realidad y viceversa” (p. 31). Según lo planteado por el autor, el devenir, o desarrollo, de la intervención, investigación y estudio de las plataformas ‘Chuchupa A’ y ‘Chuchupa B’ y de la ‘Estación Ballena’ reclama asumir un camino para desde allí aplicar la técnica que permita la construcción del enfoque, o aproximación, descriptiva de la capacidad operativa que le es propia a cada plataforma y a la estación.

De seguido se elabora y desarrolla una diferenciación conceptual entre el enfoque construido y la componente histórica del proceso de producción en los pozos, considerando un estimado de recepción de pozos adyacentes al Campo en cuestión, Chuchupa. Otro concepto metodológico que importa aplicar es el diagnóstico de la capacidad operativa de recepción que posee la ‘Estación Ballena’. Concretando, pareciera indiscutible interpretar que la organización metodológica de la intervención, investigación y estudio apunta a identificar desde método y técnica la plataforma más adecuada en términos del mejor servicio satélite a todo efecto de capacidad operativa de recepción de una dada producción gasífera aplicable por contratos adyacentes. Aquí, es relevante enunciar, la praxis metodológica realizada tiene el carácter

particular de estudio en tanto reclama el pertinente contraste con el análisis financiero (contrato debido al alto interés, proyecto PINE, como, por ejemplo, el bloque RC-9).

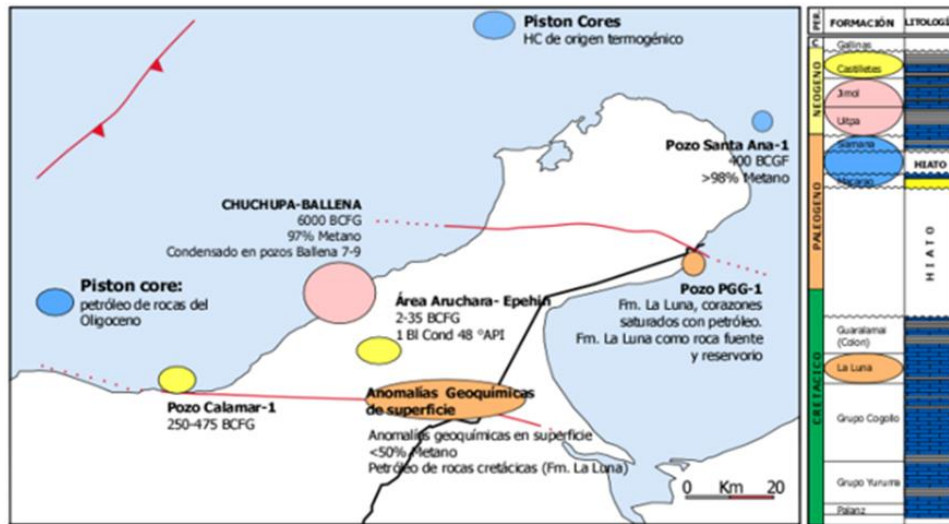
5.1. Descripción del campo gasífero Chuchupa que sirve de escenario de evaluación técnica y producción Offshore

A modo introductorio, se manifiesta que la acción de descubrimiento del ‘Campo Gasífero Chuchupa’ tiene su efecto durante el año 1973. El área identificada como espacio geográfico productivo es de unos 96 Km² con un estimado espesor productivo de unos 146 ft -de roca almacén. En correlación, las plataformas de extracción de gas dentro del ‘Campo Chuchupa’ son definidas y entendidas como escenario de evaluación técnica y producción gasífera Offshore gracias a su ubicación espacial, su productividad, funcionalidad, o eficiencia, que brotan dentro de la cadena de valor, (ver figuras 10 y 11).

En concreto, las plataformas ‘Chuchupa A’ y ‘Chuchupa B’ y la ‘Estación Ballena’ están posicionadas aguas arriba del gran sistema de producción petrolera. Las plataformas ‘Chuchupa A’ y ‘Chuchupa B’ se hacen visibles como torres que se encuentran sumergidas. La infraestructura de ambas plataformas queda estructurada en tubos verticales, horizontales y oblicuos anclados en el fondo marino. Esta infraestructura en su totalidad se muestra en la forma de un inmueble flotando en la superficie del cuerpo de agua y es allí donde se ubican los materiales y equipamiento utilizados para la planificación y control de la compleja red de operaciones de evaluación técnica y producción aplicables a la extracción del hidrocarburo.

Figura 10

Composición espacial de Campos Productores



Campos productores:

Campo Chuchupa. Texaco en 1973: ~3500 GPCG

Campo Ballena. Texaco en 1973: ~1257 GPCG

Campo Riohacha. Texaco en 1975: ~92 GPCG

Santa Ana (no comercial). Mobil en 1979: 400 GPCG - 15 MPCGD

Nota: Cerón, M. R., Oscar, G., Castellanos, M., Fernando, M., Arias, B., Montenegro, G., Christian, B., Gélvez, S.,

Mora, C., Reyes, J. P., Niño, H., Martínez, A., & Niz, L. (2009). *Agencia Nacional de Hidrocarburos:*

Oportunidades Exploratorias en la Cuenca Guajira Costa Adentro.

Figura 11

Plataformas productoras pertenecientes al Campo Gasífero Chuchupa



Nota: A la izquierda la plataforma A, a la derecha la plataforma B. Tomado de Márquez, J. C., & López-Victoria,

M. (2010). *Seabirds on the Gas Extraction Platforms of Chuchupa, Guajira, Colombia.*

Para continuar con la descripción del ‘Campo Gasífero Chuchupa’ como escenario de evaluación técnica y producción Offshore, importa destacar que durante el año 2007 fue construida una línea de transferencia entre las plataformas ‘Chuchupa A’ y ‘Chuchupa B’. Y, para enero del año 2014 el nivel de producción de gas alcanzó los 481.8 MMSCF/D (mega metros cúbicos estándar por día) en tanto que para el año siguiente la producción sufrió una disminución de unas 424 MMSCF/D y para los meses culminantes del mismo año la producción llegó con el fin del proyecto (Giraldo Jaramillo & Rodríguez García, 2017). Adicionalmente, las actividades se desarrollan con GACE IV, Gas Association Contract Extensión, con la finalidad de incrementar el factor de recobro en 90% (Ecopetrol, 2014).

En el mismo sentido, la construcción del conocimiento que refiere a la capacidad operativa de las plataformas Offshore ‘Chuchupa A’ y ‘Chuchupa B’ implica la explícita descripción del funcionamiento del sistema de producción imperante. Aquí, cabe resaltar, este afán de construcción de conocimiento inicia con el estudio de la fase de extracción petrolera que es alimentada desde pozos cuya producción se desarrolla a partir de presión natural. Este sistema de pozos es productor de gas seco. El mecanismo de producción en ‘Chuchupa A’ y ‘Chuchupa B’ opera por expansión de fluido; esto es, que su reducción deviene por la presión que subyace en el yacimiento y es resultado de la producción de pozos y gas que es liberada desde los poros de la roca. A este nivel de la descripción se debe considerar la capacidad expansiva del gas como un elemento factor que favorece la menor caída de presión en los reservorios en comparación a la que ocurre a escala de los yacimientos de hidrocarburo líquido. Esto implica una presión del sistema que disminuye lenta y continuamente. Así mismo, que el sistema tiene la capacidad de estabilizarse cuando se cierra (Giraldo Jaramillo & Rodríguez García, 2017).

Como se puede entender, una vez que el sistema de fluidos asociado a la producción petrolera emerge del yacimiento y continúa su acceso en dirección a la superficie finaliza el sistema de extracción. Es en este momento cuando empieza la organizada y sistemática recolección con la correspondiente finalización que aplica por la utilización del equipo múltiple de producción.

De seguido, con la llegada del fluido arranca el sistema que realiza la separación que continua con la disposición de diferentes fluidos que surgen articulados a la producción, al tratamiento y despacho petrolero. Posteriormente, durante la correspondiente separación y tratamiento es analizada la capacidad operativa de la plataforma y su funcionamiento en la modalidad de servicio satélite a todo efecto de recepción de producción gasífera por contratos adyacentes. Esto es así, en tanto los procesos enunciados reclaman una específica condición operativa de integración de los nuevos fluidos en tanto y en cuanto tales fluidos se caractericen viables desde el punto de vista técnico financiero.

En este proceso descriptivo es importante aclarar que el diferencial de información obtenido está condicionado por la firma de un contrato de confidencialidad respecto a la revelación técnica del estado en que se encuentran las plataformas; lo cual, es verdad de acuerdo a la respuesta dada a derecho de petición realizado a la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH y a la Empresa Colombiana de Petróleos ECOPETROL (ver apéndice B). Sin embargo, el diferencial de información sobre el nivel de producción de los pozos del ‘Campo Gasífero Chuchupa’ se pudo elaborar y desarrollar, considerando que existe una cantidad de información carente sobre el estado de dichas plataformas, que fue sustituido con datos de la autoridad ambiental: Corporación Autónoma Regional de La Guajira ‘CORPOGUAJIRA’.

5.2. Plataforma Chuchupa A como escenario de evaluación técnica y producción Offshore

5.2.1. Descripción general

La ‘Plataforma Chuchupa A’ fue construida para el año 1979. Esta plataforma entra en fase de producción con una cantidad de cinco pozos, fue la primera en ponerse en producción dentro del ‘Campo Gasífero Chuchupa’ para llegar a 20 MMSCF/D. Así, la tasa enunciada arrancó con una declinación para el año 2002. En relación a lo planteado, es relevante indicar que se perforaron tres pozos horizontales en ‘Plataforma Chuchupa A’ siguiendo el objetivo y metas de expandir los niveles de producción del ‘Campo Gasífero Chuchupa’. Por consiguiente, la plataforma se posiciona al frente del sistema de costas de la Guajira a unos 11 km de la costa con una profundidad de 18 m. Precisamente, a 15 millas (o 24 Km) de distancia desde el puerto de Riohacha con rumbo Noroeste. Así, las coordenadas, o datos de localización, son de 11° 47’ 12.34’’ Norte y longitud 72° 46’ 51.22’’ Oeste.

5.2.2. Capacidad operativa

A efectos de lograr mayor claridad expositiva, se sabe que en la ‘Plataforma Chuchupa A’ se cuentan nueve pozos verticales y horizontales. “La infraestructura de esta plataforma consta de dos niveles que producen energía para las operaciones de gas natural y para las operaciones de Diésel” (CORPOGUAJIRA - Resolución 00394, 2015). En este sentido, se puntualiza, “las reservas han sido probadas, que son probables y además que resultan posibles, la vida útil y el estado de los equipos, las condiciones ambientales y reglamentarias (Cerón et al., 2009)

En la descripción de la capacidad operativa, cuenta el sistema de tratamiento Sump Tank que es receptor de aguas que derivan de las operaciones de producción de gas que son propias del sistema de drenaje, separadores de gas, desarenadores y limpieza de canaletas. El conjunto de

actividades propio de este proceso arranca con la presencia de un filtro ubicado previamente con ocho separadores conformados por arena. En la misma infraestructura se encuentran las trampas reconocidas para envío y los raspa tubos que están en la ‘Plataforma Chuchupa B’.

Lo planteado anteriormente es una demostración de la proyección gradual de la ‘Plataforma Chuchupa A’ que funciona como el centro de recolección, ya que ésta cuenta con la estructura y volumen de capacidad para una mayor tasa de producción. El objetivo y metas del tratamiento apuntan a la separación de las grasas, de los aceites que subyacen en las aguas residuales; lo cual permite la disposición del fluido en dirección a despacho y el otro hacia el derramamiento de residuos. Al respecto, se encuentra “el gasoducto de 18 kilómetros que llega a la ‘Estación Ballena’, posicionada en la costa, donde se encuentra el epicentro de recolección y despacho del gas Guajira” (CORPOGUAJIRA - Resolución 00941, 2018, p.2), A este nivel, está incluida la bodega Dividivi en Riohacha.

Asimismo, con relación al sistema de aguas que es vertido, se realiza en el sitio una revisión de los parámetros con la finalidad técnica de lograr la más adecuada disposición de fuentes hídricas para responder a la norma ambiental correspondiente. En este sentido, los valores permisibles determinan que la capacidad operativa del sistema de tratamiento se alinea con un volumen de gas y agua producida, con una producción que ha disminuido en el tiempo y que, sin embargo, quedaría a disposición total en caso de que la plataforma mantenga una dada capacidad de recepción.

5.2.3. Planta de Tratamiento de las Aguas Residuales Industriales, PTARI

En el mismo sentido, respecto a la presentación del rango de valores de las aguas residuales industriales de entrada y salida se sugiere (ver apéndice C) para identificar un caudal promedio registrado dentro del influjo de la Planta de Tratamiento de las Aguas Residuales Industriales,

PTARI, resultante en 0.005 L/s. Así pues, es posible manifestar una capacidad para la fase de tratamiento en la plataforma Chuchupa A que lleva los fluidos tratados a parámetros que son permitidos. En la tabla 2 se observan los resultados.

Tabla 2

Resultado de los parámetros en la plataforma Chuchupa A

Propiedad	Resultado
pH	Cumple los parámetros permisibles.
Los sólidos sedimentables	No contempla valores límites.
Conductividad	Por debajo de las concentraciones características del agua de mar.
La temperatura de la muestra	Cumple satisfactoriamente con la norma.
Porcentaje de remoción	No cumple satisfactoriamente.
Compuestos orgánicos (grasas y aceites)	Incumple el límite permisible.
Fenoles	Cumple con la norma.
Nitratos	Registra un valor muy alto.
Metales pesados	Cumple con la norma.

Concretando, el conjunto de datos señalados anteriormente hace visible la conformidad con lo estipulado en el artículo 72 del Decreto número 1594/84. A la par, los compuestos orgánicos no son aplicables en el sentido de que no representan un valor como referente dentro del contexto de la norma. En el mismo sentido lógico, importa exteriorizar respecto a los procesos propios de la degradación de la materia orgánica que está presente en el agua y que también es reflejada en los niveles tanto de DBO demanda biológica de oxígeno como de demanda química (DQO).

5.2.4. Producción gasífera

En cuanto a la producción gasífera del campo, fue de 112.56 MPCDC 01/2022 Producción fiscalizada (ANH, 2022). Esto es, como producción fiscalizada de gas. Ahora bien, para mencionar la línea de transferencia desde la ‘Plataforma Chuchupa A’ es posible dilucidar un Slugcatcher fingertype apropiable a una capacidad de recolección de baches de agua de 130 barriles. Conjuntamente, el fluido diferenciado, o separado, viaja en conexión con la estación que se articula a la línea de transferencia de la ‘Plataforma Chuchupa B’, esta es Wesselytype que opera a una capacidad de 130 barriles (CORPOGUAJIRA - Resolución 00394, 2015).

5.3. Descripción explícita de la Plataforma Chuchupa B

5.3.1. Descripción general

La construcción de la infraestructura para la ‘Plataforma Chuchupa B’ data del año 1997. Este proceso de construcción emergió con la perforación de tres grandes pozos horizontales para una producción promedio de 60 hasta 90 MMSCF/D. Esto implicó una importante evolución y desarrollo para la industria en el sentido de que se tenía como una base productiva superior a la obtenida en los pozos verticales de la ‘Plataforma Chuchupa A’. Ahora, la plataforma opera con seis pozos para extracción de gas entre los verticales y los horizontales.

En cuanto al posicionamiento espacial, “La plataforma está localizada a unos 17 km del sistema de la costa, particularmente, en un área de 37 m de profundidad” (Márquez & López-Victoria, 2010, p.3). Aproximadamente a 17 millas náuticas Costa Afuera del muelle turístico que pertenece a la ciudad de Riohacha dentro del departamento de la Guajira. Los datos de localización,

o coordenadas, son $11^{\circ} 49' 25.9''$ N $72^{\circ} 49' 29.5''$ W y tiene un área de seguridad de 2.5 millas de radio demarcada por boyarines.

5.3.2. Capacidad operativa

El propósito de este apartado conceptual es poner de relieve la capacidad operativa de la 'Plataforma Chuchupa B'. Esto es, la plataforma es receptora del flujo de agua proveniente de los desarenadores (para la mejor sedimentación) que sustentan seis pozos que operan activos. Esta infraestructura cuenta con tres grandes generadores eléctricos, uno de ellos trabaja a gas y los otros dos funcionan con Diésel. El funcionamiento de los tres generadores eléctricos aplica primero uno de ellos mientras los otros dos generadores eléctricos permanecen en tiempo de espera a todo efecto de planificar la posibilidad de que el funcionamiento de algún generador falle (CORPOGUAJIRA - Resolución 00394, 2015).

Esta dinámica energética opera desde el objetivo que apunta a proporcionar energía a todo el sistema de tratamiento que funciona para retirar arenas y residuos provenientes de los hidrocarburos adheridos al Sump Vessel. Este devenir operativo ocurre desde la planta de tratamiento de Aguas Residuales Industriales (PTARI). Además, importa destacar, con la pretensión de dar cumplimiento al rango de valores límite de vertimiento al gran cuerpo de agua, el mar. En conclusión, los hidrocarburos líquidos o natas que surgen o flotan diferenciados pueden ser dirigidos en dirección a la cámara lateral y así pueden ser evacuados desde la plataforma mediante la línea de transferencia de gas de 18. La 'Plataforma Chuchupa B' opera según lo estipulado en la "norma nacional de parámetros permisibles para los vertimientos de fluidos asociados a la producción petrolera" (CORPOGUAJIRA - Resolución 00941, 2018, p. 2).

5.3.3. *Planta de Tratamiento de Aguas Residuales Industriales*

Todo lo planteado, surge relacionado con el rango de valores de entrada y salida (ver apéndice C) y con el caudal promedio registrado en la Planta de Tratamiento de las Aguas Residuales Industriales, PTARI, de 0.103 L/s en estos. De este modo, es factible exteriorizar una capacidad para la fase de tratamiento que opera dentro de la plataforma de conducir fluidos tratados de acuerdo con los parámetros prescritos (ver tabla 3).

Tabla 3

Resultado de los parámetros en la plataforma Chuchupa B

Propiedad	Resultado
pH	Dentro del rango establecido.
Los sólidos sedimentables	No contempla satisfactoriamente con lo establecido.
Conductividad	Por debajo de la concentración del agua de mar.
La temperatura de la muestra	Cumple satisfactoriamente con la norma.
Porcentaje de remoción	No cumple satisfactoriamente.
Compuestos orgánicos (grasas y aceites)	Cumple con la norma.
Remoción Dbo 5	No cumple con lo establecido en la norma.

Es útil destacar, que no se alcanzan valores de fenoles, nitratos y metales pesados. Entre las causas razonables está el hecho de que el caudal de entrada y el caudal de salida tienen valores en m³ análogos. En el mismo sentido, las grasas y aceites registran un rango de valores apropiable con lo estipulado por norma; el porcentaje de remoción garantiza la realidad ecológica en cuanto a que la fauna marina no encuentra afectada; el registro del sistema de sólidos que se sedimenta muestra un rango de valores de <0.1 ml/L. A la par, importa resaltar, la resolución propuesta para

1594 y 1984 no contempla valores límites con relación al parámetro analizado (CORPOGUAJIRA - Resolución 00941, 2018).

En definitiva, la objetividad que subyace a la exposición del conjunto de datos proporcionado apunta a presentar valores lícitos dentro de las zonas de vertimiento que son reconocidas como espacios que afecta la biomasa adyacente considerando la normatividad y su cumplimiento. En relación con lo anterior, es oportuno apuntar, el acto de aumentar el volumen de fluidos propios de la producción de gas representa un riesgo con respecto a dar cumplimiento con relación a la obtención de un rango de valores que se ajuste a lo permisible en vertimientos. Es de hacer notar, en caso de que este proceso funcione articulado a la construcción de otras infraestructuras de recolección y se omita la creación de un sistema satelital captador de más zonas de producción aledañas al campo en cuestión, el impacto ambiental surgirá con mayores problemas a la base de sustentación ecológica marina, sobre todo, debido a los niveles de alteración del terreno en el que está posicionado el sistema de tratamiento y también por la afectación que se genera a nivel de la fauna y la flora del área marina afectada con perturbación adicionales para los hábitats terrestres (CORPOGUAJIRA - Resolución 00941, 2018).

5.4. Descripción de la Estación Ballena

5.4.1. Descripción general

La ‘Estación Ballena’ se encuentra posicionada cerca de la línea del sistema de la costa del Océano Atlántico en medio de las lagunas del Buey y Guarepa, precisamente, dentro del resguardo Wayuu de la Alta y Media Guajira que es el área del corregimiento del Pájaro dentro de la jurisdicción del Municipio de Manaure del departamento de la Guajira, a unos 35 km al Noroeste de Riohacha.

La estructura de la ‘Estación Ballena’ es de forma modular y su diseño responde a las operaciones de compresión, tratamiento y medición. La ‘Estación Ballena’ consta de una capacidad instalada para el procesamiento de 650 millones de pies cúbicos de gas por día (MPCD). Además, recibe la producción proveniente de ‘Campo Ballena’ y ‘Campo Chuchupa’. En este contexto, el gas que proviene desde el ‘Campo Chuchupa’ se transporta de la ‘Plataforma Chuchupa A’ y la ‘Plataforma Chuchupa B’ a través de dos líneas submarinas y el gas proveniente del ‘Campo Ballena’ se conduce hacia la ‘Estación Ballena’ mediante el sistema de tuberías proveniente de diversos pozos que se encuentran posicionados en el terreno. Desde allí, el gas es conducido en dirección a las empresas que funcionan para el pertinente transporte (entre ellas Promigas, TGI Y PDVSA) que operan dentro de la estación.

La ‘Estación la Ballena’ consta de un sistema de recepción del hidrocarburo, el sistema de separación de las aguas generadas por condensación y las arenas que son arrastradas por el gas proveniente del yacimiento, el sistema de compresión, el sistema de medición y el sistema de entrega a los distribuidores. Esta infraestructura en la estación posee un muelle de embarcación que funciona como vía de acceso desde el sector Mayapo o, bien, desde el sector ‘El 15’ que es utilizado en la temporada de lluvias. También, la ‘Estación la Ballena’ posee unos sistemas de generación de energía y aguas industriales, un helipuerto y tres bases militares de apoyo como fuerza de seguridad, dos bases pertenecen al Ejército Nacional y la otra pertenece a la Armada Nacional. Por su parte, para el campo Ballena se tuvo 20.86 MPCDC 01/2022 de producción fiscalizada de gas (ANH, 2022).

5.4.2. Capacidad operativa

La capacidad operativa de la ‘Estación Ballena’ procesa unos 650 MPCD. La producción proviene desde el ‘Campo Ballena’ y el ‘Campo Chuchupa’. La estación opera constituida por el

sistema de captación de hidrocarburo, el sistema que separa el agua de condensación y la arena que es arrastrada por el gas desde el yacimiento, el sistema de compresión y el sistema de medición y entrega para el área que pertenece a los distribuidores. En correlación importa explicar, el espacio destinado a la ubicación del sistema de compresión se encuentra cercano el espacio geográfico donde está la ‘Estación Ballena’ que es propiedad de la Asociación Guajira y también está cercana a las Estaciones de Promigas y Centragas que se ubican entre el corregimiento El Pájaro y el corregimiento de Mayapo (Giraldo Jaramillo & Rodríguez García, 2017).

5.4.3. Descripción del sistema de operación gas GACEII

La infraestructura del sistema de operación gas GACEII emerge con cuatro generadores eléctricos, los equipos de control automatizado del sistema de compresión que controla activan los compresores y turbinas, también están los equipos y máquinas para el manejo del gas que entra y sale de los compresores y sistemas conexos (sistema de escape de emergencia con la tubería 24’’ de diámetro hasta el sitio de la Tea). Las instalaciones de apoyo del Sistema de Operación Gas GACEII son la bodega de operación, la vivienda, el taller, las oficinas y el sector de enfermería y estos componentes aparecen unidos al sistema contra incendios.

Respecto a los servicios públicos, cuenta con energía, acueductos, alcantarillados, gas, entre otros componentes clave. Los servicios públicos surgen con sus propias plantas móviles que realizan el tratamiento del agua potable para campamentos, el sistema de recolección de drenajes, las plantas de tratamiento de aguas residuales domésticas, el centro de atención médica, los servicios sanitarios y los recintos de recolección de desechos. El suministro de energía se realiza mediante generadores a gas autoabastecidos. En este sentido, es válido destacar, se han presentado proyectos en la ‘Estación Ballena’ diseñados para elevar la presión del gas a 1200 Psi.

5.4.4. Descripción de la relación continua para con el campo Chuchupa.

Lo que es de resaltar a este nivel es que el gas que tiene su origen en la ‘Plataforma Chuchupa A’ y la ‘Plataforma Chuchupa B’, primero pasa por tres grandes sistemas que tienen de identificador, o nombre, Slugcatchers y que funcionan para la captura de los baches que alcanzan a llegar a la ‘Estación Ballena’ a causa de los enormes envíos de raspa tubos que provienen tanto de la ‘Plataforma Chuchupa A’ como de la ‘Plataforma Chuchupa B’.

En efecto, es viable identificar-reconocer que el equipamiento enunciado anteriormente surge posicionado en toda el área de entrada a las líneas de transferencia propias de la ‘Estación Ballena’. Aquí, se resalta, aguas abajo de este equipamiento está instalado el Slugcatcher redundante MDB-163 Fingertype que opera a una capacidad de recolección de baches para 132 barriles. Este equipamiento posibilita tanto la necesaria funcionalidad y flexibilidad operativa como el adecuado respaldo en el devenir operativo de mantenimiento para los Slugcatchers.

A lo anterior, se agrega el sistema de protección que da facilidades de producción de gas. Esto es, la capacidad de cerrar pozos activos que son productores en el ámbito de las plataformas Costa Afuera y dentro del ‘Campo Ballena’ considerando que su funcionamiento no aplica para controlar el gas que permanece confinado en las tuberías de los sistemas de producción una vez que han sido cerrados los dispositivos de seguridad. Por lo cual, se explica la existencia de la necesidad operativa de vaciar el gas que se encuentra confinado en las tuberías y en los equipos utilizando los actuadores neumáticos sobre las válvulas en la entrada y salida del sistema de entrega de gas en el ‘Campo Chuchupa’ en la ‘Estación Ballena’ y de este modo operativo es factible emprender su envío en dirección a la Tea para su correspondiente quemado.

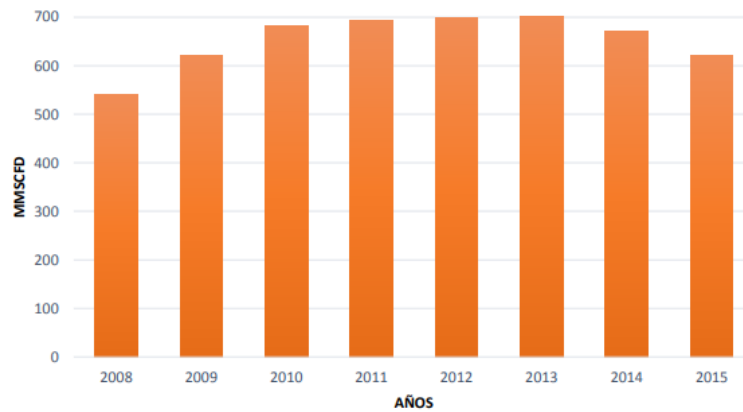
5.5. Elementos componentes adicionales a los campos

5.5.1. La producción ha declinado a partir del 2012

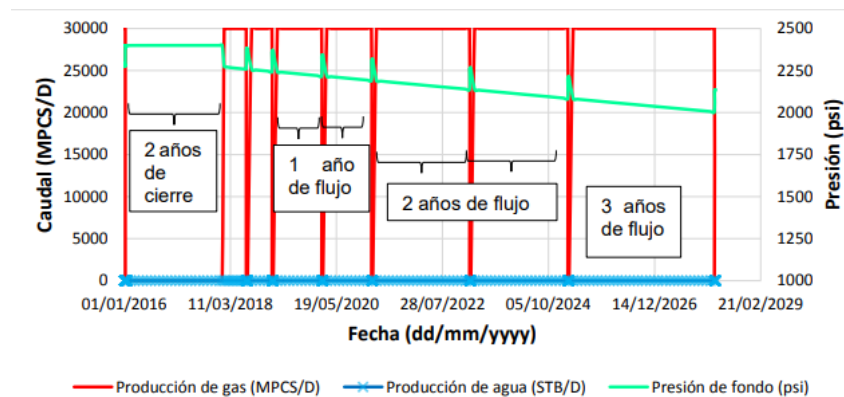
Es oportuno apuntar que, la producción ha menguado y no de modo exclusivo para el ‘Campo Chuchupa’. En general, la producción para el ‘Campo Ballena’ y el ‘Campo Riohacha’ está en caída. Así expuesto, para el año 2012 surge un pico de producción que no se hace visible en otros momentos; así como las proyecciones de producción van disminuyendo. Así que, cabe señalar el registro para el año 2026 de un mínimo caudal de producción de unas 20000 MPC/D y 2000 PSI (Giraldo Jaramillo & Rodríguez García, 2017). (Ver figuras 12 y 13).

Figura 12

Producción por día de gas para el Campo Chuchupa, Ballena y Riohacha



Nota: Tomado de Giraldo Jaramillo, C., & Rodríguez García, D. (2017). *Evaluación de formaciones para un descubrimiento de gas seco en el caribe colombiano, incorporando soluciones inversas, a partir de respuestas a modelos numéricos y analíticos.*

Figura 13*Programa de producción para análisis GOES*

Nota: Tomado de Giraldo Jaramillo, C., & Rodríguez García, D. (2017). *Evaluación de formaciones para un descubrimiento de gas seco en el caribe colombiano, incorporando soluciones inversas, a partir de respuestas a modelos numéricos y analíticos.*

5.5.2. Elementos operativos básicos para una dada estación de tratamiento

En un mundo petrolero cuya característica sobresaliente es el cambio, cabe hacer explícita la ampliación de un sistema tanto de recolección como de tratamiento, sobre todo, si las operaciones aplican para Offshore en el sentido de que aplican necesidades de aumento cuantitativo de las operaciones. Desde esta visión, cuenta la instalación de equipos para tratamiento de gas como separadores de producción y prueba, las plantas de deshidratación, entre otros elementos operativos.

A la par, también importa instalar equipos de servicios industriales, el patín de aire para los instrumentos, el patín de gas combustible, los tanques para drenajes atmosféricos de agua y glicol, las bombas para manejo de drenajes atmosféricos, entre otros elementos. Otro elemento operativo importante es la instalación de equipos contra incendios que consta de dos tanques para

abastecimiento de agua, las bombas centrífugas, la red de tuberías de polietileno que van enterradas, los hidrantes posicionados, los monitores, los gabinetes de equipos, entre otros.

Al mismo tiempo, importa la instalación de un patín de medición para transferencia de custodia del gas, así como la construcción de casetas para algunos de los elementos operativos indicados. También se debe construir una infraestructura de despacho de agua para la producción tal como un tanque para el almacenamiento, el sistema de bombeo y el sistema cargadero de carrotanques.

En suma, es importante el establecimiento de: piezómetros en torno a la estación a todo efecto de realizar el monitoreo de las aguas subterráneas, alumbrado en el perímetro de la estación, ductos para fuerza y control de equipos, sistema de cableado y conexión de fuerza y control, bases de concreto para equipos que se registren como elementos por ser instalados a posteriori en la estación, edificio de oficinas, cuarto de control y centro de control de motores, edificaciones auxiliares con herramientas, dormitorios y bodegas. La información presentada en este apartado se corresponde a ‘Estación Riohacha’ según especificaciones técnicas propuestas por CORPOGUAJIRA.

5.5.3. Actividades de mantenimiento en pozos conectados a la estación

De todo esto, importa la recomendación que apunta a proponer acciones basadas para los multipozos, para la estación de recolección y para los equipos de transporte en el sentido de que esta infraestructura ha de ser un componente de la ‘Plataforma Chuchupa A’, la ‘Plataforma Chuchupa B’ o, bien, de la ‘Estación Ballena’ mas no un componente de los multipozos. Estas están interconectadas entre sí; razón por la cual debería proyectarse con más profundidad con relación al potencial de producción petrolera más estratégico.

En función de lo manifestado, los trabajos que corresponden al mantenimiento serán ejecutados en el momento en que los pozos productores muestren un índice de productividad o cuando se requiera realizar reparaciones en los pozos existentes. El reacondicionamiento o el trabajo en los pozos “Workover” será realizado mediante los contratistas que poseen el equipo y personal especializado para el cumplimiento de tales operaciones y, por supuesto, para realizar el mantenimiento de pozos activos productores.

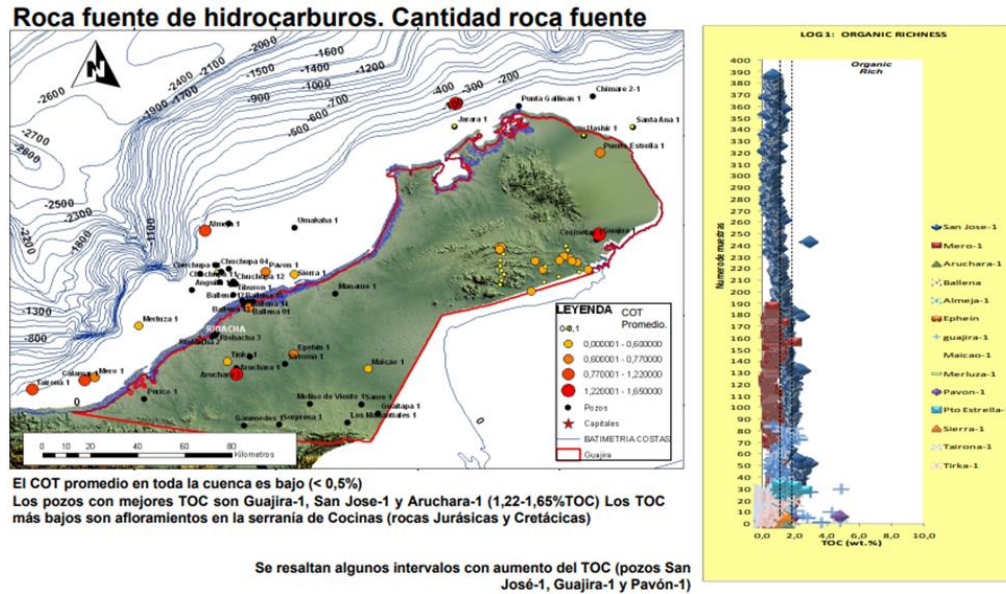
Estas operaciones reclaman el debido mantenimiento de la viabilidad que permite el acceso al pozo, así como también la explanación alrededor de la viabilidad y del pozo. El objetivo de estas operaciones avanza según el estado operativo de cada pozo, bien sea, recuperación de la sarta; evaluar condiciones del revestidor y de la cementación; limpiar pozo hasta el fondo; estimular la formación; recañonear el pozo; adquirir datos e informaciones de la mecánica de roca; reemplazar equipos y accesorios averiados; instalar la sarta de completamiento; instalar el pozo a producción; corregir posibles fugas del cabezal. Para la consecución de estos objetivos se toma como referencia la ‘Estación Riohacha’.

5.5.4. Yacimiento de gas seco

De acuerdo con Cabanillas et al. (2013) para que se produzca el gas se requiere de la denominada roca madre o generadora de hidrocarburos, esta contiene restos materia orgánica que se convierten en kerógeno; cuando la temperatura de esta roca madre alcanza los 90° se produce el hidrocarburo líquido y a los 130° es gaseoso, en la figura 14 se observa la cantidad de roca fuente en la cuenca Guajira. Los dos campos presentan producción de gas seco, pertenecientes a la formación Jimol y Uitpa.

Figura 14

Roca fuente de hidrocarburos



Nota: Cerón, M. R., Oscar, G., Castellanos, M., Fernando, M., Arias, B., Montenegro, G., Christian, B., Gélvez, S., Mora, C., Reyes, J. P., Niño, H., Martínez, A., & Niz, L. (2009). *Agencia Nacional de Hidrocarburos: Oportunidades Exploratorias en la Cuenca Guajira Costa Adentro.*

La cuenca tiene un área aproximada de 12600 km², en ella se encuentran unos 25 pozos que están perforados dentro. El diferencial de información geoquímica tiene su fundamento, o principio, en la investigación realizada en el área de influjo de los pozos de la cuenca Costa Afuera. El proceso de evaluación, o asignación de valores, geoquímicos hace visible la posibilidad de generar aceite en la cuenca Costa Adentro y existe alto riesgo en la prospectiva de la sierra Costa Adentro.

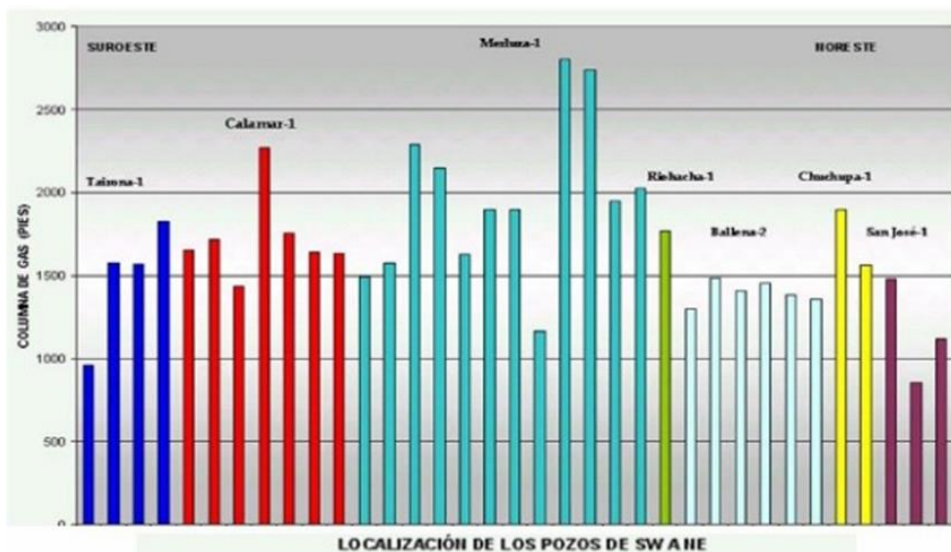
Los riesgos detectados y sentidos surgen articulados al diferencial de información que está disponible. La Cuenca ‘Guajira Costa Adentro’ está relacionada estructural y estratigráficamente

con la Cuenca del ‘Golfo de Venezuela’. Allí, se adquiere información sobre la presencia de la formación la Luna. Y, los pozos que han sido perforados no representan información útil para definir la prospectiva de la cuenca (Cerón et al., 2009).

5.5.5. Potencial de Producción en los Campos de Interés Operativo

Figura 15

Relación de la columna mínima de gas y la localización de pozos



Nota: Tomado de Arteaga Pérez, J. Karolina., & Herrera González, A. David. (2014). *Estado del arte de las estructuras offshore en el Caribe colombiano.*

5.6. Transferencia de custodia

La transferencia de custodia es un término que hace referencia al sitio donde se transfiere la custodia del gas entre un productor-comercializador y un transportador; o entre un transportador y un distribuidor, un usuario no regulado, un almacenador independiente, un usuario regulado

atendido por un comercializador, una interconexión internacional, entre dos transportadores, y a partir del cual el agente que recibe el gas asume la custodia de este (CREG-Resolución 041, 2008).

Por su parte, las estaciones para transferencia de custodia son las que se encuentran instaladas en los puntos de transferencia de custodia y cuyos equipos e instrumentos de medición deben cumplir con las normas colombianas, o en su defecto, con las de Asociación Americana de Gas o AGA (American Gas Association) o las del Instituto Nacional Americano de Estándares ANSI (American National Standards Institute), las cuales están establecidas para la fabricación, instalación, operación y mantenimiento de los equipos e instrumentos (CREG-Resolución 041, 2008). Estas estaciones cumplen con las funciones de bombear y medir la cantidad de volumen de hidrocarburo que se entrega al cliente.

Ahora, en el proceso de transferencia de custodia como en todo proceso, se lleva a cabo una secuencia lógica de etapas con el fin de garantizar las condiciones necesarias para la medición. De acuerdo con Consuegra et al. (2012) la primera etapa es la del empaque de la línea de transferencia de producto, con la operación de presionada de línea y comprende las actividades de encendido de la bomba de despacho; apertura de la válvula controladora de presión; medición de densidad, flujo, presión y temperatura; apagado de la bomba cuando se obtienen las condiciones de proceso requeridas para concluir la etapa; contabilización de volumen e impresión de ticket de presionada.

La segunda etapa es la entrega del producto, que consta de dos operaciones, la primera es la transferencia y cuenta con actividades de apertura de la válvula límite de entrega a cliente; encendido de la bomba de despacho; medición de densidad, flujo, presión y temperatura; contabilización de volumen y apagado de bomba de despacho; la segunda operación es la

presionada de línea y comprende de las actividades de cierre de la válvula límite de entrega a cliente; encendido de la bomba de despacho; medición de densidad, flujo, presión y temperatura; apagado de la bomba de despacho; contabilización de volumen e impresión de ticket de entrega (Consuegra et al., 2012).

Por último, es relevante señalar que, en los sistemas de transferencia de custodia, se presenta la medición del volumen del producto a transferir como una de las funciones más críticas e importantes y contar con los instrumentos y componentes que permitan realizar la medición de la manera más adecuada resulta ser un requisito indispensable. Por tanto, en el proceso de transferencia de custodia se encuentran funciones instrumentadas de medición y contabilización de hidrocarburos produciendo información solicitada por las partes interesadas en este negocio (Consuegra et al., 2012).

6. Evaluación de capacidad operativa

Es posible afirmar que la estación Chuchupa B, tiene las mejores características para funcionar como servicio satélite de pozos aledaños. El principal beneficio será que una estación satélite favorece la disminución de material para poder transportar el gas asociado a la producción gasífera, en comparación con la creación de líneas innecesarias de transferencias entre pozos aledaños al campo Chuchupa, como una plataforma que implique fases como construcción, montaje de equipos, operación, mantenimiento, emisiones y desechos.

Además, esta plataforma es favorable porque tiene las instalaciones más recientes, eso significa un mantenimiento más moderado y no hay necesidad de generar posibles impactos. No obstante, sigue relacionada con la movilización de equipos que generarán partículas atmosféricas y ruido, los residuos sólidos, los potenciales accidentes, la generación de expectativas, la

obstrucción a la movilización de las comunidades hacia sitios de pesca y la generación de empleo y son considerados por las empresas moderadas y manejables.

Los equipos se crean con una capacidad de producción que, con el tiempo va disminuyendo conforme a la vida útil del equipo como a la disminución del índice de productividad en (barriles/día). No obstante, esto implica igualmente que la Estación Ballena tenga la capacidad de recibir los fluidos recolectados por Chuchupa B. Si el sistema de compresión de gas de Chuchupa A y Chuchupa B tiene licencia para el 2007 debe ser un equipo joven y con alta capacidad. Para el año 2010, se otorga el permiso ambiental a la empresa de Gas Internacional S.A. E.SP- TGI CORPOGUAJIRA (CORPOGUAJIRA - Resolución 00771, 2010).

“La puesta en funcionamiento del Sistema de compresión de gas es garantizar la presión de entrega a los transportistas y lo anterior no contempló la construcción o modificación de líneas de conducción existentes desde las plataformas Chuchupa A y Chuchupa B” (CORPOGUAJIRA - Resolución 00394, 2015, p.4). Por su parte, el comité ejecutivo de la asociación Guajira aprobó un presupuesto de inversión en diez años (2014-2024) por USD \$461,8 millones de dólares, esta inversión incluye la adquisición de equipos y tecnología que facilite en un futuro cercano la importación de gas natural desde Venezuela.

Por lo anterior García Reyes et al. (2017) considera que es fundamental especialmente en momentos de declinación de la producción de los campos de la Guajira, la importación de gas, sin embargo, la importación de gas desde Venezuela debido a la crisis general que atraviesa el país y a la declinación de la producción y exportación de gas por parte de PDVSA (empresa), lo cual llegado el caso de tener que importar el gas no permitiría cumplir con las coberturas en necesidad de demanda de gas en el territorio colombiano, por lo tanto, es necesaria la búsqueda de nuevas

opciones que permitan completar o en un caso de necesidad tener garantizado el abastecimiento nacional de gas natural.

Finalmente, es oportuno señalar que, si bien la plataforma Chuchupa B cuenta con las características mencionadas, no fue posible obtener el dato de producción histórico de esta plataforma en específico. Por esta razón, se considera entonces el sistema compuesto por las plataformas Chuchupa A y Chuchupa B, con su posterior entrega del gas ya tratado a la estación Ballena, con el fin de emplear la cifra de producción histórica conjunta (conocida). Teniendo en cuenta que es posible utilizar el histórico de producción del campo para dilucidar acerca de la capacidad que se tuvo durante los últimos años de operación, para desarrollar los cálculos en el posterior análisis financiero.

7. Análisis Financiero

El estudio financiero es una herramienta útil en los proyectos, que permite tomar decisiones y adoptar cambios necesarios a las propuestas de inversión que se estén considerando. Para facilitar esta decisión, todos los costos de la inversión y de la producción deben organizarse claramente, de manera que se pueda calcular la rentabilidad del proyecto y esta última, dependerá generalmente de la magnitud de la rentabilidad y la estructura de estos costos de inversión, de producción y también de la oportunidad.

En cuanto a la proyección, la cantidad de recurso disponible (gas natural) determina el horizonte de la duración del proyecto de inversión, es decir, que a medida que la explotación avanza, su disponibilidad es menor y la duración del proyecto de explotación del yacimiento gasífero y su transformación también disminuyen. Es necesario aclarar que este proyecto se realiza contemplando únicamente los contratos existentes y/o aquellos que se encuentran en proceso,

razón por la cual no se verá afectado por las nuevas políticas de gobierno, pues estas aplican a las nuevas exploraciones.

En efecto, la duración de la explotación de los campos de gas natural se determina de acuerdo a estudios técnicos especializados (E&P) que ayudan a conocer las reservas existentes y las probables, a fin de determinar la viabilidad técnica y también la producción. El rango de tiempo de duración es relativo y no es posible conocerlo con exactitud mediante un estudio de prefactibilidad por lo que, en este tipo de proyectos se toma en consideración la vida útil de todos los equipos para así poder determinar el horizonte de tiempo.

Para el campo Chuchupa se espera que, con el escenario de demanda actual el horizonte sea de aproximadamente 9 años más, las facilidades e inversiones se puedan recuperar por medio de la utilidad, de modo que se cumplan los objetivos de la empresa para el proyecto y se cierre con éxito el flujo de inversión.

Según la UPME (2015), los campos de Chuchupa, Ballena y Riohacha presentaron declinación sostenida durante todo el periodo 2014 y conforme a las declaraciones de producción de entonces (hasta 2023), se proyectó una tendencia al declive, datos que se han ratificado en las posteriores declaraciones y que respaldan la posibilidad de dar uso a las plataformas del campo Chuchupa una vez su producción potencial llegue al límite. También, de acuerdo con el informe de la bolsa mercantil de Colombia (BMC, 2022) en la declaración de producción de gas natural para el campo Chuchupa se expone la producción potencial para cada uno de los periodos hasta noviembre de 2031, como se observa en la tabla 4 y en la figura 16 (cifras en GBTUD).

Tabla 4

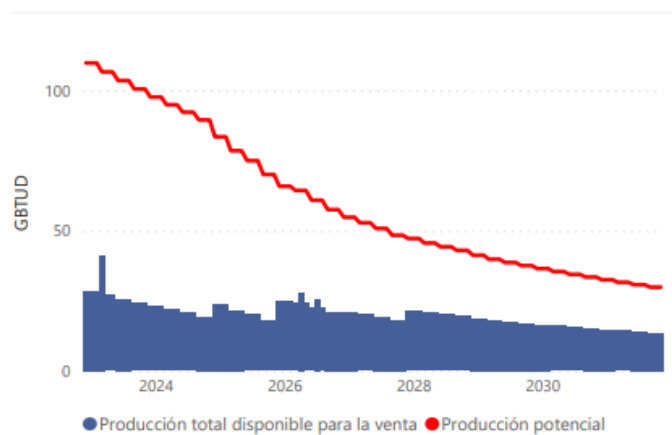
Declaración de producción de gas natural campo Chuchupa 2022 – 2031

Periodo	Producción comprometida	Producción total disponible para la venta	PC-Refinería de B/meja	PC-Refinería de Cartagena	Producción potencial
Dic/22-Nov/23	40	28	-	38	105
Dic/23-Nov/24	39	21	-	33	94
Dic/24-Nov/25	30	21	-	26	77
Dic/25-Nov/26	11	24	-	27	62
Dic/26-Nov/27	9	19	-	23	52
Dic/27-Nov/28	5	20	-	20	45
Dic/28-Nov/29	4	18	-	17	39
Dic/29-Nov/30	4	16	-	15	35
Dic/30-Nov/31	3	14	-	14	31

Nota: Adaptado de Bolsa Mercantil de Colombia (2022). *Declaración de Producción de Gas Natural 2022-2031*

Figura 16

Producción de gas natural campo Chuchupa 2022 – 2031



Nota: Tomado de Bolsa Mercantil de Colombia (2022). *Declaración de Producción de Gas Natural 2022-2031*

7.1. Escenarios de oferta y demanda

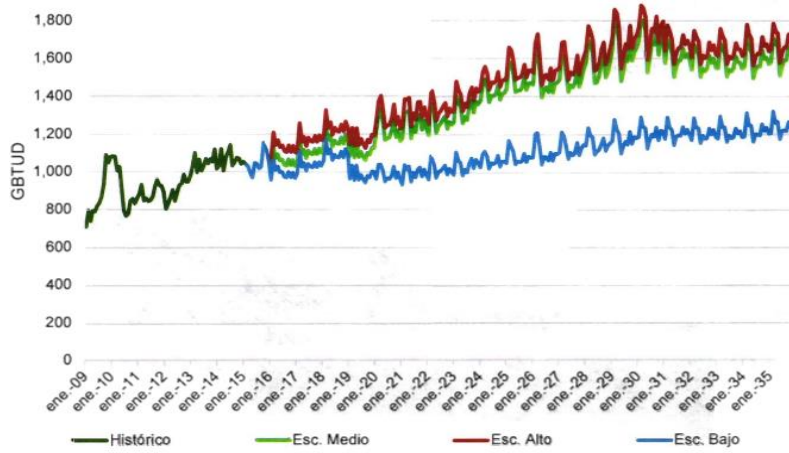
El análisis de la demanda se proyecta sobre tres escenarios, en el corto plazo, mediano y largo plazo, el escenario en el corto plazo se analiza teniendo en cuenta la situación actual, mientras que para el mediano y largo plazo se realizan estimaciones o proyecciones, a partir de datos obtenidos con base en el Informe de Recursos y Reservas y declaraciones de producción (UPME, 2017). Además, el potencial de producción se apoya en que en el largo plazo se encuentren nuevas fuentes de gas natural.

En Colombia, de acuerdo con la UPME (2017), es posible establecer tres escenarios para los próximos años, el primero en el que la oferta supera la demanda de gas natural; el segundo propone un equilibrio entre oferta y demanda; y el tercero, contempla un escenario de abundancia donde la oferta es muy superior a la demanda; teniendo en cuenta costos, volúmenes de producción y consumo del hidrocarburo.

En dicho estudio, resulta de especial interés la mención a la declinación natural de los campos Chuchupa y Ballena, que para ese año aportaron cerca del 20% de la producción. Mientras que para 2019 la contribución de los campos de la Guajira fue de 17.39% haciendo visible la reducción gradual en su producción (UPME, 2020). En la figura 17 se aprecian los diferentes escenarios proyectados para la demanda total de gas en Colombia hasta 2035.

Figura 17

Escenarios de la demanda total de gas natural 2016 – 2035

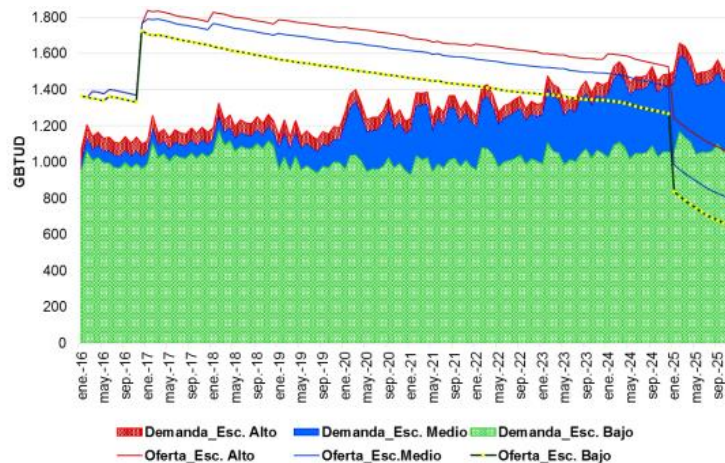


Nota: Tomado de Unidad de Planeación Minero-Energética (2016). *Balace de Gas Natural en Colombia 2016-2025*

En la figura 18 se presentan los escenarios de demanda estimados y se comparan con la oferta resultante de la declaración de la producción. A partir de estos datos, se realizó un balance cuatrimestral con la finalidad de determinar los periodos en los cuales podría presentarse superávit o déficit de gas natural a nivel nacional (UPME, 2016). Posteriormente, en la figura 19, se observa la proyección de este contraste hasta el año 2035.

Figura 18

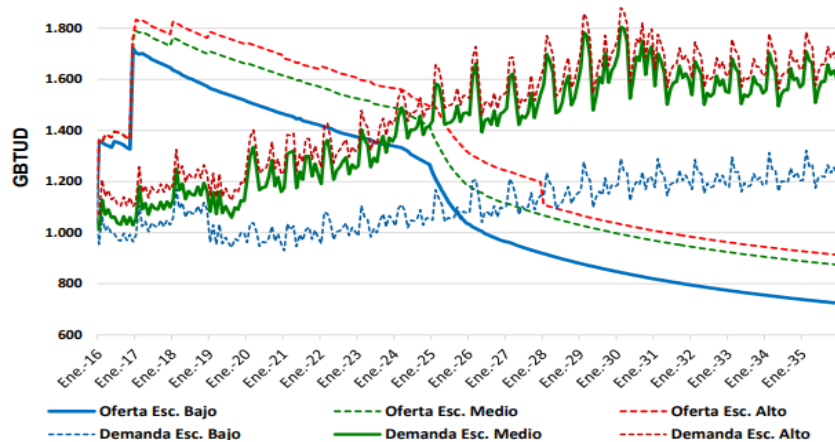
Escenarios de oferta y demanda de gas natural 2016-2025



Nota: Tomado de Unidad de Planeación Minero-Energética (2016). *Balace de Gas Natural en Colombia 2016-2025*

Figura 19

Balance nacional de gas natural combinando los diferentes escenarios



8. Nota: Tomado de Unidad de Planeación Minero-Energética (2016). *Balance de Gas Natural en Colombia 2016-2025*

8.1.1. Demanda

En las diferentes proyecciones de demanda de gas se reúnen los pronósticos para los sectores que comprenden el mercado del gas natural, entre los que destacan el industrial, comercial y termoeléctrico. Así mismo, se tienen en cuenta las distintas publicaciones sobre aspectos clave, realizadas por entidades como el Banco de la República o el Departamento Administrativo Nacional de Estadística (DANE) en relación con el aumento de la inflación, de la población y, por ende, del consumo a nivel nacional, esto producto del esperado crecimiento económico.

Respecto a este último, en el primer trimestre de 2022 el crecimiento de la economía fue de 8.5% impulsado por la industria, comercio, transporte, telecomunicaciones, así como el consumo en los hogares también aumentó; para 2023 se espera un crecimiento estimado de 3.3%, hacia 2024-2027 un 3.6 % que converge nuevamente a 3.3% desde 2028 hasta 2036 (UPME, 2022). Lo cual resulta positivo tras los esfuerzos hacia la recuperación de la reciente pandemia.

De acuerdo con el reporte de la Unidad de Planeación Minero-Energética de 2022, acerca de la proyección de la demanda de energía eléctrica, gas natural y combustibles líquidos, se espera que para 2023 la demanda de gas continúe con el comportamiento estacional histórico, es decir, sea moderada en los primeros meses y aumente hacia los últimos, así como aumenta la economía; también se estima hasta 2036 una tendencia al crecimiento en la demanda (UPME, 2022).

Lo anterior, coincide con proyecciones previas realizadas por la misma entidad, donde se planteaba además un crecimiento enfatizado en los sectores industrial, petrolero y comercial, principalmente en las regiones Tolima grande, noroeste, centro y noreste. También, en el reciente estudio para el plan de abastecimiento de gas natural la (UPME, 2020) plantea tasas de crecimiento anual en el consumo de los diferentes sectores, siendo las más altas para los sectores petrolero, termoeléctrico, gas natural vehicular (GNV), comercial, residencial y comercial.

Una vez conocidas las consideraciones es posible presentar la proyección de la demanda de gas natural, es relevante anotar que la unidad es GBTUD por año y que los valores expuestos en la tabla 5 corresponden a los establecidos para el denominado escenario medio, pues, según UPME (2022) los datos históricos presentaron mejor ajuste frente a este escenario. Si bien las proyecciones se calcularon hasta 2036 en el estudio, a continuación, se presentan hasta 2031.

Tabla 5

Proyección de la demanda de gas natural GBTU/Año

2023	2024	2025	2026	2027	2028	2029	2030	2031
555	558	560	562	565	567	569	571	574

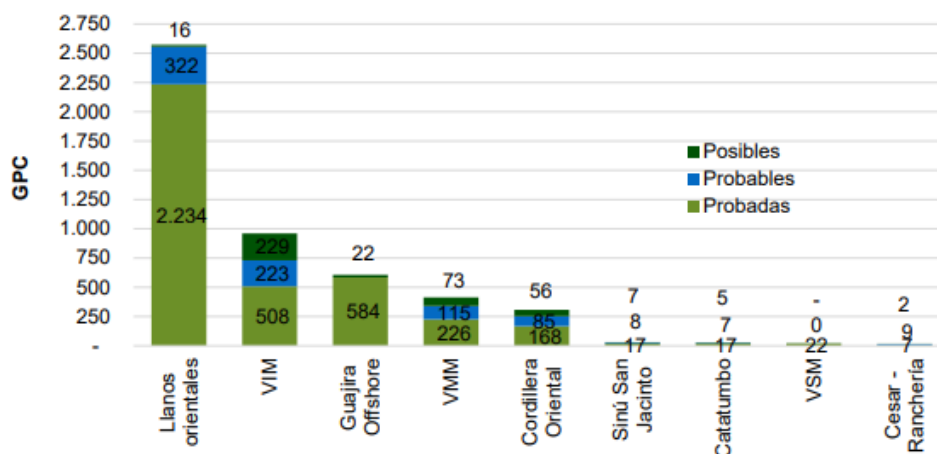
Nota: Adaptado de Unidad de Planeación Minero-Energética. (2022). *Proyección demanda energía eléctrica, gas natural y combustibles líquidos.*

8.1.2. Oferta

En relación con la oferta de gas natural es posible atribuir su proyección a algunos aspectos en concreto, como son la declaración de producción del Ministerio de Minas y Energía y las reservas, cuya localización para 2019 la cuenca de los Llanos Orientales con el 60% de reservas probadas, la Guajira con 15.4% y el Valle Inferior del Magdalena con 13.4%; dichas reservas están conformadas por las reservas probadas con una rentabilidad determinada según las condiciones económicas de la fecha del estudio, mientras las reservas probables y posibles pueden basarse en condiciones futuras del mercado y/o en el desarrollo de los yacimientos; en la figura 20 se observa el aporte por cuenca (UPME, 2020).

Figura 20

Reservas de gas natural por cuenca



Nota: Tomado de Unidad de Planeación Minero-Energética. (2020). *Estudio Técnico*.

Por un lado, la declaración de producción desde 2019 hasta 2022 presenta algunas variaciones en las cifras respecto al año anterior, aunque sin presentar mayores cambios en la tendencia general al declive. Por su parte, en las reservas tanto probadas como probables y posibles se proyecta un agotamiento en el mediano y largo plazo, las reservas probadas se pronostican en

decrecimiento constante, las probables en fluctuación y las posibles en aumento con variaciones en algunos años, estimando para 2031: 327 MPCD probadas, 84 probables y 139 posibles (ANH, 2022)

Conforme a los históricos presentados por la UPME (2017) la producción nacional de gas tuvo en 2013 el máximo nivel de producción con 1146 MPCD, a partir de 2014 este promedio diario se reduce cada año, así como la participación de los campos Ballena y Chuchupa en la Guajira disminuye de forma sostenida su contribución a los niveles de producción.

Cabe resaltar, los escenarios que se exponen en los apartados anteriores consideraron en su momento, en el escenario bajo solamente la declaración de producción, en el escenario medio se suman las importaciones y en el escenario alto se agregan el desarrollo de las reservas probables y posibles; sin embargo, poco se tuvo en cuenta el potencial de las operaciones offshore en el Caribe colombiano. En el año siguiente, se aumenta la probabilidad de mayores descubrimientos en las cuencas offshore, incorporando el modelo desde el año 2025, dados los elevados costos de implementación de estos proyectos y el tiempo empleado en el desarrollo de campos (UPME, 2017).

Por lo tanto, es posible afirmar que las actividades de exploración y producción offshore son de vital importancia para el abastecimiento de gas natural en el país y para el cubrimiento de la demanda en el mediano y largo plazo. Además, es clave el aprovechamiento de las capacidades e infraestructura existente en los actuales campos, pues permiten ampliar las perspectivas de nuevos proyectos y servir de apoyo en la ejecución de estos.

8.2. Árbol de decisión

El árbol de decisión resulta ser una herramienta gráfica en la que se pueden observar las diferentes alternativas y eventos asociados a estas, cuya finalidad es representar los ‘caminos’ que pueden aparecer tras una optar por una determinada alternativa. Como plantean Pinzón Ibáñez & Rincón López (2017), sirven de apoyo para tomar la decisión ‘más acertada’, ante un conjunto de posibles decisiones, pues facilita la visualización de un problema y organizarlo.

Según refiere Galvis Moreno (2006), los árboles de decisión son un instrumento predictivo y descriptivo en el cual se exponen de forma clara y explícita las posibles alternativas de decisión, eventos probabilísticos y consecuencias que se obtienen de las distintas vías de acción, de modo que, esta herramienta resulta apropiada en el modelado y valoración de proyectos que implican decisiones bajo incertidumbre.

En relación con la terminología asociada, es posible definir: los nodos de decisión indican que en ese punto se debe hacer una elección y son representados por un cuadrado; los nodos de probabilidad señalan que en ese punto sucede un evento aleatorio y se representan mediante un círculo; las ramas indican los diferentes caminos que pueden surgir cuando se toma una decisión o bien ocurre un evento aleatorio, también se comprenden como los resultados de las distintas interacciones entre las alternativas y dichos eventos (Silvente et al., 2013).

La construcción del árbol de decisión se inicia con el planteamiento de las alternativas de decisión, en primer lugar, se encuentra la opción de que las plataformas A y B del campo Chuchupa continúen su operación de la misma forma en que se viene haciendo. En segundo lugar, se propone la alternativa de iniciar siendo servicio de satélite para recepción y transporte de gas natural de campos/contratos aledaños. A partir de estas alternativas surge la ocurrencia de dos posibles

eventos en relación con la demanda, uno es aquel en el cual la demanda es alta mientras en el otro es baja.

La probabilidad de presentarse un escenario de alta demanda es mayor de conformidad con las proyecciones, donde esta se incrementa cada año. Por tanto, partiendo de la base donde las probabilidades son iguales, se toma el compendio de las variaciones porcentuales de la demanda y se adiciona este valor a la probabilidad base de 0.5 y la diferencia será la probabilidad de ocurrencia para el evento donde la demanda es baja, las probabilidades de estos eventos son indiferentes de la alternativa de decisión.

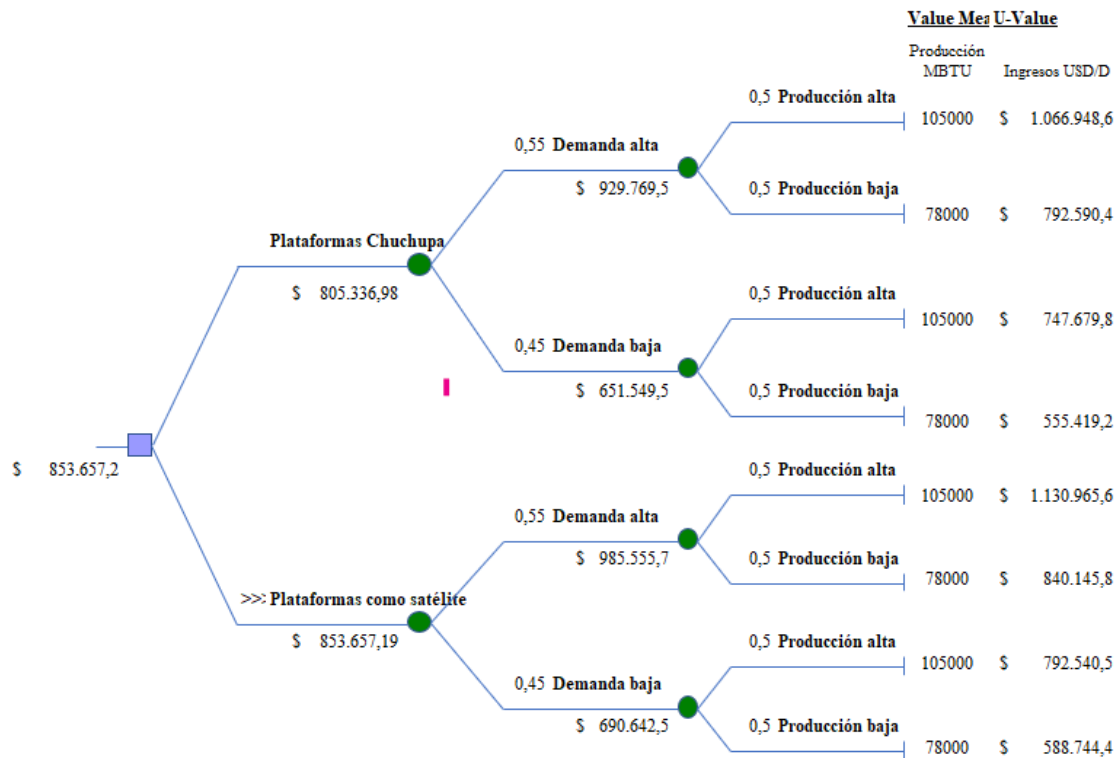
A continuación, de los niveles de demanda se derivan los posibles eventos en los que la producción es alta o baja. Sin embargo, dada la incertidumbre en este aspecto, las probabilidades de ocurrencia se toman iguales para los dos. También, para este planteamiento se considera que como mínimo se debe satisfacer la cantidad de la producción comprometida, así que este es el valor que se contempla como baja producción. Por lo que, para un evento de alta producción se toma el total de potencial de producción declarado para el año 2023 para el campo Chuchupa, en el que se incluye la producción comprometida y la disponible para la venta con base en los informes de la bolsa mercantil de Colombia (BMC, 2022).

En la figura 21 se observa el diagrama final construido. Adicional a las consideraciones anteriores se tomó en cuenta la proyección de precios de los energéticos en fuente, en específico los del año 2023; para la demanda alta el precio utilizado es el denominado como ‘alto’ en las proyecciones, para la demanda baja se tomó el precio denominado ‘bajo’. Por otra parte, para la alternativa de servir de plataformas receptoras, se agrega a los ingresos un porcentaje esperado de ingresos sobre el precio, este es del 20%, para el ejercicio es de una unidad, apenas un leve ingreso

adicional con el fin de describir las alternativas y exponerlas en términos financieros, no obstante, en el posterior flujo de caja se manifiestan y se sustentan con mayor profundidad.

Figura 21

Diagrama de árbol de decisión



En adición a lo anterior, es oportuno aclarar que no se hace un análisis extenso de la oferta, ya que se admiten los históricos y las proyecciones de producción y consumo a nivel mundial. Estos datos se exponen el último informe de la compañía colombiana PROMIGAS, (2022), donde se evidencian variaciones positivas en los niveles de producción, así como aumento en el consumo y disminución en las reservas probadas, pero, esta información es especialmente esencial para el país, pues confirma las conjeturas que aseguran que no encontrar nuevas fuentes de suministro las actuales serán insuficientes para la creciente demanda.

A partir del diagrama se logra evidenciar que el nivel de producción óptimo estimado a partir de los diferentes niveles de demanda es el nivel de producción alta, pues en cualquiera de los escenarios proyectados tanto con una demanda alta y baja, los ingresos son superiores, esto ayuda a tener una idea sobre los riesgos asociados que generan la incertidumbre sobre el futuro del proyecto. Además, considerando la proyección de la demanda es razonable inclinarse a proyectar cálculos para un nivel de producción alto, en un escenario donde lo más favorable es optar recibir y transportar el hidrocarburo.

El desarrollo de una clasificación de las incertidumbres es una tarea que trae beneficios en diferentes niveles y mejora el entendimiento y la comprensión de la problemática enfrentada, la visión presentada permite tener una idea del estado actual del campo Chuchupa sin embargo este diagrama solamente tiene en cuenta los ingresos sin tener en cuenta los costos y la disminución de las reservas por lo cual es necesario realizar teniendo en cuenta un nivel de producción alto para los próximos nueve años un análisis tanto del flujo de caja, como del VPN y TIR.

8.3. Flujo de caja e indicadores financieros

La herramienta financiera denominada flujo de caja, es útil en la medida que brinda información sobre los ingresos y egresos generados por la actividad productiva de una organización, por lo cual, permite pronosticar los ingresos y salidas durante un horizonte de tiempo que puede incluir meses, semestres y años; además, el flujo de caja operativo no incluye los ingresos y egresos relacionados con el financiamiento o con deudas, es decir, se asume que la organización se sustenta económicamente con recursos propios; también, su elaboración implica que la empresa construya pronósticos (Flores Hirache, 2013).

Un flujo de caja es el resultado de restar los egresos de los ingresos en un período determinado, para este caso se utilizaron los flujos de caja en términos corrientes en dólares y teniendo en cuenta la inflación. Los cálculos se realizaron considerando el caso en que el campo Chuchupa sirva como plataforma receptora de gas, dado el evidente declive de su producción, que también se proyecta hasta el 2031 donde será de 31 GBTUD (BMC, 2022).

Como se ha mencionado en capítulos anteriores, gracias a los informes del Ministerio de Minas y Energía, recuperados de la Agencia Nacional de Hidrocarburos ANH (2022) se obtuvieron las cifras históricas de producción del campo Chuchupa (apéndice A). De dicha información, se calcularon promedios de producción anual y se logró identificar el máximo de producción histórica en el año 2010, con un valor de 633.99 MPDC. A partir de esta cifra, se comprende que para ese año como mínimo se contaba con una capacidad igual o superior, lo que permitió una producción de tal magnitud.

Así que, en búsqueda de cuantificar la capacidad para el año 2023 es posible utilizar dicha cifra como referente, y junto a otros planteamientos establecer un porcentaje. Por un lado, se considera el desgaste y deterioro de equipos e instalaciones, el incremento en las regulaciones y la disminución porcentual del nivel de producción para 2022 con respecto a 2010 (aproximadamente 19%). Por otro lado, también es necesario tener en cuenta que las vidas útiles estimadas de equipos, redes y ductos oscilan entre los 10 y los 55 años y que se invierte en actividades de mantenimiento que favorecen e incluso prolongan la vida útil (ECOPETROL, 2022) y el hecho de contar en los históricos con el año 2020, donde se presentó una fluctuación importante en la producción a nivel mundial.

Además, es oportuno mencionar que si bien se presentó un aumento de 0.3% en la producción del campo Chuchupa en 2022 (datos a octubre), es leve y poco significativo, pues, en concordancia con las proyecciones, se prevé que continúe la tendencia histórica de merma. En ese sentido, se estima que para el año 2023, cerca de 13 años después, la capacidad del campo Chuchupa se encuentra como mínimo entre el 30% y el 40% de su máxima capacidad conocida (2010), en concreto, para efectos del cálculo se toma el menor valor, es decir, 190.2 MPCDC.

Desde luego, para la proyección es necesario disponer de un porcentaje de reducción de dicha capacidad que se verá reflejado en los años siguientes. Por tal razón, se obtiene el promedio del porcentaje de reducción en la producción en un 13.1%, también se contemplan las proyecciones de producción (BMC, 2022) y la depreciación de los activos asociados a exploración y producción (ECOPETROL, 2022) para establecerlo en 10%. De modo que, de la diferencia entre la capacidad y la proyección se obtiene la capacidad ociosa.

Por su parte, la posibilidad de operar como plataforma receptora se plantea dadas las condiciones tanto de capacidad ociosa proyectada, en promedio 57%, como de culminación de producción en el largo plazo. Inicialmente, en el corto plazo se otorgará 30% de dicha capacidad para servir de plataforma satélite, pues de acuerdo con Morles (2011) es conveniente efectuar un ensayo previo, que en lo posible debe hacerse con una muestra pequeña; para posteriormente incrementar en 20% y 40% para el mediano y largo plazo respectivamente. Se define el corto plazo hasta noviembre de 2023, el mediano hasta 2027 y el largo plazo hasta 2031, los periodos de tiempo se establecen de diciembre a noviembre del año siguiente, pues en las proyecciones se dan de esta forma (ver tabla 6).

Tabla 6

Utilidad y flujo de caja utilizando el campo Chuchupa como receptor de gas natural.

Año	Producción anual	Ingresos totales	Costo de producción total	Utilidad operativa	Flujo de caja libre
2023	9.776.160	\$ 13.922.736,4	\$ 4.872.958	\$ 9.049.779	\$ 5.882.356
2024	14.754.240	\$ 18.512.089,0	\$ 6.479.231	\$ 12.032.858	\$ 7.821.358
2025	14.646.816	\$ 17.119.055,4	\$ 5.991.669	\$ 11.127.386	\$ 7.232.801
2026	14.496.134	\$ 16.559.937,8	\$ 5.795.978	\$ 10.763.960	\$ 6.996.574
2027	13.730.521	\$ 16.057.385,2	\$ 5.620.085	\$ 10.437.300	\$ 6.784.245
2028	17.754.056	\$ 22.327.408,1	\$ 7.814.593	\$ 14.512.815	\$ 9.433.330
2029	16.356.650	\$ 21.954.498,6	\$ 7.684.075	\$ 14.270.424	\$ 9.275.776
2030	14.746.185	\$ 20.989.434,8	\$ 7.346.302	\$ 13.643.133	\$ 8.868.036
2031	13.397.567	\$ 19.830.949,8	\$ 6.940.832	\$ 12.890.117	\$ 8.378.576

Los cálculos se hicieron con base en la proyección de precios declarada por la UPME, (2022) en su ‘Proyección De Precios De Los Energéticos En Fuente De Producción Y En Plantas De Generación Enero 2022 – Diciembre 2037’. Estas cifras se proyectan desde 2022, puesto que en este año se conoció que, para el año 2021 el precio promedio ponderado de los contratos de suministro de gas natural suscritos durante el proceso de comercialización tuvo un valor de 5,54 USD/MBTU para la fuente de producción Chuchupa (BMC, 2021).

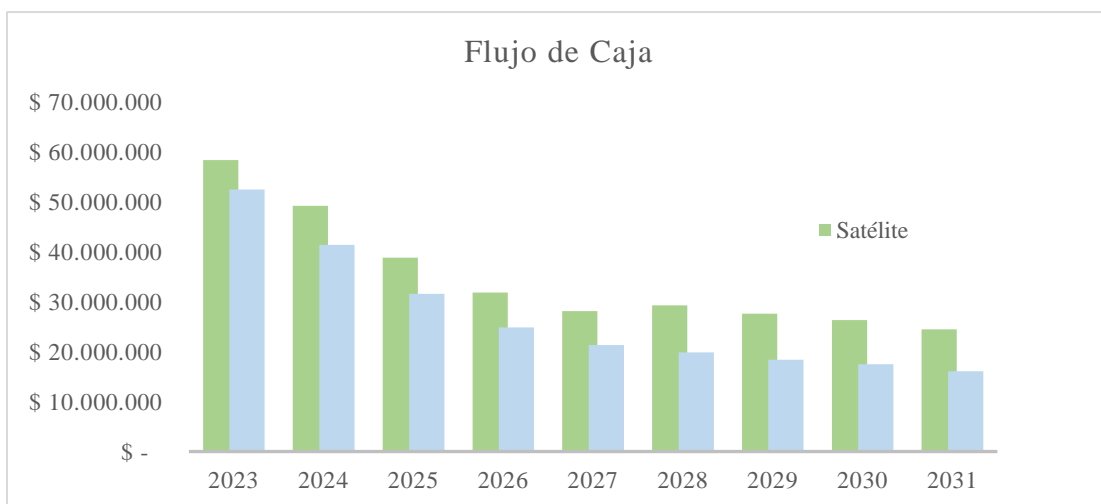
Sin embargo, se emplean los precios a partir de 2023 y para realizar las proyecciones se considera un escenario conservador con el fin de hacer estimaciones moderadas. Por lo tanto, para cada año hasta 2035 se toma el promedio del precio denominado como ‘bajo’ según la proyección de precios antes mencionada donde se presentan precios de referencia, altos y bajos por cada mes de los próximos 15 años. Ahora, en relación con los costos asociados a producción se considera

que estos son alrededor del 70% del precio de venta proyectado, en concordancia con los análisis realizados con anterioridad.

Por último, es necesario sopesar algunos supuestos para presentar las proyecciones, en primer lugar, se contempla que por servir de plataforma satélite recibirá el 20% de lo que serían los ingresos del productor (conforme a los promedios de precios) por concepto de transferencia de custodia, y, en segundo lugar, que este servicio representará un costo de por lo menos el 10% de lo que cuesta operar normalmente (ver apéndice D). En cuanto a la tarifa del impuesto de renta, esta se ampara en la ley 2155 de 2021, donde se decreta la tarifa general para las personas jurídicas en 35% a partir del año gravable 2022 (Ley 2155 de 2021, 2021). En la figura 22 se observa el comportamiento del flujo de caja para el campo Chuchupa contrastando su operación habitual con optar además por ser satélite.

Figura 22

Flujo de caja anual campo Chuchupa 2023-2031



El flujo de caja se realizó teniendo en cuenta que los costos de mantenimiento y conservación de los equipos de la plataforma que se incluyen en el costo de producción, la

producción estimada para 2023 es de 105 GBTUD y disminuirá progresivamente a medida que se vayan reduciendo las reservas hasta los 31 GBTUD en 2031. Además, esta herramienta permite entender los flujos de entrada y salida de caja o de efectivo en un año o periodo determinado, es decir que es la combinación neta de activos líquidos en un periodo determinado por lo tanto refleja de manera el estado de liquidez en el cual se encontraría el proyecto.

8.4. WACC

El costo promedio ponderado de capital o WACC por sus siglas en inglés (Weighted Average Cost of Capital) es sencillamente la tasa a la que se deben descontar los flujos de caja proyectados con el objetivo de obtener el mismo valor de las acciones que ofrece el descuento de los flujos para el accionista; es decir, puede apreciarse como el promedio ponderado entre un coste y una rentabilidad exigida (Fernández, 2019). Se trata de medir el costo de oportunidad de todas las fuentes de financiación, tanto con recursos propios como con deuda (Loscertales Alcaraz, 2019).

El WACC es una variable importante en la valoración de generación de utilidades en las organizaciones, aunque, es un obstáculo que ciertas variables son desconocidas dado el sector económico en que se desarrollan, así que, hay que asumir las del sector en general o incluso del país, que más se asemejen a la operatividad, además, se requiere considerar que el cambio en la tasa de referencia del país afecta las demás tasas involucradas en el cálculo del WACC (Diez Farhat, 2016).

En virtud de lo anterior, para efectos de realizar los cálculos se utilizó la tasa calculada por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) que es una entidad adscrita al Ministerio de Minas y Energía y es la encargada de regular los servicios de electricidad y gas. Esta entidad

publicó una resolución ‘por la cual se modifica el Artículo 4 de la Resolución CREG 096 de 2015 del valor de la tasa de descuento para la actividad de distribución de gas combustible’ en la cual se establece que para el año 2022 en adelante la tasa para dicha actividad es de 12.65% (CREG - Resolución 102002, 2022).

8.5. Valor presente neto

La decisión de invertir en un proyecto se compone de una serie de evaluaciones, para un inversionista es clave estimar el comportamiento a futuro de las variables que le permitan conocer la ventaja o desventaja que representa para sus intereses el negocio proyectado, en esta etapa es posible pronosticar, calcular y organizar la información con que cuenta para observar la tendencia en el horizonte que se extienda el proyecto (Londoño, 2001).

En este punto, se cuenta con los flujos a futuro y con la tasa de descuento, de forma que es posible calcular el valor presente neto para el proyecto objeto de estudio, dando como resultado un valor de USD \$17,256,871.83 y planteando una inversión de 20 millones de dólares. Si bien el VPN aparenta ser bajo para un proyecto de esta magnitud, se debe tener en cuenta que cuanto mayor sea el porcentaje otorgado para ser servicio satélite mayor serán las utilidades obtenidas y considerando la medida en las proyecciones es un valor sujeto de ajuste.

Es relevante este valor, pues, se alcanzan a cubrir todos los costos de operación, la tasa total impositiva del 35% y se genera liquidez y utilidades, lo anterior si estima que la tasa de descuento es conocida y es constante en el tiempo. Además, este método permite conocer información sobre el dinero a valor presente que rinde un proyecto después de recuperar la inversión, si el VPN es cero significa que rinde a una tasa igual a la tasa de descuento (Pacific Rubiales Energy, 2014).

8.6. Tasa interna de retorno:

La tasa interna de retorno es el valor relativo que hace igual el valor actual de los ingresos con el valor actual de los ingresos estimados, es decir, es un concepto que contiene discernimientos de matemática financiera al tratar valores actuales y también contables, pues incluye corrientes de entradas y salidas (Altuve G, 2004). De manera que, es posible conocer con mayor facilidad si aceptar o rechazar el proyecto de inversión, esta tasa interna de retorno se compara con la tasa mínima que es, para el caso, la misma tasa interna de oportunidad que se constituye como la tasa mínima aceptable de rendimiento para la inversión realizada.

Con respecto a la inversión, se considera una cifra de 20 millones de dólares teniendo en cuenta algunos aspectos, entre ellos el hecho histórico que trata sobre la inversión realizada en el campo por valor de 200 millones de dólares en el año 2012 para el mejoramiento de la infraestructura y la perforación de nuevos pozos (Ahumada Rojas, 2012). En el presente, cerca de 10 años después, se propone una inversión inferior con el propósito de adecuar y mantener la infraestructura en caso de optar por servir de plataforma satélite, ya que lo que hace atractivo el proyecto es precisamente la garantía de contar con facilidades para recepción y transporte del hidrocarburo.

Por tanto, se justifica la inversión para los próximos nueve años y se apoya en que en caso de optar por ser servicio satélite se obtiene una tasa interna de retorno de 34% de acuerdo con los cálculos realizados. Entonces, la TIR es positiva y superior al costo promedio ponderado de capital estimado en 12.65% indicando una favorable generación de utilidades y rentabilidad en los periodos proyectados. Si la TIR del proyecto es superior al WACC la organización estará creando valor para los accionistas, de ser menor será lo contrario (Bejar León et al., 2017). En ese sentido,

una inversión de 20 millones de dólares garantizaría la capacidad de recuperación y reutilización que tiene gran parte del capital fijo especialmente maquinaria y equipos que posee el campo Chuchupa.

9. Conclusiones

La conclusión central de esta investigación es que la plataforma Chuchupa B tiene las mejores características (capacidad técnica e infraestructura) para funcionar como servicio de recepción y producción gasífera satélite de pozos aledaños en los próximos años con un costo de inversión mucho menor que el de una plataforma Offshore y con una producción mayor que el campo Ballena, inclusive con una inversión moderada para los próximos nueve años podría seguir funcionando y generar utilidades positivas. No obstante, la plataforma Chuchupa A también posee características relevantes y de hacerse una inversión podría incluirse en esta.

La relación entre oferta, demanda y la cantidad de las reservas permite evaluar la viabilidad financiera de la inversión en continuar operando las plataformas del campo Chuchupa y tomar la decisión sobre la imposibilidad de dar continuidad al proyecto de plataforma Offshore, por otra parte la baja producción del campo Ballena y los cada vez mayores costos de operación (debido a la depreciación de los equipos) sugieren que sin una inversión que impida el deterioro de la capacidad de producción también las plataformas luego del 2030 probablemente no podrán continuar funcionando.

Debido a la declinación natural del campo Chuchupa en los últimos años, este ha tenido una disminución de sus reservas de gas natural calculadas para los próximos 10 años llegando este contrato a su límite económico. Por esta razón su participación en el suministro de gas natural a nivel nacional se verá reducido en el mediano plazo pasando del 13% para el año 2023 al 9% en

el 2025 haciendo atractiva de esta manera una mayor inversión tanto en la plataforma Chuchupa B, como en la búsqueda de nuevas reservas de gas que permitan garantizar la oferta con producción local y disminuir el riesgo de que el país se encuentre en la necesidad de importar el gas natural, por esa razón, podría ser satélite de contratos aledaños como el contrato RC-9 catalogado como PINE, lo que representaría una solución viable, ágil y económica comparada con una inversión en una nueva plataforma Offshore o un gasoducto de mayor extensión.

Se evidencia la importancia de realizar una evaluación financiera que, con herramientas sencillas como el flujo de caja, VPN y WACC que pueden ayudar a identificar con facilidad la viabilidad, los posibles riesgos y los retornos de una inversión, considerar variables técnicas y financieras permiten la implementación de modelos de análisis de riesgo como los árboles de decisiones. Los resultados obtenidos a partir del análisis de la evaluación financiera se ajustan a los valores encontrados en la bibliografía de referencia de los casos reales, el campo Chuchupa genera un valor presente neto esperado positivo, el cual se maximizó a través de la selección de una tasa adecuada de 12.65% según el análisis del WACC.

Cabe destacar que la evaluación financiera del campo Chuchupa se calculó con un precio promedio, por debajo del valor esperado para los próximos nueve años. Ya que, son probables las variaciones en los precios de gas natural en el corto y mediano plazo, con una tendencia hacia el incremento en el precio del gas natural a nivel mundial. Sumado a lo anterior, en Colombia la demanda de gas natural está aumentando a la vez que la capacidad productiva y las reservas de gas natural están disminuyendo; por lo que las plataformas Offshore serían financieramente viables siempre y cuando se den nuevos hallazgos que garanticen la producción y rentabilidad (PROMIGAS, 2022).

Dada la investigación realizada y los análisis de la bibliografía es posible afirmar que de no presentarse hallazgos significativos de nuevas reservas gas natural en los próximos años es probable que se presente un escenario de escasez en Colombia por lo que sería necesario racionar la distribución y el consumo lo que tendrá impactos negativos sobre algunos sectores de la economía, especialmente el sector industrial y el sector energético que juntos consumen más del 50% de toda la producción nacional de gas natural. Finalmente, la inversión en la conservación de las plataformas del campo Chuchupa genera un VPN esperado positivo, el cual es el resultado de maximizar la selección adecuada de la tasa del WACC. También, es posible afirmar que una inversión de 20 millones de dólares en el campo es suficiente para mantener la infraestructura y generar rentabilidad en el horizonte del proyecto.

10. Recomendaciones

El análisis de este caso demuestra que es recomendable aplicar a cualquier proyecto, independientemente de su tamaño, la metodología de análisis financiero ya que permite de manera práctica distinguir los riesgos, las oportunidades y la viabilidad. Además, puede ser necesario realizar el análisis regularmente en proyectos que ya están en marcha, o en los casos en los cuales hay inversiones por ejecutar pues el análisis financiero otorga la posibilidad de tomar decisiones oportunas a la hora de corregir desvíos que impliquen riesgos y también de disminuir o mitigar las pérdidas de valor.

También, se recomienda sistematizar la metodología de análisis financiero incorporándola dentro del proceso de control de la empresa como un subproceso de seguimiento de proyectos que permita conocer de manera precisa el desarrollo financiero del mismo y corregir a tiempo posibles desvíos. Pues, hay variables que están fluctuando continuamente como los precios o costos de

operación y en proyectos de largo plazo como el caso abordado es indispensable la sistematización y aplicación regular de esta metodología de análisis financiero para tomar decisiones oportunas disminuyendo los riesgos y la incertidumbre.

Por su parte, la política energética de Colombia para los próximos años permite el análisis de este tipo de proyectos especialmente relacionándolos con los costos de oportunidad que tienen frente a la rentabilidad de inversiones en combustibles con mayor aporte ambiental, seguridad y confiabilidad de abastecimiento, como lo son los combustibles ambientalmente sostenibles. Así mismo, las variables macroeconómicas desempeñan un papel fundamental en la variación de los precios tanto de producción como de venta de gas natural en Colombia, por lo cual es indispensable realizar un esfuerzo adicional en cuanto al análisis, control y proyección del comportamiento, volatilidad y desempeño de estas variables en proyectos de esta índole.

Por último, es importante tener en cuenta que la información suministrada en este proyecto se obtuvo en parte de proyecciones realizadas por diferentes entidades, por lo tanto, es susceptible de ajuste y actualización; en especial el valor tomado de la CREG para el WACC. Sin embargo, es un posible referente que permite hacer apreciaciones y estimaciones sobre distintos aspectos a considerar al plantearse evaluar proyectos de este tipo, contemplando campos que se encuentran cerca de su límite económico.

Referencias Bibliográficas

- Acosta, A. D. (2020). *EL RELEVO CHEVRON – HOCOL EN LA GUAJIRA - Boletín Virtual del Sector Minero - Energético*.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2022). *ANH. Production Statistics*.
- Ahumada Rojas, O. G. (2012, September 3). *Portafolio*. El Gas de La Guajira Llegaría a 700 Millones de Pies Cúbicos. <https://www.portafolio.co/economia/finanzas/gas-guajira-llegaria-700-millones-pies-cubicos-100230>
- Altuve G, J. G. (2004). El uso del valor actual neto y la tasa interna de retorno para la valoración de las decisiones de inversión. *Actualidad Contable FACES A*, 7(9), 7–17.
<https://www.redalyc.org/pdf/257/25700902.pdf>
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2007). *Contrato de Exploración y Producción de Hidrocarburos No 37 de 2007 ronda Caribe Bloque Rc-9*.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2013). *Los Contratos*.
<https://www.anh.gov.co/portalregionalizacion/Paginas/Los-contratos.aspx>
- Ardila Reyes, D. R. (2013). *Evaluación técnica y financiera de un prospecto geológico para el almacenamiento subterráneo de gas natural en Colombia*. Universidad Industrial De Santander.
- Arteaga Pérez, J. Karolina., & Herrera González, A. David. (2014). *Estado del arte de las estructuras offshore en el Caribe colombiano*.
- Ausderau, K. (2020). *Hocol adquiere participación e inicia operación de los campos de gas Chuchupa y Ballena en La Guajira*. 0–1.
- Baena Paz, Guillermina. (2017). *Metodología de la Investigación*. Grupo Editorial Patria.
<https://drive.google.com/file/d/1v0olUTM8z9qd39jZwtqSzSwzAjqnQGO/view>

- Barón Reatiga, M. A., & Serrano Serrano, L. A. (2012). Plan para la implementación del proceso de confiabilidad e integridad de equipos de superficie para los campos de producción de gas Chuchupa y Ballena en el departamento de La Guajira. In *Universidad Industrial de Santander*.
- Bejar León, L. M., Jijón Gordillo, E. R., & Soria Freire, V. J. (2017). Valoración de flujos futuros mediante el uso eficiente del costo promedio ponderado de capital (WACC). *Polo Del Conocimiento*, 2(7), 156. <https://doi.org/10.23857/pc.v2i7.231>
- Bolsa Mercantil de Colombia. (2021). *Declaración de Producción de Gas Natural 2021- 2030*. https://www.bmcbec.com.co/sites/default/files/2021-06/Informe%20Declaracion%20de%20Produccion%20de%20GN%202021-2030_04062021.pdf
- Bolsa Mercantil de Colombia. (2022). *Declaración de Producción de Gas Natural 2022-2031*. <https://www.bmcbec.com.co/sites/default/files/2022-05/Informe%20Declaraci%C3%B3n%20Producci%C3%B3n%202022-2031.pdf>
- Cabanillas, L., Rebori, L., Carstens, G., Soldo, J. C., Lovecchio, J. P., Vallejo, E., Marshall, P. A., & Vergani, G. (2013). Hidrocarburos Convencionales y no Convencionales. *Revista de Hidrocarburos*, 23(134), 40–48. https://cienciahoy.org.ar/wp-content/uploads/Revista_134_Hidrocarburos.pdf
- Casas Pérez, Katherine. (2019). *Sector gasífero en Colombia: importancia y retos para el autoabastecimiento y transición energética. - Crudo Transparente*. Crudo Transparente. <https://crudotransparente.com/2019/09/26/sector-gasifero-en-colombia-importancia-y-retos-para-el-autoabastecimiento-y-transicion-energetica/>
- Cerón, M. R., Oscar, G., Castellanos, M., Fernando, M., Arias, B., Montenegro, G., Christian, B., Gélvez, S., Mora, C., Reyes, J. P., Niño, H., Martínez, A., & Niz, L. (2009). *Agencia Nacional de Hidrocarburos: Oportunidades Exploratorias en la Cuenca Guajira Costa Adentro*. https://www.anh.gov.co/documents/2811/Geol_Gustavo_Montenegro_Buitrago_PDF.pdf

Chase, Richard; Jacobs F Robert, Aquilano, N. J. (2007). *Administración de operaciones producción y cadena de suministros*.

Ley 2155 de 2021, Por medio de la cual se expide la ley de inversión social y se dictan otras disposiciones 1 (2021). https://www.funcionpublica.gov.co/eva/gestornormativo/norma_pdf.php?i=170902

Consuegra, F., Dávila, W., & González, V. (2012.). *Mejoras en el sistema de control supervisorio de transferencia de custodia de la refinería de Cartagena*. Retrieved January 15, 2023, from <https://repositorio.utb.edu.co/bitstream/handle/20.500.12585/2722/0062886.pdf?sequence=1&isAllowed=y>.

Contreras, H. A. (2010). *Estimación de la incertidumbre de los métodos analíticos de la industria del petróleo*. <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2010/133802.pdf>

Coopersmith, E., Dean, G., McVean, J., & Storaune, E. (2000). La toma de decisiones en la industria del petróleo y el gas. In *Oilfield Review*.

Corporación Autónoma Regional de la Guajira. Resolución N° 00771 DE 2010, 1 (2010). https://corpoguajira.gov.co/web/attachments_Joom/article/208/0771.pdf

Corporación Autónoma Regional de la Guajira. Resolución 00394 de 2015, 1 (2015). <https://corpoguajira.gov.co/wp/wp-content/uploads/2015/02/RESOLUCI%C3%93N-No.-0394-DEL-10-DE-MARZO-DE-2015.pdf>

Corporación Autónoma Regional de la Guajira. Resolución 00941 de 2018, 1 (2018). <https://corpoguajira.gov.co/wp/wp-content/uploads/2018/09/RESOLUCI%C3%93N-No.-0941-DEL-10-DE-MAYO-DE-2018.pdf>

Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución 041 de 2008, 1 (2008). [http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/787f4001d6f7ccb70525785a007a703d/\\$FILE/Creg041-2008.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/787f4001d6f7ccb70525785a007a703d/$FILE/Creg041-2008.pdf)

Comisión de Regulación de Energía y Gas. Resolución 102002 de 2022, Pub. L. No. 102002, Ministerio de Minas y Energía 1 (2022).

[http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/b3b71c20a8d1a2590525881400739244/\\$FILE/Creg102%20002.pdf](http://apolo.creg.gov.co/Publicac.nsf/1c09d18d2d5ffb5b05256eee00709c02/b3b71c20a8d1a2590525881400739244/$FILE/Creg102%20002.pdf)

Cruz Cárdenas, A. Marcela., & Rodríguez Agredo, M. P. (2014). Evaluación financiera incluyendo impacto de riesgo para un proyecto de recobro mejorado en un campo colombiano de crudo pesado. In *Universidad Industrial de Santander* (Vol. 171, Issue 6). <https://doi.org/10.1530/EJE-14-0355>

Diez Farhat, S. (2016). Metodología de cálculo del costo promedio ponderado de capital en el modelo del WACC. *Revista Empresarial, ICE- FEE - UCSG*, 10, 33–45. <https://editorial.ucsg.edu.ec/ojs-empresarial/index.php/empresarial-ucsg/article/viewFile/50/44>

DNP. (2015). *¿Qué son los PINE?*

ECOPETROL. (2014). *Reporte Integrado de Gestión Sostenible*.

ECOPETROL. (2022). *Estados financieros consolidados 2021*.

<https://www.ecopetrol.com.co/wps/wcm/connect/78818ace-6b80-402d-8e03-3984a545ebae/Notas+GEE.pdf?MOD=AJPERES&attachment=false&id=1646426022938>

Fernández, P. (2019). WACC: definición, interpretaciones equivocadas y errores. *IESE*, 1–9.

<http://ssrn.com/abstract=1620871>

Flores Hirache, L. (2013). El flujo de caja como herramienta financiera. *Actualidad Empresarial*, 1–3.

<https://www.yumpu.com/es/document/read/14670602/iv-el-flujo-de-caja-como-herramienta-financiera-revista-actualidad->

Galvis Moreno, C. F. (2006). *Valoración de opciones reales usando árboles de decisión dinámicos y árboles binomiales desplazados. Un caso en la industria petrolera* [Universidad de los Andes.

<https://repositorio.uniandes.edu.co/bitstream/handle/1992/22880/u277303.pdf?sequence=1&isAllowed=y>

García Reyes, J. S., Herrera Velasco, S. L., & Cabarcas Simancas, M. E. (2017). Manejo del agua de producción para proyectos de gas en aguas profundas y ultra-profundas del Caribe Colombiano. *Revista Fuentes El Reventón Energético*, 15(2), 89–105. <https://doi.org/10.18273/revfue.v15n2-2017008>

García Rodríguez, M. J. (2000). La valoración financiera de las marcas: una revisión de los principales métodos utilizados. In *Investigaciones Europeas de Dirección y Economía de la Empresa* (Vol. 6, Issue 1).

Giraldo Jaramillo, C., & Rodríguez García, D. (2017). *Evaluación de formaciones para un descubrimiento de gas seco en el caribe colombiano, incorporando soluciones inversas, a partir de respuestas a modelos numéricos y analíticos*.
<http://52.0.229.99/bitstream/20.500.11839/6406/1/5112746-2017-2-IP.pdf>

Gualan Japón, R. V., & Granillo Pineda, K. M. (2010). *Evaluación Financiera Y Propuesta De Mejoramiento En La Empresa Comercial “HIPERMERCADOS DEL VALLE “CIA. LTDA.* Universidad Nacional De Loja.

Hernández Hernández, C. R., & Rodríguez Mérida, O. M. (2014). *Estudio técnico y financiero para el aprovechamiento del excedente de gas del campo casabe para generación de energía de pozos petroleros de Ecopetrol S.A.* <http://tangara.uis.edu.co/biblioweb/tesis/2014/152306.pdf>

Hernández Sampieri, R., Fernández Collado, C., & Baptista Lucio, P. (2010). *Metodología de la investigación* (5th ed.). McGraw-Hill Interamericana Editores. <https://www.icmujeres.gob.mx/wp-content/uploads/2020/05/Sampieri.Met.Inv.pdf>

- Isaza, J. (1982). Consideraciones sobre el contrato de asociación petrolera en Colombia. *Coyuntura Económica*, 12(1), 117–140.
- Jerez Amorocho, M. D., & Sánchez Valdivieso, O. L. (2008). *Modelo estadístico para la medición del riesgo financiero del proceso de crédito en el fondo de empleados de la universidad industrial de Santander FAVUIS*.
- Jørnsten, K. O. (1990). Sequencing offshore oil and gas fields under uncertainty. In *European Journal of Operational Research* (Vol. 58, Issue 2). [https://doi.org/10.1016/0377-2217\(92\)90206-O](https://doi.org/10.1016/0377-2217(92)90206-O)
- Londoño, C. A. (2001, December). El significado del valor presente neto y su importancia como criterio para evaluar económicamente proyectos de inversión. *Revista Académica e Institucional de La UCPR*, 53–58. <https://revistas.ucp.edu.co/index.php/paginas/article/view/2399/2215>
- Loscertales Alcaraz, Á. (2019). *Análisis de la estimación del WACC en la valoración de empresas* [Universidad Pontificia]. <https://repositorio.comillas.edu/xmlui/bitstream/handle/11531/31713/TFG-Loscertales%20Alcaraz%2c%20Alvaro%20.pdf?sequence=1&isAllowed=y>
- Márquez, J. C., & López-Victoria, M. (2010). *Seabirds on the Gas Extraction Platforms of Chuchupa, Guajira, Colombia*. <https://www.researchgate.net/publication/271443941>
- Martínez, N. L. (2019). *Diseño de una planta para el procesamiento de gas natural proveniente de los yacimientos offshore del caribe colombiano* [Escuela Técnica Superior de Ingenieros Industriales]. http://oa.upm.es/57174/1/TFM_NELSON_LEONARDO_FERNANDEZ.pdf
- Marulanda Blandón, J. C. (2018). *Evaluación del abastecimiento de gas natural en Colombia al largo plazo considerando incertidumbre*. <http://bdigital.unal.edu.co/72260/1/1152436726.2019.pdf>
- Morles, V. (2011). *Guía para la elaboración y evaluación de proyectos de investigación*. 91, 1–17. <https://www.redalyc.org/pdf/659/65926549008.pdf>

- Osorio, O. (1988). *Un enfoque diferente para medir la ociosidad en el costeo integral*. XVIII (1), 539–581.
- Pacific Rubiales Energy. (2014). *Evaluación económica de proyectos petroleros* (1st ed., Vol. 1). Hipergraph.
- Pérez Alonso, J. M. (2014). *Trabajo Fin de Máster OFF-SHORE: ESTUDIO TÉCNICO (CAMBIOS A PARTIR DE DWH)*. ESCUELA TÉCNICA SUPERIOR DE NÁUTICA UNIVERSIDAD DE CANTABRIA.
- Pinilla, E. T. (2015). Análisis económico y evaluación financiera de la extensión del contrato de asociación Guajira. In *Análisis económico y evaluación financiera de la extensión del contrato de asociación Guajira* (Vol. 53, Issue 9). <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Pinzón Ibáñez, Rocío Del Pilar; Rincón López, C. A. (2017). *Desarrollo de un modelo de cointegración y un árbol de decisión para caracterizar y determinar clientes que demandan facturación manual en gas natural de la ciudad de Bogotá*. Fundación Universitaria Los Libertadores.
- Prieto Luis, L. M. (2015). *Construcción e instalación de plataformas petrolíferas y unidades off-shore*. Universidad De La Laguna.
- Proaño Rivera, B., & Salgado Arteaga, J. C. (2005). *Propuesta Metodológica de Valoración de Empresas aplicada a Grandes Empresas en el Ecuador. Adaptación de los Modelos Z" de Altman y Flujos de Caja Descontados*. <http://dspace.uazuay.edu.ec/handle/datos/3059>
- PROMIGAS. (2019). *Gas natural en Colombia*.
- PROMIGAS. (2022). *Informe del Sector Gas Natural Colombia 2022*. <https://www.promigas.com/InformeSectorGas2022/Documents/Promigas%20ISGN%20COL%202022.pdf>

- Rodríguez Salas, I. A., & Severiche Ortégón, J. Sebastián. (2017). Evaluación técnico–financiera del potencial de los proyectos de producción offshore en la cuenca Sinú-offshore del Caribe colombiano y el dimensionamiento de volúmenes de hidrocarburos mínimos económicos. In *Hilos Tensados* (Vol. 1, Issue). <https://doi.org/10.1017/CBO9781107415324.004>
- Ruiz Rodríguez, L. N. (2019). *Evaluación socio ambiental, técnica y financiera para seleccionar el medio de transporte óptimo del gas natural, desde el pozo kronoz-1 hasta el puerto de Barranquilla.*
- Sancho Peña, V. (2016). *Estudio del comportamiento en la mar de una plataforma offshore tipo truss spar.*
- Segovia, R. (1995). *Mucho ruido acerca de nada.*
- Silvente, V. B., José, M., Hurtado, R., & Baños, R. V. (2013). *Cómo aplicar árboles de decisión en SPSS.* 6(1), 65–79. <https://doi.org/10.1344/reire2013.6.1615>
- Townsend Valencia, J. E., & Espinoza Marcillo, V. E. (2020). Apalancamiento y rentabilidad asociada a la estructura de capital del sector farmacéutico. *MAPA, Revista de Ciencias Sociales y Humanística*, 4(21), 140–159. <https://www.revistamapa.org/index.php/es/article/view/251/348>
- Unidad de Planeación Minero-Energética. (2017). Balance de gas natural 2017 - 2026. In *UPME* (Vol. 27, Issue 4). <https://doi.org/10.4067/S0718-07642016000400010>
- Unidad de Planeación Minero-Energética. (2015). *Balance de Gas Natural Final.* https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/BALANCE_GAS_NATURAL_FINAL.pdf
- Unidad de Planeación Minero-Energética. (2016). *Balance de Gas Natural en Colombia 2016-2025.* www.upme.gov.co

Unidad de Planeación Minero-Energética. (2017). *Balance de gas natural 2017*.

https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/Balance_Gas_Natural_2017-2026_26122017_VF.pdf

Unidad de Planeación Minero-Energética. (2020). *Estudio Técnico*.

https://www1.upme.gov.co/Hidrocarburos/publicaciones/PAGN_2019-2028.pdf

Unidad de Planeación Minero-Energética. (2022). *Proyección demanda energía eléctrica, gas natural y combustibles líquidos*.

https://www1.upme.gov.co/DemandayEficiencia/Documents/Informe_proyeccion_demanda_energeticos.pdf

Valencia Andía, W. (2011). Indicador de Rentabilidad de Proyectos: el Valor Actual Neto (VAN) o el Valor Económico Agregado (EVA). In *Industrial Data* (Vol. 14, Issue 1).