

Evaluación Financiera, Bajo Incertidumbre y Riesgo, del proyecto de Inversión para Mantener en Operación un Campo Maduro de Gas, en la Plataforma Continental del Mar Caribe Colombiano.

Andrés Mauricio Valois Oviedo y Andrés Felipe Molina Paba

Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniero de Petróleos

Director

Msc. Aristóbulo Bejarano Wallens

Universidad Industrial de Santander
Facultad de Ingenierías Físicoquímicas
Escuela de Petróleos
Bucaramanga

2020

Dedicatoria

A Dios mi padre celestial, quien por encima de todo obstáculo siempre me guía y acompaña, fortaleciéndome para afrontar cada reto de la vida. A mis padres Balduino Valois Castro y Eunice Isabel Oviedo Martínez por todo el sacrificio y el inmenso amor con el que velan por mi bienestar.

Y a todas aquellas personas que siempre esperan lo mejor de mí, aun en las peores situaciones.

Andrés Mauricio Valois Oviedo.

“Mira que te mando que te esfuerces y seas valiente;
No temas ni desmayes, porque Jehová tu Dios
Estará contigo en dondequiera vayas”

Josué 1:9

Dedicatoria

Dedico esta tesis a Dios principalmente por darme las capacidades para terminar este proyecto, él es y siempre será el centro de mi vida, a través de este proceso buscamos su guía y dirección y hoy podemos ver los resultados con satisfacción y alegría.

También a mi familia que siempre me apoyó e infundió fe desde el inicio del proyecto, a mis amigos y compañeros de estudio junto a quienes en trabajo en equipo construimos colectivamente el conocimiento, y por último y no menos importante, a mis profesores que brindaron sus conocimientos y sabiduría.

Andrés Felipe Molina Paba.

Agradecimientos

Gracias primeramente a Dios por nunca apartarse de mi lado, aun en los momentos más difíciles. Es gratificante para mí, poder agradecerles a mis padres por la formación, el respeto y los valores que han infundido en mí, pero sobre todo a mi madre, por no permitirme nunca desistir.

A mis hermanos mayores Andrés Felipe y Yohani Valois Oviedo, porque sin ellos no sería el hombre perseverante que me considero hoy en día.

Agradezco al director de tesis, el Magister Aristóbulo Bejarano Wallens, por aceptar ser director en esta investigación y aportar desde su conocimiento en la realización de esta.

A todos mis buenos amigos de la universidad, con los que aprendí que la vida universitaria no se limita solo al salón de clase sino también a la camaradería, a alegrarse por lo bueno y no dejarse achacar por lo malo, que todo en la vida es un proceso y hay que aprender a disfrutar de los buenos momentos junto a las personas que más se aprecia.

A Andrea Camila Rincón Cárdenas por su apoyo incondicional en mi vida desde el momento en que la conocí.

Agradezco a la Universidad Industrial de Santander, por el hecho de permitirme desarrollar, no solo a nivel profesional si no también personal, espero siempre poder enaltecerla. Por último, pero no menos importante, me gustaría agradecer a la escuela de Ingeniería de Petróleos y profesores, que con su dedicación me brindaron conocimiento, muchas experiencias y herramientas que me servirán para el resto de la vida.

Andrés Mauricio Valois Oviedo.

Agradecimientos

Gracias primeramente a Dios fuente de inspiración y sabiduría, él, es el que cumple todos los sueños y deseos de nuestros corazones.

Agradezco a la Universidad Industrial de Santander, la cual me abrió sus puertas para realizar y culminar mis estudios, enseñándome e instruyéndome para ser un profesional altamente capacitados y con valores éticos, y por supuesto, a la escuela de Ingeniería de Petróleos y profesores, que con su dedicación me brindaron conocimientos, muchas experiencias y herramientas que nos servirán para el resto de nuestras vidas.

Mi más sincero agradecimiento al director de tesis, el Magister Aristóbulo Bejarano Wallens, quien con su gran preparación, conocimientos, consejos y colaboración permitió el desarrollo de este trabajo.

Especial reconocimiento merecen mis abuelos Mary Sánchez y Flaminio Molina, quienes han sido mi motivación y ayuda incondicional, gracias a su amor y abnegación he alcanzado mi meta. A mi madre Rosa Paba por darme la vida y siempre ser un ejemplo de superación. A Gina Carreño quien fue mi apoyo y compañera durante toda mi carrera, sin ella no lo hubiera podido lograr, siempre me inspiró a ser cada vez mejor.

A mi tía Dorancy Paba que a pesar de la distancia, siempre sentí su apoyo y cariño, y más que eso sus grandes consejos.

Andrés Felipe Molina Paba.

Tabla de Contenido

Introducción	18
1. Objetivos.....	21
1.1. Objetivo General	21
1.2. Objetivos Específicos.....	21
2. Generalidades del Campo Chuchupa	22
2.1. La Subcuenca Baja Guajira.....	24
3. Escenarios de Mercado y Productividad.....	26
3.1. Escenarios de Mercado.	28
3.2. Escenarios de Productividad.	33
4. Evaluación Financiera de Proyectos de Inversión Petrolera.....	36
5. Metodología	41
6. Evaluación Financiera de un Proyecto de Inversión para Mantener en Operación un Campo Maduro de Gas en el Mar Caribe Colombiano	46
6.1. Evaluación Determinística	56
6.1.1. <i>Primer Escenario</i>	57
6.1.2. <i>Segundo Escenario</i>	58
6.1.3. <i>Tercer Escenario</i>	60
6.1.4. <i>Cuarto Escenario</i>	61
6.1.5. <i>Quinto Escenario</i>	63
6.1.6. <i>Sexto Escenario</i>	65
6.1.7. <i>Séptimo Escenario</i>	66
6.1.8. <i>Octavo Escenario</i>	68
6.1.9. <i>Noveno Escenario</i> :.....	70

6.1.10. <i>Síntesis de Resultados de la Evaluación Determinística</i>	71
6.2. Evaluación Probabilística.....	73
6.2.1. <i>Análisis de la Distribución De Probabilidad</i>	74
6.2.2. <i>Análisis de la Rentabilidad</i>	78
6.2.3. <i>Análisis de Valor Presente Neto (VPN)</i>	78
6.2.4. <i>Análisis de la Tasa Verdadera de Rentabilidad (TVR)</i>	79
6.2.5. <i>Análisis de la Relación Beneficio Costo (RBC)</i>	79
6.2.6. <i>Análisis del Periodo de Recuperación (PRI)</i>	80
6.3. Continuidad Operacional Del Campo Chuchupa	81
Conclusiones	85
Recomendaciones	87
Referencias Bibliográficas	89
Apéndice	94

Lista de Tablas

	Pág.
Tabla 1 Producción Acumulada Anual de Cada Proyección (MPCG)	49
Tabla 2 Reservas Probadas (MPCG).....	51
Tabla 3 Precio de Venta del Gas (USD/MBTU)	52
Tabla 4 Tasa de Depreciación Fiscal Anual	54
Tabla 5 Depreciación Anual del Activo	55
Tabla 6 Ítems Utilizados en la Evaluación Financiera	56
Tabla 7 Pronóstico de Producción Promedio Anual (MPCG).....	57
Tabla 8 Criterios de Evaluación del Primer Escenario.....	58
Tabla 9 Pronóstico de Producción Pesimista Anual (MPCG)	58
Tabla 10 Criterios de Evaluación del Segundo Escenario	59
Tabla 11 Pronóstico de Producción Optimista Anual (MPCG)	60
Tabla 12 Criterios de Evaluación del Tercer Escenario	61
Tabla 13 Pronóstico de Producción Promedio Anual (MPCG).....	61
Tabla 14 Criterios de Evaluación del Cuarto Escenario.....	62
Tabla 15 Pronóstico de Producción Optimista Anual (MPCG)	63
Tabla 16 Criterios de Evaluación del Quinto Escenario	64
Tabla 17 Pronóstico de Producción Pesimista Anual (MPCG)	65
Tabla 18 Criterios de Evaluación del Sexto Escenario	66
Tabla 19 Pronóstico de Producción Promedio Anual (MPCG).....	66

Tabla 20 Criterios de Evaluación del Séptimo Escenario	67
Tabla 21 Pronóstico de Producción Optimista Anual (MPCG)	68
Tabla 22 Criterios de Evaluación del Octavo Escenario.....	69
Tabla 23 Pronóstico de Producción Pesimista Anual (MPCG)	70
Tabla 24 Criterios de Evaluación del Noveno Escenario	70
Tabla 25 Síntesis de Resultados de la Evaluación Determinística	71
Tabla 26 Escenarios Rentables.....	72
Tabla 27 Variables de Entrada y Salida en la Simulación.....	74
Tabla 28 Pronóstico de Producción Bajo el Método Probabilístico	77
Tabla 29 Resultados Financieros	84

Lista de Figuras

	Pág.
Figura 1 Localización del Campo Chuchupa.....	22
Figura 2 Columna Estratigráfica.....	25
Figura 3 Consumo Mundial de Gas Natural.....	26
Figura 4 Producción de Energías a Nivel Mundial	29
Figura 5 Consumo de Gas Natural por Sectores	30
Figura 6 Precios Nacionales por Campo	32
Figura 7 Evaluación de Precios en Boca de Pozo	33
Figura 8 Participación por Departamento en la Producción de GN.....	34
Figura 9 Distribuciones de Probabilidad	45
Figura 10 Histórico de Producción	47
Figura 11 Linealización de la producción	48
Figura 12 Producción Acumulada Anual Proyectada (MPCG).....	50
Figura 13 Precio de Venta del Gas (USD/MBTU)	53
Figura 14 Flujos de Caja del Primer Escenario	57
Figura 15 Flujos de Caja del Segundo Escenario	59
Figura 16 Flujos de Caja del Tercer Escenario	60
Figura 17 Flujos de Caja del Cuarto Escenario	62
Figura 18 Flujos de Caja del Quinto Escenario.....	64
Figura 20 Flujos de Caja del Séptimo Escenario.....	67

Figura 22 Flujos de Caja del Noveno Escenario.....	70
Figura 23 Distribución de la Probabilidad del Precio del Gas (USD/MBTU).....	75
Figura 24 Distribución de Probabilidad Aplicada a la Producción inicial (MPCG).....	76
Figura 25 Distribución de Probabilidad Aplicada a la Producción final (MPCG).....	77
Figura 26 Distribución de Probabilidad del VPN.....	78
Figura 27 Distribución de Probabilidad del TIRM.....	79
Figura 28 Distribución de Probabilidad del RBC.....	80
Figura 29 Distribución Probabilística del PRI.....	81
Figura 30 Distribución de Probabilidad Obtenida para la Utilidad Neta 2023.....	82
Figura 31 Distribución de Probabilidad de Producción (MPCG).....	83
Figura 32 Distribución de Probabilidad del Precio del Gas (USD/MBBTU).....	83
Figura 33 Distribución de Probabilidad de la Utilidad Neta 2024.....	84

Lista de Apéndices

	Pág.
Apéndice. Criterios de Evaluación.....	95

Nomenclatura

GN	Gas Natural
ANH	Agencia Nacional de Hidrocarburos
CREG	Comisión de Regulación de Energía y Gas
UPME	Unidad de Planeación Minero Energética
EIA	International Energy Agency
KPCG	Miles de Pies Cúbicos de gas
GPCG	Giga pies Cúbicos de gas
MPCDC	Millones de Pies Cúbicos Día Calendario
VPN	Valor Presente Neto
TIR	Tasa Interna de Retorno
TIRM	Tasa Interna de Retorno Modificada
PR	Periodo de Recuperación
TVR	Tasa Verdadera de Rentabilidad
CF	Contrato Firme
CFC	Contrato de Suministro con Firmeza Condicionada
OCG	Contrato de Opción de Compra de Gas
MBTU	Millones de Unidades Térmicas Británicas
USD	Dólar Estadounidense
NBP	National Balancing Point
JKM	Japan Korea Marker

Glosario

Campo de gas: es una acumulación o grupo de acumulaciones de hidrocarburos en el subsuelo. Un campo de petróleo (gas o aceite) está formado por un yacimiento con una forma adecuada para el entrapamiento de hidrocarburos, que se encuentra cubierto por una roca impermeable o una roca que actúa como sello. Habitualmente, el término alude a un tamaño económico (Schlumberger Oilfield Glossary, 2019).

Campo maduro: es aquél donde se ha rebasado el pico de producción previsto en el esquema original de explotación. Un campo que ha sido producido por más de diez años está en declinación, siendo el rejuvenecimiento una opción costosa y menos atractiva que la explotación de campos en desarrollo (Durán & Ruiz, 2009).

Evaluación de proyectos: es un proceso que permite emitir un juicio sobre la conveniencia del proyecto. Este criterio está presente en cada etapa del “Ciclo de proyecto” (Thompson, 2016). La reducción de la incertidumbre en una oportunidad de negocio o la satisfacción de una necesidad se consigue realizando una adecuada evaluación de proyectos. Este proceso juega un papel trascendente, al permitir realizar ajustes en el diseño y ejecución del proyecto, de tal forma que facilite el cumplimiento de las actividades programadas y el logro de los objetivos.

Incetidumbre: como lo define Carmona (1995), existe un ambiente de incertidumbre cuando falta el conocimiento seguro y claro respecto del desenlace o consecuencias futuras de alguna acción, situación o elemento patrimonial, lo que puede derivar en riesgo cuando se aprecia la perspectiva de una contingencia con posibilidad de generar pérdidas o la proximidad de un daño. La incertidumbre supone cuantificar hechos mediante estimaciones para reducir riesgos futuros, y aunque su estimación sea difícil no justificará su falta de información.

Inversión: de acuerdo con el Glosario de términos económicos (2011), en términos macroeconómicos, la inversión es el flujo de producto de un período dado que se destina al mantenimiento o ampliación del stock de capital de la economía. El gasto en inversión da lugar a un aumento de la capacidad productiva. En finanzas, es la colocación de fondos en un proyecto (de explotación, financiero, etc.) con la intención de obtener un beneficio en el futuro (Banco Central de Reserva del Perú, 2011).

Modelo Determinístico: un modelo se define como determinístico cuando siempre que se someta a un mismo estímulo, reacciona de la misma manera. Los sistemas que representan los modelos deterministas carecen de incertidumbre, es decir, todos los cambios de estado del sistema se pueden predecir con certeza, y su comportamiento se evalúa con medidas de efectividad o eficiencia tales como: Costos, tiempo y utilidades. (Marco teórico, 2010).

Modelo Probabilístico o Estocástico: presenta una demanda o tiempo de entrega desconocido (es aleatorio), por lo que esta demanda o tiempo es expresado a través de una variable aleatoria (Betancourt, 2018). Por lo tanto, un modelo de inventario probabilístico hace uso de una distribución de probabilidad para especificar el valor de la demanda o de otra variable desconocida. Este es precisamente el aporte de la estadística.

Resumen

Título: Evaluación Financiera, Bajo Incertidumbre y Riesgo, del proyecto de Inversión para Mantener en Operación un Campo Maduro de gas, en la Plataforma Continental del Mar Caribe Colombiano.*

Autor: Andrés Mauricio Valois Oviedo, Andrés Felipe Molina Paba.**

Palabras Clave: Evaluación financiera, Análisis de riesgo, Incertidumbre, Distribución de probabilidad, Determinístico, Probabilístico, Simulación de Montecarlo, Campo de gas.

Descripción: Este trabajo de investigación presenta la evaluación financiera de un campo maduro de gas en el mar caribe colombiano, teniendo en cuenta el análisis de riesgo e incertidumbre, con el fin de determinar hasta qué punto seguirá siendo rentable su operatividad. Se plantean distintos escenarios de mercado y producción, determinados principalmente a partir de los datos históricos de producción y precio de venta en boca de pozo, siendo estas dos, las variables más representativas en los ingresos de los flujos de caja descontados en este tipo de proyectos.

Dicha evaluación inicialmente se realiza mediante un modelo financiero tradicional basado en una metodología determinística, obteniendo y analizando distintos criterios de evaluación. Posteriormente, se procede a implementar un modelo probabilístico a través de la simulación de Montecarlo, el cual permite integrar los distintos escenarios posibles teniendo en cuenta el riesgo y la probabilidad de ocurrencia de estos, acotando dicha probabilidad entre los percentiles 10 y 90. De esta forma se obtiene una evaluación más eficiente, con base en la cual se determina que lo más conveniente es continuar las operaciones de producción hasta el año 2023, ya que es el último periodo en el cual, se cuenta con una probabilidad del 90% (P10) de que los ingresos generados ese año sean de 6.137.074 USD, logrando fácilmente costear el abandono y desmantelamiento del campo y, aun así, percibir utilidades ese año, teniendo así un riesgo máximo del 10% de no poder costear el abandono del campo. En cuanto a las utilidades netas acumuladas, al abandonar el campo serían de 14.614.428 USD. Comparando ambas metodologías utilizadas para la evaluación financiera, es claro que la metodología determinística arroja resultados sobrestimados, desechando escenarios con una alta probabilidad de rentabilidad.

* Trabajo de Grado

** Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
Director: Ing. Aristóbulo Bejarano Wallens

Abstract

Title: Financial Assessment, Under Uncertainty and Risk, of the Investment Project to Keep a Mature Gas Field in Operation in the Continental Shelf of the Colombian Caribbean Sea.*

Author: Andrés Mauricio Valois Oviedo y Andrés Felipe Molina Paba. ††

Key Words: Financial Assessment, Risk Analysis, Uncertainty, Probability distribution, Deterministic, Probabilistic, Montecarlo Simulation, Gas field.

Description: This research work describes the financial assessment of a mature gas field in the Colombian Caribbean Sea, considering the analysis of risk and uncertainty, in order to determine how profitable its operation is going to be. Different market and production scenarios are proposed, determined mainly from historical production data and gas sales prices at wellheads, these two being the most representative variables in the discounted cash flow revenues of this type of project. This evaluation is initially carried out using a traditional financial model based on a deterministic methodology, obtaining and analyzing different evaluation criteria. Then, a probabilistic model is implemented through the Montecarlo simulation method, which allows to integrate the different possible scenarios taking into account the risk and the probability of their occurrence, limiting such probability between the 10th and 90th percentiles.

In this way a more efficient evaluation is obtained, based on which it is determined that the most convenient thing is to continue the production operations until the year 2023, given that it is the last period in which, there is a 90% probability (P10) that the earnings generated that year will be 6,137,074 USD, allowing easily to pay for the abandonment and dismantling of the field and, even so, to obtain profits that year. In terms of accumulated net profits, when leaving the project that year, they would be 14,614,428 USD. It is clear that the deterministic methodology gives overestimated results when comparing both methodologies used for the financial evaluation, discarding scenarios with a high probability of profitability.

* Trabajo de Grado

†† Facultad de Ingenierías Fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de Petróleos.
Director: Ing. Aristóbulo Bejarano Wallnes

Introducción

Con el transcurrir del tiempo, el crecimiento poblacional ha desencadenado a su vez una alta demanda energética, llevando consigo a un aumento en la búsqueda de fuentes de energía, y es allí donde la industria petrolera juega un papel muy importante en el desarrollo mundial. Los hidrocarburos abarcan gran parte de la matriz energética mundial, gracias a su cantidad de usos, sin embargo, cada vez es más ardua la búsqueda y obtención de este recurso energético, por lo cual, incrementa la complejidad en el desarrollo de proyectos petroleros y esto a su vez, se traduce en mayores inversiones.

La industria de los hidrocarburos es una de las industrias de mayor rentabilidad en el mundo, en la cual, para ejecutar cada proyecto es necesaria una gran inversión, lo que conlleva a un alto riesgo económico. Dicha inversión es de mayor grado cuando se habla de proyectos offshore, ya que es mucho más compleja la forma en que se realizan las distintas actividades E&P (evaluación, exploración, perforación, completamiento, producción y transporte de los hidrocarburos), sin embargo, la rentabilidad de estos proyectos también aumenta dejando así grandes utilidades a las compañías inversoras.

Inicialmente en la industria, las inversiones realizadas en el desarrollo de proyectos petroleros no tenían en consideración la evaluación de proyectos. Sin embargo, con el paso del tiempo fue necesaria esta evaluación para evitar incurrir en grandes pérdidas económicas, teniendo en cuenta las altas inversiones que estos proyectos representan. Dicha evaluación inicial, se realiza de manera determinística, lo cual no incluye los factores de incertidumbre que pueden estar presentes en este tipo de proyectos.

Lo que se busca en el desarrollo de estos proyectos actualmente, no es evitar el riesgo, sino identificarlo y tratarlo de forma estratégica, transformándolo así, en una ventaja competitiva en las inversiones (Neira, 2017). La etapa exploratoria es un ejemplo de esto, ya que maneja un alto grado de incertidumbre, debido a que es la etapa principal para descubrir si las estimaciones de volúmenes originales, realizadas previamente a la perforación exploratoria, son considerados atractivos o no comercialmente para continuar con el desarrollo del proyecto.

Durante el desarrollo de un proyecto petrolero, las incertidumbres y riesgos siempre estarán presentes, ya que estos están ligados inherentemente a dos factores: las variables y el futuro. “Una variable es un elemento que puede tomar diversos valores a lo largo del tiempo (futuro)” (Neira, 2017). De tal forma, que algunas variables desde un punto de vista técnico podrían ser controladas, pero otras, desde un punto de vista económico, social y geopolítico varían de forma aleatoria como podrían ser: la oferta y demanda del petróleo y gas, el crecimiento de la economía, la fluctuación de los precios de venta internacionales, etc. las cuales, aunque se estima su rango de variabilidad, no hay forma de determinar con precisión que ocurra según lo estimado, teniendo con ello un cierto grado de incertidumbre.

Una vez entra en operación el proyecto petrolero, la tendencia de la producción siendo un campo maduro junto a la variación del mercado, permitirá pronosticar hasta qué punto será viable económicamente continuar con el proyecto, por lo que como es de esperarse, la rentabilidad económica de un proyecto petrolero llega hasta un punto de la vida productiva del campo.

Las valoraciones de los proyectos de inversión en campos offshore para la industria del gas presentan un alto grado de incertidumbre, el cual deriva de diferentes factores anteriormente mencionados. Por consiguiente, realizar valoraciones estocásticas (probabilísticas) ofrecen mejores estimaciones en lo que respecta a la viabilidad técnica y financiera de los campos

gasíferos, permitiendo una valoración más adecuada del riesgo de inversión; lo cual es muy favorable si se tiene en cuenta las elevadas inversiones que se deben realizar en este tipo de proyectos (Jornsten, 1992).

Dicho lo anterior, no solo es importante tener una buena planeación del proyecto, sino también es necesario identificar los factores que pueden generar incertidumbre en el desarrollo de este, con lo cual, se puede generar así, un modelo de análisis para medir con mayor precisión hasta qué punto es económicamente viable continuar operando un campo.

La presente investigación toma como referencia un campo maduro de explotación de gas en el mar caribe colombiano, donde se aportarán metodologías al alcance de la academia con el fin de evaluar la continuidad operacional de un campo de gas bajo distintos escenarios de producción y mercado. Teniendo en cuenta que a nivel global este tipo de estudios económico en el área de petróleo y gas maneja una alta confidencialidad por parte de las empresas que realizan estos proyectos.

1. Objetivos

1.1.Objetivo general

Evaluación Financiera, Bajo Incertidumbre y Riesgo, del proyecto de Inversión para Mantener en Operación un Campo Maduro de gas, en la Plataforma Continental del Mar Caribe Colombiano.

1.2.Objetivos Específicos

Identificar y cuantificar probabilísticamente, los diferentes escenarios del mercado y productividad, para la continuidad operacional del campo.

Cuantificar las inversiones, los costos de operación y mantenimiento, impuestos, depreciaciones, amortizaciones, regalías, reservas legales, tasa de oportunidad, los horizontes de vida útil, y realizar los flujos de caja neto, en los diferentes escenarios identificados para la continuidad operacional del campo.

Aplicar algunos criterios de evaluación financiera de proyectos de inversión (VPN, TIR, PR, TVR) a cada uno de los escenarios identificados para la continuidad operacional del campo.

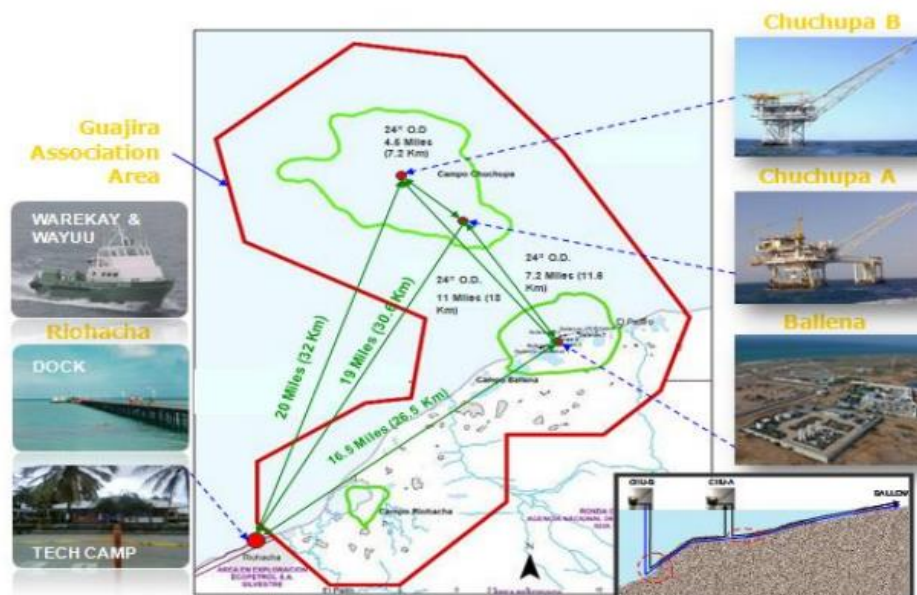
Aplicar simulación de Montecarlo, para integrar todos los escenarios evaluados financieramente, y valorar bajo incertidumbre y riesgo la viabilidad financiera de continuar la operación del campo.

2. Generalidades del campo Chuchupa

El campo maduro de gas, Chuchupa se encuentra ubicado en el Mar Caribe, en el departamento de la Guajira, al extremo norte de Colombia, en la cuenca baja de la Guajira. Este campo se constituye por dos plataformas marinas; Chuchupa A, la cual fue inaugurada en 1978, se encuentra ubicada 30.6 kilómetros mar adentro en dirección Noreste de la ciudad de Riohacha y comprende nueve (9) pozos productores de gas natural (97% metano) para lo cual dispone una capacidad de almacenamiento de 280 MPCD; Por otro lado, Chuchupa B, inaugurada en 1996, se encuentra ubicada a 32 kilómetros en dirección Noreste de la ciudad de Riohacha y comprende tres (3) pozos horizontales productores de gas natural y cuenta con una capacidad de almacenamiento de 450 MPCD. Ambas plataformas se encuentran conectadas mediante una línea de transferencia submarina (Pinilla, 2015).

Figura 1

Localización del Campo Chuchupa



Nota: En el mapa se ubican las dos plataformas que operan el campo Chuchupa Tomado de (Baron & Serrano, 2012).

Como se observa, inicialmente solo se contaba con una plataforma en producción, sin embargo, dada la alta demanda de gas en el país, fue necesaria la construcción de la segunda plataforma marina con el fin de suplir y masificar el consumo de gas a nivel nacional (plan de masificación del gas natural en Colombia).

En principio, el campo se encontraba operando bajo una asociación entre la empresa estatal Ecopetrol y Texas Petroleum Company (actualmente Chevron Petroleum Company), sin embargo, a través de un comunicado de prensa, (Hocol, 2019). Empresa filial de Ecopetrol comunica que asume la participación de Chevron en el contrato Asociación Guajira:

“Hocol se permite informar que el día 22 de noviembre de 2019, firmó un acuerdo con Chevron Petroleum Company para adquirir su participación en los campos de Chuchupa y Ballena ubicados en el departamento de la Guajira” (p.1).

En cuanto a producción, al tratarse de un campo maduro, la producción de este viene en declive desde el año 2009, año en el cual, el campo alcanzó una producción máxima de 665 MPCD; esto gracias a las modificaciones pactadas por Ecopetrol y Chevron en la extensión del contrato de Asociación Guajira, en el cual Chevron realizaría una serie de actividades en pro de mejorar la producción, entre otras.

El complejo de producción y compresión Ballena está localizado a 35 Kilómetros al Noreste de la ciudad de Riohacha. Este complejo tiene dos vías de acceso terrestre y una por vía marítima. Cuenta con 12 pozos productores de gas natural, un pozo monitor de presión y una estación para recolección, compresión y distribución de este, denominada también Estación Ballena. Esta estación recibe el gas proveniente de las plataformas Chuchupa “A”, Chuchupa “B” y los pozos del campo productor Ballena. La planta de turbo compresión se encuentra instalada en

el Complejo, su función es recibir el gas proveniente de plataformas y presurizarlo para su entrega a los distribuidores (Baron & Serrano, 2012).

2.1. La Subcuenca baja Guajira

La Cuenca de la Guajira es una de las principales fuentes de gas natural en Colombia, debido al número tan alto de reservas originales; 5250 GPCG. La cuales se distribuyen así:

- Campo Chuchupa: 3500 GPCG.
- Campo Ballena: 1257 GPCG.
- Campo Riohacha: 92 GPCG.
- Campo Santa Ana (declarado no comercial): 400 GPCG.

Sin embargo, teniendo en cuenta la ubicación del campo Chuchupa se hará énfasis en el sistema petrolífero que constituye a la Subcuenca de la baja Guajira. Ésta según Cerón et al. (2009), se encuentra formada de la siguiente manera:

Roca Generadora: en esta Subcuenca se han detectado hidrocarburos provenientes de intervalos de unidades del paleógeno y del neógeno (Campo Chuchupa-Ballena), como lo son las areniscas de las formaciones Jimol y Uitpa. La formación Uitpa está constituida principalmente por areniscas de ambientes de plataforma y es considerada el reservorio inferior en algunos de los pozos del campo Chuchupa.

Roca Reservorio: aquellas que presentan las mejores características son arenitas y calizas de las formaciones Jimol y Uitpa, depositadas en ambiente de plataforma.

Roca Sello: El sello lo constituyen las intercalaciones de lodolitas y calizas de las formaciones Jimol y Castillete.

En cuanto a las trampas, en la Subcuenca se encuentran trampas estructurales y estratigráficas; las de tipo estructural son generadas por la reactivación de un sistema de fallas. Por

otro lado, las de tipo estructural están determinadas por la superposición de los estratos sobre el basamento (Pinilla, 2015).

Figura 2

Columna Estratigráfica

PERIODO	EPOCA	UNIDAD	LITOLOGIA	
NEOGENO	HOLOCENO			
	PLEISTOCENO	Fm. Mongui		
	PLIOCENO			
	MIOCENO	Fm. Castilletes		
		Fm. Jimol		
PALEOGENO		Fm. Utpa		
	OLIGOCENO	Fm. Siamana		
	EOCENO			
	PALEOCENO			
CRETACICO	MAAST			
	CAMP	Fm. Guaralamai		
	SAN			
	CON			
	TUR	Fm. La Luna		
	CEN	Gr. Coggollo	Fm. Maraca	
			Fm. Apón	
	ALB			
	APT			
	BARR	Gr. Yanumil	Fm. Yaruma	
			Fm. Moina	
	HAU			
	VAL			
	BERR		Fm. Palanz	
		Fm. Kezima		
JURASICO	SUP	Gr. Coedras	Fm. Jipi	
	MED		Fm. Chinapa	
	INF		Fm. Caju	
			Fm. Cheterfo	
TRIASICO	SUP	Gr. Coepo	Fm. Uilpana	
	INF		Fm. Rancho Grande	
			Fm. Guasesapa	
		BASAMENTO		

Nota: Columna estratigráfica generalizada de la Subcuenca de la Baja Guajira. Fuente (Garcia et al., 2011).

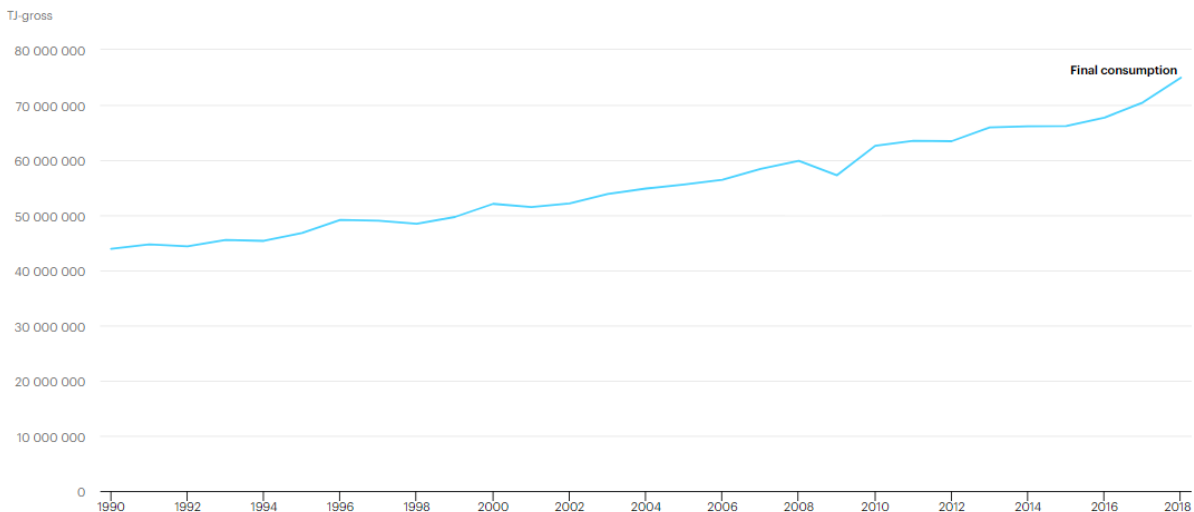
3. Escenarios de mercado y productividad

El incremento de la demanda mundial de gas en los últimos años ha presentado un aumento considerable en comparación a otras energías como lo son el petróleo y el carbón. El gas natural tuvo un año notable en 2018, con un aumento del 4,6% en el consumo que representa casi la mitad del aumento de la demanda mundial de energía (International Energy Agency (EIA, 2018)).

A nivel nacional también se presenta este aumento, con lo cual la producción del país requiere aumentar significativamente si se desea continuar con autosuficiencia energética en lo que al gas respecta.

Figura 3

Consumo Mundial de Gas Natural



Nota: La gráfica muestra el consumo mundial de 1990 hasta 2018, la cual muestra una tendencia de aumento.

Tomado de International Energy Agency (EIA, 2018).

Cabe resaltar, que la demanda nacional de gas en Colombia según la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME) se encuentra en un promedio de 1.200 millones de pies cúbicos

diarios, los cuales, en su mayoría suplen la producción de gas de los departamentos de Casanare y la Guajira.

Como se evidencia en el artículo *“Se calienta pulso por el suministro del gas natural”* publicado por El Tiempo (Ahumada Rojas, 2020):

La Contraloría señala que en 2022 la oferta de gas no alcanzará para cubrir la demanda, señalando que desde 2012 las reservas presentan una declinación progresiva y sostenida, mientras que la oferta tuvo un máximo de 1.249 millones de pies cúbicos día en 2013 y para 2018 bajó a 912 millones de pies cúbicos diarios, un 27 por ciento menos.

Es evidente la gran necesidad del país de aumentar sus reservas de gas lo más pronto posible mediante la exploración y el descubrimiento de nuevos yacimientos de gas, aprovechando el gran potencial gasífero que se estima en las zonas del Mar Caribe y el Valle Medio del Magdalena.

Por otro lado, también es necesario tener en cuenta el comportamiento del mercado del gas, que como anteriormente se menciona, está ligado a su oferta y demanda, y esto a su vez genera una fluctuación en el precio de este. Cabe resaltar que dicha volatilidad del precio del gas no es semejante a la del petróleo, haciendo así que el negocio del gas sea más estable.

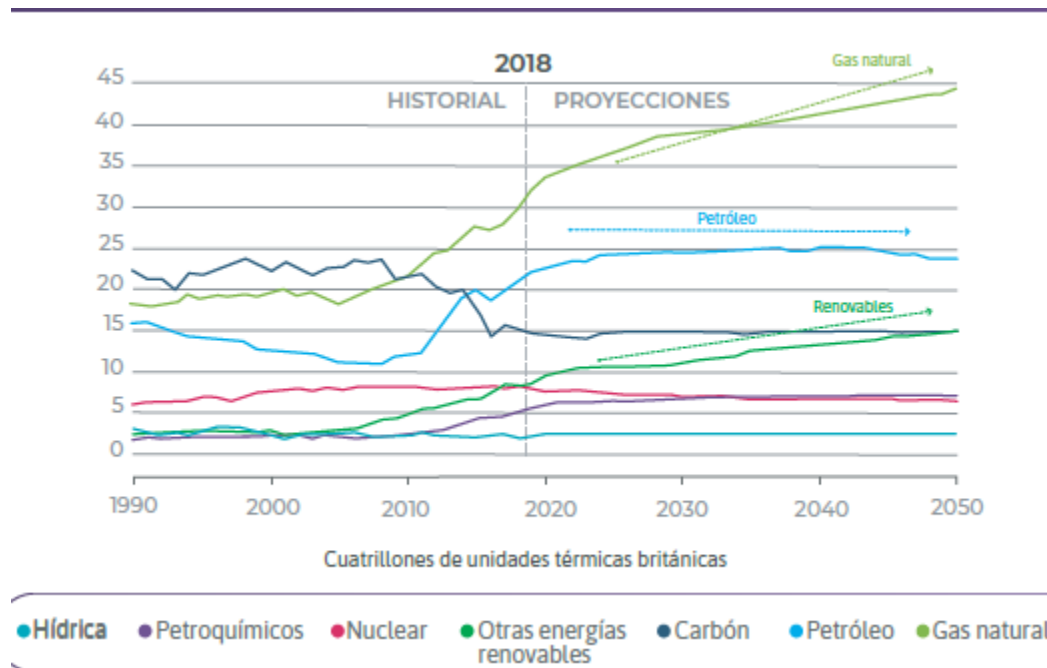
A nivel mundial son varias las referencias de gas que regulan el precio del gas, sin embargo, en Colombia, el precio en cabeza de pozo es regulado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

A continuación, se hablará bajo que escenarios de producción y mercado se realizará la evaluación del campo.

3.1. Escenarios de mercado.

A lo largo de los años, la demanda energética mundial ha presentado un incremento constante, y con ello se ha abierto un amplio portafolio de energías entre las que podemos encontrar, energías renovables; hidroeléctrica, eólica, eléctrica, etc. y las no renovables; nuclear, y las provenientes de combustibles fósiles. En estas últimas, el carbón, el petróleo y el gas representan un gran porcentaje de la torta energética, siendo el petróleo la fuente de energía de mayor consumo en el mundo, puesto que, gracias a su cantidad de derivados, ha logrado cubrir un gran número de necesidades.

Sin embargo, desde un punto de vista ambiental, y teniendo en cuenta su gran uso en la generación de energía eléctrica y las diferentes industrias, el gas ha venido escalando en el mercado mundial logrado así, ser la fuente energética con mayor porcentaje de crecimiento en comparación con las otras. Es decir que mientras el consumo de petróleo y carbón se mantiene constante. El gas natural, junto a las energías renovables presenta un aumento en su demanda y producción, como lo deja ver a continuación la Asociación Colombiana de Gas Natural.

Figura 4*Producción de Energías a Nivel Mundial*

Nota: El gas seguirá creciendo en producción y demanda por ser un combustible limpio, disponible y competitivo. Tomado de la Asociación Colombiana de Gas Natural (Naturgas, 2019).

Como se mencionaba anteriormente, a nivel ambiental, el gas natural es la fuente más limpia entre las no renovables, ya que su emisión de CO₂ es significativamente menor si se compara con el petróleo o el carbón, siendo de 117 lb CO₂/MBTU comparado con 167 lb CO₂/MBTU y 223 lb CO₂/MBTU del petróleo y el carbón respectivamente.

La demanda de gas en Colombia se encuentra en un promedio de 1.200 millones de pies cúbicos diarios, la cual, año tras año tiende a aumentar paulatinamente. Sin embargo, dadas las reservas actuales del país, las cuales rondan cerca a los 3,1 terapiés cúbicos de gas, Colombia estaría frente a un desabastecimiento de gas en el año 2022, (UPME, 2018).

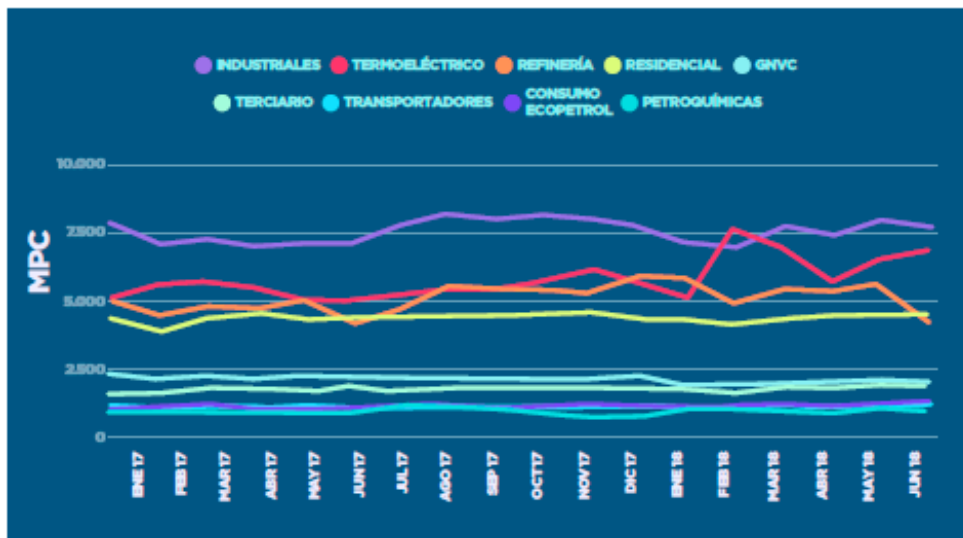
En vista de esto, se hace cada vez más estrecha la brecha que conducirá al país a la importación de gas natural, por lo cual, en Colombia se adelantan proyectos en pro de dicha necesidad, como lo es la planeación de un planta de regasificación en el puerto de Buenaventura,

y la actual planta de regasificación de Cartagena, la cual en el año 2018 recibió 7 cargamentos de gas natural licuado, entregando así 10.352 millones de pies cúbicos al sistema de transporte de gas nacional (Naturgas, 2019).

En materia de consumo, según la UPME (2018), en Colombia los sectores que encabezan la lista de consumidores son: Industriales, termoeléctricos, las refinerías y por último el residencial.

Figura 5

Consumo de Gas Natural por Sectores



Nota: Las industrias son las que más consumen gas natural. Fuente de la Unidad de Planeación Minero Energética (UPME, 2018).

En materia de precios del gas, a nivel mundial este se encuentra segmentado en tres grandes mercados: Asia, Europa y Estados Unidos, y es de aclarar que existe una diferencia significativa en cada uno de estos, ya que, a diferencia del Henry Hub de Estados Unidos, el NBP en Europa y JKM de Japón regulan sus precios de gas según la variación del precio del crudo y sus derivados. Estados Unidos gracias a la producción de gas de esquisto, a partir del 2012 regula su precio en base a la oferta y demanda nacional, permitiendo así la no relación entre precios de crudo y gas.

Según la proyección de precios de los energéticos realizada por la UPME en 2018, una comparación de los precios de las referencias anteriormente nombradas deja ver como el NBP en el 2017 alcanza los 4.2 USD/MBTU, mientras que el JKM se cotizo en Japón y Corea en los 7.5 USD/MBTU, con tendencia al alza a largo plazo, dejando en evidencia el alto costo del gas en los mercados asiáticos. En contraposición tenemos al Henry Hub que, con la demanda presentada en estados unidos durante el año 2017, se mantuvo en un precio promedio de 3 USD/MBTU.

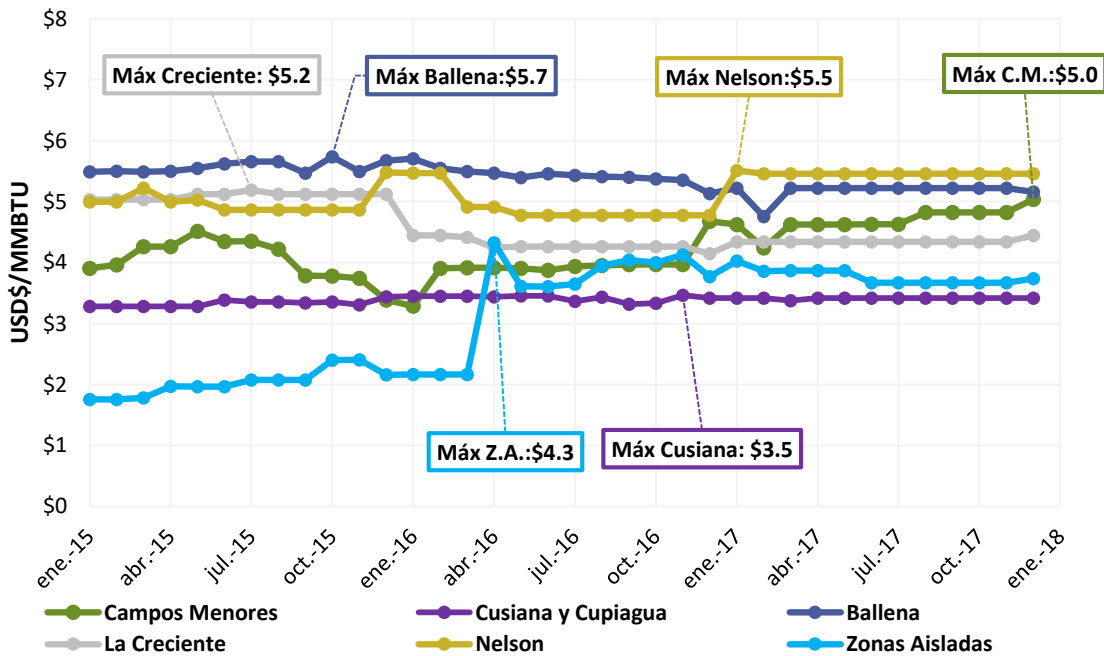
A nivel nacional, el Ministerio de Minas y Energía, designa a la CREG (Comisión de regulación de Energía y Gas) como organismo de control y regulación en materia de comercialización, por medio de la resolución 089 del 2013 por la cual se reglamentan aspectos comerciales del mercado mayorista de gas natural, que hacen parte del reglamento de operación del gas natural, la cual busca liberar el precio del gas natural, siendo así, fijado mediante un acuerdo entre productores y comercializadores del mercado primario de gas como se indica en el título III (aspectos comerciales del mercado primario) capítulo IV (comercialización del gas natural) artículo 29 de la regulación anteriormente mencionada. Dicho acuerdo se resume en un contrato bilateral a largo plazo no inferior a cinco años, que, según lo establecido por la CREG, puede ser: (1) contrato firme o que garantiza firmeza (CF), (2) contrato de suministro con firmeza condicionada (CFC), (3) contrato de opción de compra de gas (OCG), (4) contrato de opción de compra de gas contra exportaciones, (5) contrato con interrupciones. El precio fijado por las partes será sometido a una actualización anual según la fórmula establecida en el anexo 4 de la resolución CREG 089 del 2013 modificada por la resolución CREG 105 del 2015.

Como se evidencia en la **Figura 6**, se puede observar que el precio del gas varía con relación al campo, sin embargo, no dependen entre sí, ya que mientras los precios de la costa pueden disminuir, los del interior del país puede aumentar o mantenerse. Dejando en claro que los

precios no tienen un comportamiento general, sino que dependen únicamente del acuerdo de compraventa entre productor y comercializador.

Figura 6

Precios Nacionales por Campo

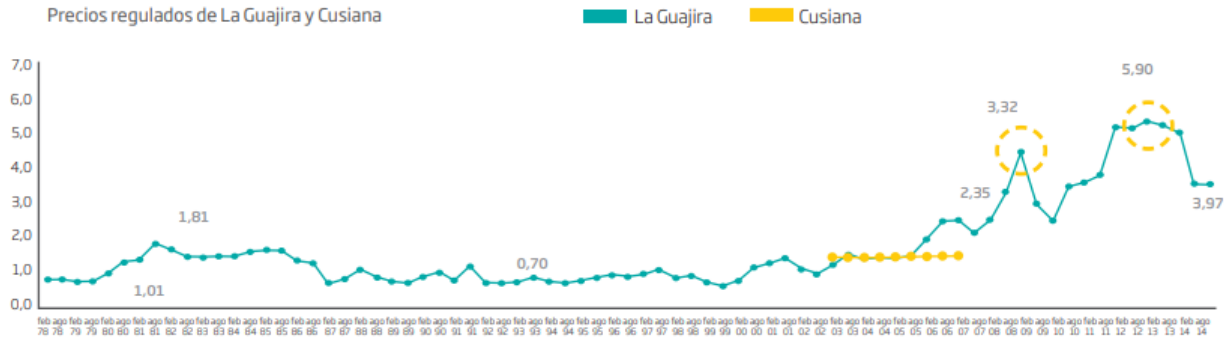


Nota: La línea de Ballena describe también los precios de Chuchupa. Tomado de (UPME U. d., 2018).

A continuación, es evidente que la liberación de precios por parte del estado favoreció el precio del gas de la Guajira, el cual, en sus inicios era regulado por la resolución 039 de 1975.

Figura 7

Evaluación de Precios en Boca de Pozo



Nota: Fuente (Promigas, 2014).

Emitida por la comisión de precios del petróleo y gas, con lo cual el precio tenía relación con el precio de venta e importación del fuel oíl. Posterior a esto con la aparición de la CREG, la resolución 023 del 2000 acogió todas las anteriores resoluciones, sin embargo, cada vez se tenía una nueva resolución que se centraba en establecer precios máximos para el gas en boca de pozo hasta la llegada de la resolución CREG 039 del 2013.

3.2. Escenarios de productividad.

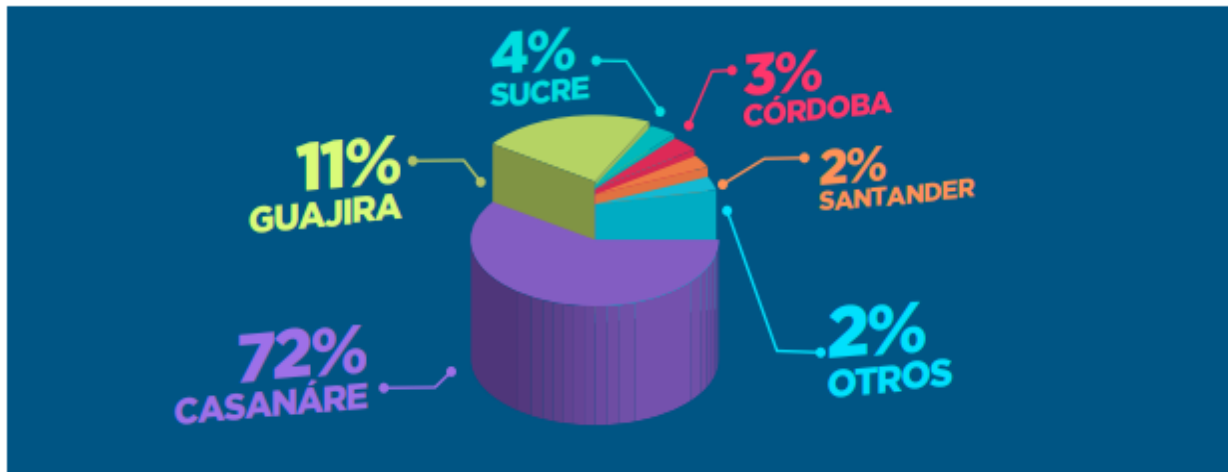
Con el incremento de la demanda de gas a nivel mundial, también se experimenta una mayor exploración y hallazgo de fuentes no convencionales para la obtención del recurso, y han sido los yacimientos no convencionales de Shale los que en los últimos años han jugado un papel muy importante en la producción de Estados Unidos, no solo de petróleo sino también de gas natural, posicionándolo como el principal productor de gas a nivel mundial en el 2019, seguido de Rusia, Irán, Qatar, Canadá, China, Noruega y Arabia Saudí, Australia, Argelia.

A nivel nacional, en cuanto a producción de gas natural, según la UPME (2018), Casanare es el departamento de mayor producción, principalmente con los campos Cusiana y Cupiagua,

seguido de este, encontramos al departamento de la Guajira, el cual desde la década de los 70 viene aportando una significativa cantidad de gas al país, actualmente desde sus dos campos Chuchupa y Ballena. A continuación, se presenta la distribución porcentual a lo corrido de mayo 2018.

Figura 8

Participación por Departamento en la Producción de GN



Nota: La Guajira solo Aporta un 11% de la producción del gas natural. Tomado de (UPME U. , 2018).

El campo de gas Chuchupa, se encuentra en producción desde el año 1974, inicialmente con la plataforma de producción Chuchupa A, y posteriormente una segunda plataforma, Chuchupa B, dicho campo incrementó en gran medida las reservas nacionales de gas, sin embargo, tras alcanzar en el 2009 un pico máximo de producción, actualmente, y tras 46 años de producción el campo en declive, aún es rentable. Siendo precisamente esta, una de las principales características de un campo maduro. Já Palekn y Rietz (como se citó en Gandulay & Tapia , 2012). Afirma que “un yacimiento maduro es todo aquel que ha producido lo suficiente para desarrollar una tendencia bien definida de producción y presión”.

Lo anterior permite, realizar un pronóstico de producción, logrando estimar económicamente, hasta qué punto es viable la operación del campo, planteado distintos escenarios en la producción proyectada. En consecuencia, debido al tiempo de producción presente en el campo Chuchupa, este es considerado un campo maduro de gas que presenta un aporte importante en la producción de gas natural del país, el cual debido a algunas etapas de compresión alcanzo un pico máximo de producción en el año 2009, como se mencionó anteriormente. Posterior a esto, la producción ha venido en declive, según la Agencia Nacional de Hidrocarburos, la producción del campo llegó a una producción promedio de 126,9 millones de pies cúbicos diarios en febrero del presente año.

Teniendo en cuenta que todo yacimiento, sea de gas o de petróleo, se agota, solo se logrará mantener o aumentar su potencial de producción si se aumentan las reservas de este, mejorando la actividad exploratoria del yacimiento e identificando áreas de interés (área con oportunidad) que aún no aportan a la producción, siendo esta una forma de aumentar las reservas del campo Chuchupa, así como lo expresa Rafael Guzmán, CEO de Hocol en un comunicado de prensa Sampedro (2020):

Los campos adquiridos tienen un potencial de producción total de 175 millones de pies cúbicos diarios (cerca de 31.000 barriles equivalentes de petróleo por día). Adicionalmente el área de contrato presenta un potencial exploratorio remanente que será objeto de un detallado proceso de evaluación y maduración orientado a incrementar el potencial total de reservas del activo.

De tal forma que una evaluación contemplaría si es factible económicamente incurrir en las inversiones necesarias para la obtención de un posible remanente de gas, las cuales variarían

significativamente con la perforación de nuevos pozos productores teniendo en cuenta el volumen estimado del mismo. Por otro lado, el aumento de la tasa de producción, mediante la estimulación del yacimiento, podría aumentar la productividad del campo, pero a su vez, se tendrá una declinación más acelerada de este.

Cualquiera sea el caso, es importante determinar su límite económico a partir de los distintos escenarios, no solo de producción, sino también de mercado, en el cual, el precio, la oferta y principalmente la demanda de gas influye de una manera muy importante.

4. Evaluación Financiera de proyectos de Inversión Petrolera

En la industria petrolera, como en todo negocio, se hace una inversión económica, y una vez alcanzados los objetivos de esta, se obtiene una rentabilidad significativa. Sin embargo, dicha rentabilidad será estimada de manera previa al desarrollo del proyecto mediante una evaluación financiera. Una de las maneras más sencillas de realizar dicha evaluación es mediante los flujos de caja, para ello, es necesario plantearse: inicialmente, por cuanto tiempo se piensa desarrollar este proyecto, (lo que se define como horizonte de vida útil), para establecer en que periodos se evaluara el flujo de caja; la tasa de descuento, que indicará de cierta forma el riesgo económico que la inversión conlleva y en el tiempo estimado de recuperación, a partir del cual el proyecto se habrá pagado.

Siempre es necesario tener en cuenta los recursos iniciales con los que debe contar el proyecto para poder iniciar, es por esto, que se debe tener claro el uso de estos, y establecer cuál será el método de consecución de estos.

De igual forma, de ser necesaria la financiación de este es muy importante determinar que parte de la inversión será asumida del capital propio, y que parte será financiada, llegando así, a generar un modelo en el cual el desarrollo del proyecto sea rentable.

Es importante recalcar que, al desarrollar el proyecto, el crédito de la financiación deberá ser costado del flujo de caja de este, y no de fondos personales de los inversionistas, pero ¿cómo se logra esto?, bien, si se logra establecer que la producción final del bien adquirido sea técnicamente posible y económicamente viable, se podrá liquidar el crédito al final de cada periodo.

Sin embargo, aun con la evaluación inicial del proyecto, nadie puede garantizar que la rentabilidad esperada se cumplirá, ya que a menudo la evaluación financiera se realiza de forma estática, sin variar en el tiempo, lo cual habitualmente conlleva al fracaso, y finalmente a la pérdida del proyecto. Es por esto por lo que se debe tener presente la incertidumbre durante dicha valoración, garantizando con ello que la valoración inicial tenga presente los cambios en el tiempo. Generalmente en un proyecto petrolero, esta incertidumbre se ve representada mayormente por factores geológicos, a la hora de estimar las reservas de un yacimiento; factores económicos, en cuanto a la fluctuación del precio del hidrocarburo; la producción del pozo, que es la fuente principal de ingresos en el proyecto; pero también a algunos factores ajenos al proyecto como la geopolítica y las políticas petroleras propias de cada país donde se desarrolla la industria.

Los protagonistas de dichos errores en la valoración normalmente son: datos subjetivos, variación del mercado, volatilidad macroeconómica, conflictos geopolíticos y decisiones gerenciales. Cabe resaltar que el proceso de validación de la evaluación es algo que lleva tiempo, en donde, previo al desarrollo del proyecto, surgen cambios, que inicialmente no se tenían en cuenta, siendo necesario que el modelo cuente con la adaptabilidad suficiente en la información.

En base a lo anterior, la evaluación probabilística, permite también estimar hasta qué punto y bajo qué riesgo, aun será rentable el proyecto.

Recalcando la importancia de la continuidad en la ejecución de un proyecto, es necesario asegurar los insumos necesarios para dicha continuidad, pudiendo ser: Recursos humanos, permisos, contratos, materiales, y todo aquello que se requiera para garantizar la continuidad en las operaciones planteadas. Como lo deja ver John Finnerty en Project financing (como se citó en León 2017) “es necesario llevar la evaluación como un sistema completo, en donde a pesar de haber procesos individuales, no se miden uno a uno”.

Otro aspecto fundamental durante la evaluación es el riesgo, y no precisamente el evitarlos garantiza una buena evaluación, sino el identificarlos, valorarlos y mitigarlos mediante planes que permitan la gestión de estos. Este concepto puede ser ampliado de acuerdo con Finnerty donde expone “que se debe contemplar el impacto asociado a los riesgos propios como son: aumento costos por escala, demoras en el arranque de producción, cambio de tasas de intereses, fluctuación de producción, variación de costos” (Finnerty, 2013).

“La mitigación del riesgo, también tiene en cuenta que no todos los riesgos son iguales, sabiendo que todos no tienen la misma probabilidad de ocurrencia, y que pueden clasificarse según su origen así: estratégicos, operacionales, humanos, financieros y legales” (Zapata , 2008).

Es importante resaltar que cuando se hace una inversión en conjunto, el riesgo es asumido por los inversionistas según la participación de estos, dejando en claro que este, es propio de cada proyecto y se asume mayor o menormente según el respaldo financiero que se tenga y del retorno esperado.

“Es importante conocer el máximo riesgo que puede soportar un inversionista. Para eso es muy importante manejar teoría de portafolios, modelos de optimización, modelos de selección e identificar las variables de entrada controlables y aleatorias” (Manotas et al., 2011).

La palabra "portafolio de inversiones", hace referencia a un grupo de proyectos evaluados por los inversionistas, para los cuales se ha estimado previamente la rentabilidad con base a una inversión inicial y a un costo operacional de estos.

"El proceso de inversión en un portafolio también implica la toma de decisiones sobre tres preguntas fundamentales: ¿En qué proyectos invertir?, ¿Cuánto es el capital que debo asignar a cada uno? ¿En qué momento hacerlo?" (Manotas et al., 2011).

Teniendo en cuenta la flexibilidad en el proyecto, para generar la adaptabilidad de este a medida que se desarrolla, e incluir parámetros estocásticos a la evaluación, existen distintas metodologías que presentan resultados satisfactorios. Utilizando normalmente como previsión los posibles escenarios que abarcará el proyecto; basados en históricos, proyecciones, y su tiempo de evaluación.

El descuento de flujo dinámico y las opciones reales son metodologías utilizadas con el propósito de involucrar flexibilidad a los modelos, ya que los métodos tradicionales fallan por omisión de esta posibilidad. El flujo dinámico aun cuando contempla un abanico de opciones y escenarios, estos son considerados estáticos ya que no se maneja forma de actualización. Por otro lado, las opciones reales incluyen movimientos sobre la marcha dada la flexibilidad que manejan en entornos de alta incertidumbre (Gallardo & Andalaft, s.f.).

Los escenarios más utilizados en diversas empresas, dados los montos de inversión, incertidumbre, largo tiempo de flujo de caja y manejo de riesgos en desarrollo de campos petroleros se pueden ver en el libro de Koduluka y Papudesu:

Abandonar: En caso que el modelo de negocio no sea rentable dada cierta variación de condiciones. Esto puede darse cuando las condiciones de producción no son las esperadas, luego de realizar perforaciones puede que no se logre que el crudo llegue a superficie o en el yacimiento solo se encuentre agua.

Expandir: En caso que exista la proyección que aun cuando las condiciones actuales sean favorables, éstas tengan la opción de mejorar.

Contraer: Se determina esta opción cuando exista la posibilidad que las condiciones futuras no sean tan favorables como las actuales.

Escoger: es la opción que permite escoger entre la mejor de las opciones simples ya mencionadas (Koduluka & Papudesu, 2006).

Aunque existen distintas metodologías para realizar la evaluación, es preciso establecer el grado de incertidumbre y la importancia de adaptarse al cambio que presenta cada una. Entre estas podemos encontrar la valoración por teorías de opciones reales, modelos de simulación (por ejemplo, Montecarlo), descuentos de flujos de caja, descuento dinámico de flujo, entre otros.

Por último, pero no menos importante, es fundamental tener en cuenta el riesgo ligado al factor humano, que en últimas es el componente principal en la ejecución del proyecto, siendo necesario entonces, un correcto direccionamiento del equipo de trabajo, en el que la comunicación y la confianza existan a todos los niveles, en donde el equipo de trabajo conoce la razón y el porqué de sus actividades y la importancia de estas en pro del proyecto, logrando con ello una sinergia operacional (Synek, 2009).

5. Metodología

El Presente trabajo se plantea como una investigación aplicada a un caso práctico, principalmente relacionado con técnicas de evaluación financiera de proyectos. Teniendo en cuenta el proceso de recolección, relación y proyección de todos los valores que fundamentan esta investigación, este proyecto se desarrolló bajo una metodología cuantitativa, la investigación cuantitativa debe ser lo más “objetiva” posible, evitando que afecten las tendencias del investigador u otras personas. En el enfoque cuantitativo los planteamientos a investigar son específicos y delimitados desde el inicio de un estudio (Sampieri, et al. , 2010). Determinando así, claramente a partir de qué punto inicia la evaluación financiera y el fin de esta, identificando las distintas variables que en ella intervienen como lo son los costos de inversión, operación, mantenimiento, impuestos, depreciaciones y regalías; los volúmenes de producción y precio de venta del gas producido en el mercado colombiano. Cabe resaltar que una vez se inició el proyecto, todas las variables mencionadas anteriormente presentan un grado de incertidumbre, generando así una gran cantidad de escenarios posibles en el desarrollo del proyecto, a partir de esto se decidió acotar la evaluación a dos de las variables más relevantes: producción y precio de venta del gas.

Posteriormente se realizó una primera evaluación a partir de un método determinístico o estático, en el que una vez determinados los escenarios a evaluar, se procede a desarrollar los flujos de caja de cada uno de estos, obteniendo unos resultados preliminares teniendo en cuenta los siguientes criterios de evaluación:

VPN: según Johnson & Meliche (2000) afirma "el valor presente neto (VPN), es la diferencia entre PPCI que es el valor presente de los flujos de entrada y efectivo, y PVCO, que es el valor presente de los flujos de salida de efectivo". Por consiguiente, si el VPN es mayor que

cero, el proyecto será aceptable, si el VPN es menor que cero, el proyecto tendrá que ser replanteado o cancelado y si el VPN es igual a cero, esto representa una indiferencia en la evaluación y la decisión de continuar, tendrá que ser tomada en base a otro criterio (Canales, 2015).

TIR: La Tasa Interna de Retorno (TIR) es aquella tasa de interés de oportunidad bajo la cual el VPN es igual a cero. Es decir, es la tasa de interés de oportunidad (TIO) máxima que puede alcanzar un proyecto de inversión para que al menos no genere pérdidas. "Constituye la tasa de interés a la cual se debe descontar los flujos de efectivos generados por el proyecto a través de su vida económica para que estos se igualen con la inversión" (Canales, 2015). Cuando se cuenta únicamente con saldos positivos no se evalúa la TIR, si hay un único intercambio en los flujos negativos y positivos existe una única solución para la TIR y cuando hay más de un intercambio de intervalos de flujos negativos y positivos existen múltiples valores para la TIR se debe usar la TIR modificada (M). La TIRM toma los fondos de los flujos de cada año y hace los cálculos como si estos fondos se invirtieran en alguna opción verdadera.

RBC: El autor plantea al RBC como la relación entre los beneficios y los costos de un proyecto generalmente a valores actuales. Esto quiere decir, que utilizará una tasa de actualización para descontar los flujos de efectivo (Hernández, 1996). Se aceptará aquel proyecto de inversión que tengan una Relación Beneficio Costo, B/C, mayor que 1. Considerando que esta relación es mayor que 1, entonces el VPN, es mayor que la inversión inicial y por lo tanto el proyecto debe tener un VPN positivo.

PRI: como lo define el autor Vaquiro (2010) "El tiempo de recuperación es un instrumento que permite medir el plazo de tiempo que se requiere para que los flujos netos de efectivo de una inversión recuperen su costo o inversión inicial".

TVR: La Tasa Verdadera de Rentabilidad (TVR) de un proyecto es aquella que combina sus características propias (reflejadas en su Tasa Interna de Rentabilidad, TIR) con las características propias del inversionista (que se expresan mediante su tasa de interés de oportunidad, i^*), está expresada en una tasa anual compuesta sobre la inversión inicial (Álvarez, 2001).

Entiéndase que los métodos tradicionales de evaluación de proyectos, como el flujo de caja descontado, tienen un único esquema de variables de entrada y un desempeño fijo sin considerar opción de cambio en el tiempo que dure el proyecto.

Una vez fijados los flujos de caja, se procedió a integrar los resultados obtenidos de la primera evaluación mediante una metodología probabilística, que tiene en cuenta los métodos de las opciones reales, la cual a diferencia de la evaluación tradicional (determinística), contempla las probabilidades de cambio en el tiempo que las variables del proyecto pueden presentar, teniendo en cuenta el riesgo e incertidumbre que estas representan para el mismo. De las opciones reales, una de las más utilizadas y la implementada en esta investigación es la simulación de Montecarlo.

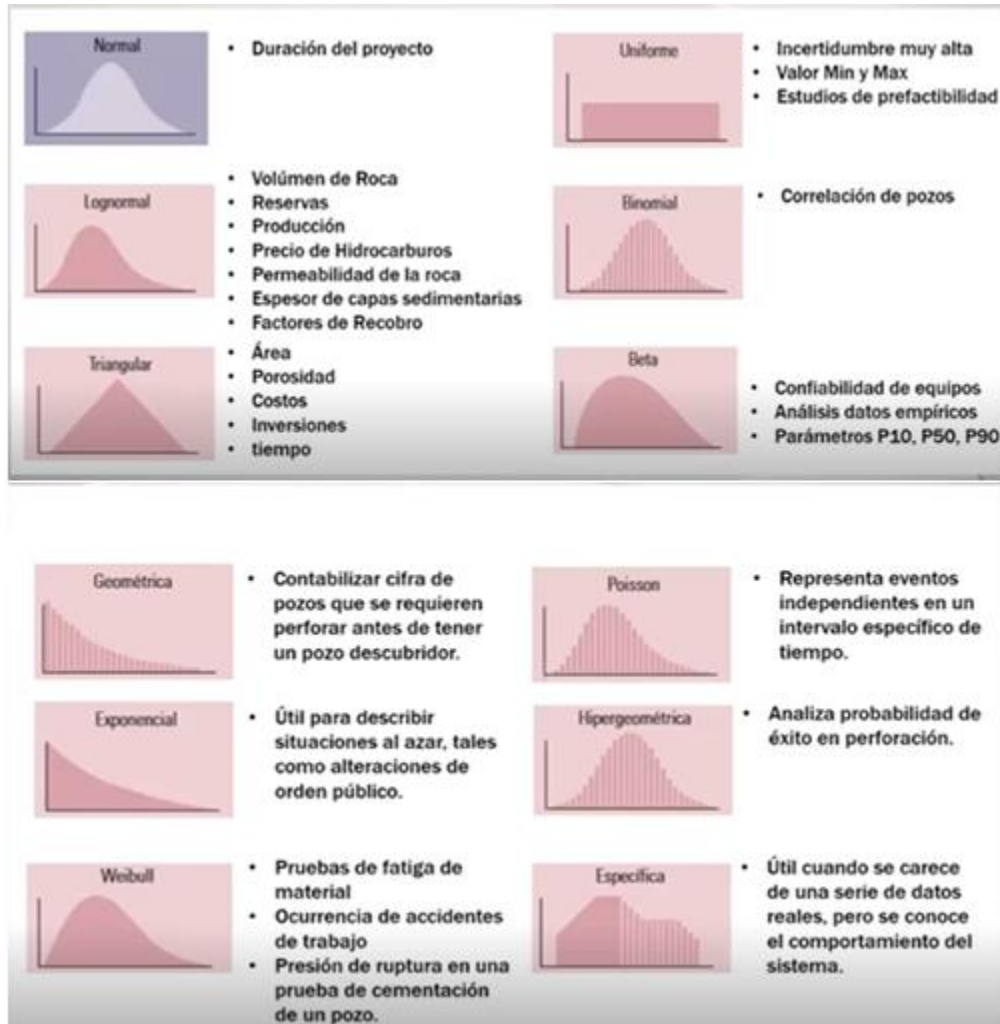
Como lo exponen Garcia & Romero (s.f) “las tres metodologías utilizadas para manejo matemático de validación de opciones reales son: ecuaciones diferenciales (ecuación Black-Scholes), simulaciones (Montecarlo) y árboles de decisión.”

Simulación de Montecarlo: El método de Montecarlo conocido también como simulación de Montecarlo está atribuido a Stanislaw Ulam y a John von Neumann en la década de 1940, ellos aplicaron los conceptos generales del método en la investigación de la bomba atómica durante la segunda guerra mundial (González, 2015). Sin embargo, fue Hertz (como se citó en Diaz et al., 2010) quien en su trabajo “Risk Analysis in Capital Investment” (Hertz, 1964) quien introdujo esta técnica en el análisis de decisiones de inversión.

Teniendo en cuenta las dificultades y la incertidumbre presente en los proyectos de inversión petrolera, los flujos de caja descontados presentan deficiencias en la evaluación financiera. Es por ello por lo que se hace necesaria la implementación de métodos que tengan en cuenta el análisis de riesgo e incertidumbre:

Dadas las dificultades y el nivel de incertidumbre de algunos proyectos, se requiere de un conjunto de técnicas y simplificaciones que ayuden a facilitar el proceso de toma de decisiones permitiendo una evaluación sencilla y exitosa, mejorando los resultados de los modelos de simulación sin sacrificar precisión en los mismos. Algunas de las simplificaciones más utilizadas en la industria corresponden a modelos empíricos, corridas previas de simulación, integración de incertidumbres, entre otras. (Díaz et al., 2010).

Dicho lo anterior, una de las técnicas tenidas en cuenta para la distribución de probabilidad en evaluaciones financiera con metodología estocástica es la simulación de Montecarlo la cual, como lo describe Diaz et al. (2010) en la revista Fuentes: El Reventón Energético “utiliza números aleatorios para derivar el resultado de un proceso probabilístico, para lo que emplea entradas con distribuciones de probabilidad asignadas a un conjunto de variables generando una distribución de probabilidad de salida después de una corrida de simulación”.

Figura 9*Distribuciones de Probabilidad*

Nota: Fuente evaluación económica de proyectos de inversión petrolera Acipet – FUA.

Finalmente, gracias a los resultados obtenidos, se evidenció cuáles son las mejores opciones y en qué condiciones de producción y precio de venta, estas son económicamente

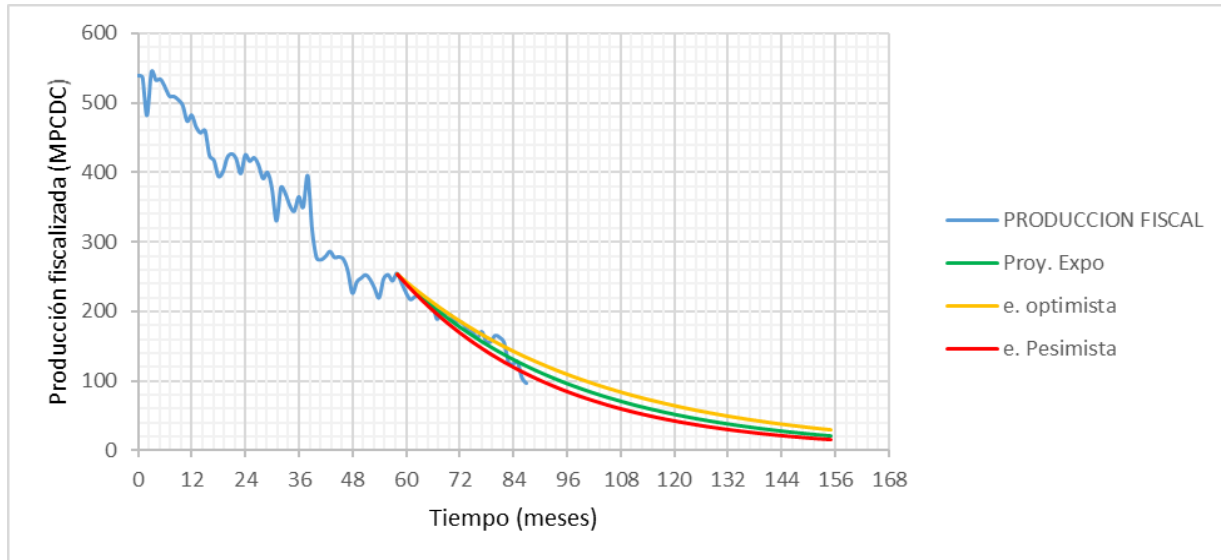
rentables, determinado así, hasta qué punto es recomendable continuar, vender o abandonar el proyecto. Fijando de esta forma el objetivo final de esta investigación.

6. Evaluación Financiera de un Proyecto de Inversión para Mantener en Operación un Campo Maduro de Gas en el Mar Caribe Colombiano

Los resultados a continuación son basados en datos reales del precio del gas y la producción del campo Chuchupa desde el año 2013, teniendo en cuenta algunas premisas, de las cuales se detallan en los más adelante, siendo estas relevantes en el balance de flujo de caja, sin embargo, dichas suposiciones son adaptadas de casos similares que tienen en cuenta la evaluación financiera de proyectos petroleros. Es necesario resaltar, que la evaluación financiera del proyecto se realizó a partir de métodos de evaluación (determinísticos) y métodos probabilísticos (estocásticos).

En la evaluación financiera influyen fuertemente distintas variables como los costos de inversión, costos operacionales, la tasa de oportunidad, la producción de gas y el mercado (precio de venta gas), etc. Sin embargo, estas dos últimas fueron las variables principales, las cuales, gracias a las proyecciones optimistas, promedias o medias y pesimistas, permitieron la evaluación de distintos escenarios.

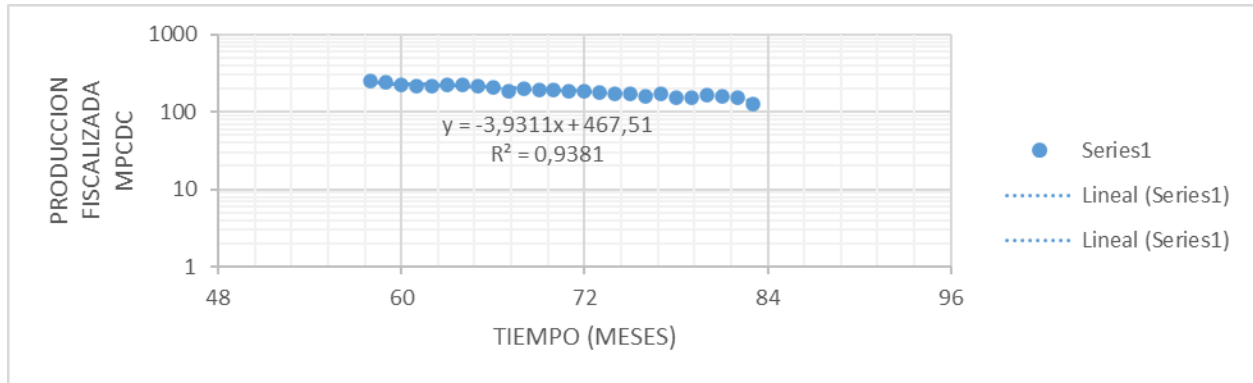
Los ingresos del campo están representados por la producción y el mercado. El historial de producción es tomado desde el año del 2013 hasta Abril del 2020, representado por los primeros 89 meses de la **Figura 10**.

Figura 10*Histórico de la Tasa de Producción*

Nota: En la gráfica se observa como declina la tasa producción entre el 2013 y abril del 2020. Las 3 proyecciones mostradas, se obtienen a partir de la curva base (verde). Los datos históricos fueron tomados de los balances de producción de la ANH (2013-2020).

Partiendo de la producción fiscalizada y teniendo en cuenta que el campo es maduro, se logra observar que una curva de declinación exponencial (1) describe de buena forma su declinación (Valencia, 2017). Tomándose valores de producción reales desde el año 2017, se grafica la muestra del histórico de producción aplicando una gráfica semilogarítmica como se muestra a continuación.

$$(1) \quad q(t) = q_i e^{-t/a}$$

Figura 11*Linealización de la producción*

Nota: Gráfica semilogarítmica de la muestra tomada del histórico de producción con respecto al tiempo.

Como se observa en la **Figura 11**, en una gráfica de escala semilogarítmica, el comportamiento lineal de la muestra tomada del historial de producción confirma la declinación exponencial del campo. Dividiendo uno sobre la pendiente de la línea recta se obtiene el coeficiente de declinación ($-b = -0,0254$), formando la siguiente ecuación:

$$q(t) = 254,19e^{-0,0254(t-58)}$$

Donde:

t: es el tiempo en meses. **q(t)**: tasa de producción en MPCDC. **qi**: tasa de producción inicial ($t=58$). **b**: coeficiente de declinación ($b = 0,0254$).

La cual es representada por la línea verde en la **Figura 10**; a partir de la curva promedio se realiza una variación del exponente de declinación para tener un escenario en el cual la tasa de

producción aumente ($b = 0,02$), representada por la línea amarilla en la **Figura 10**, y otro escenario donde la tasa de producción disminuya ($b = 0,033$), representada por la línea roja en la **Figura 10**. Obteniendo así las proyecciones optimista, promedio y pesimista. Se establece inicialmente un periodo de evaluación aproximado de 6 años, comprendido entre el año 2020 y el año 2025.

Tabla 1

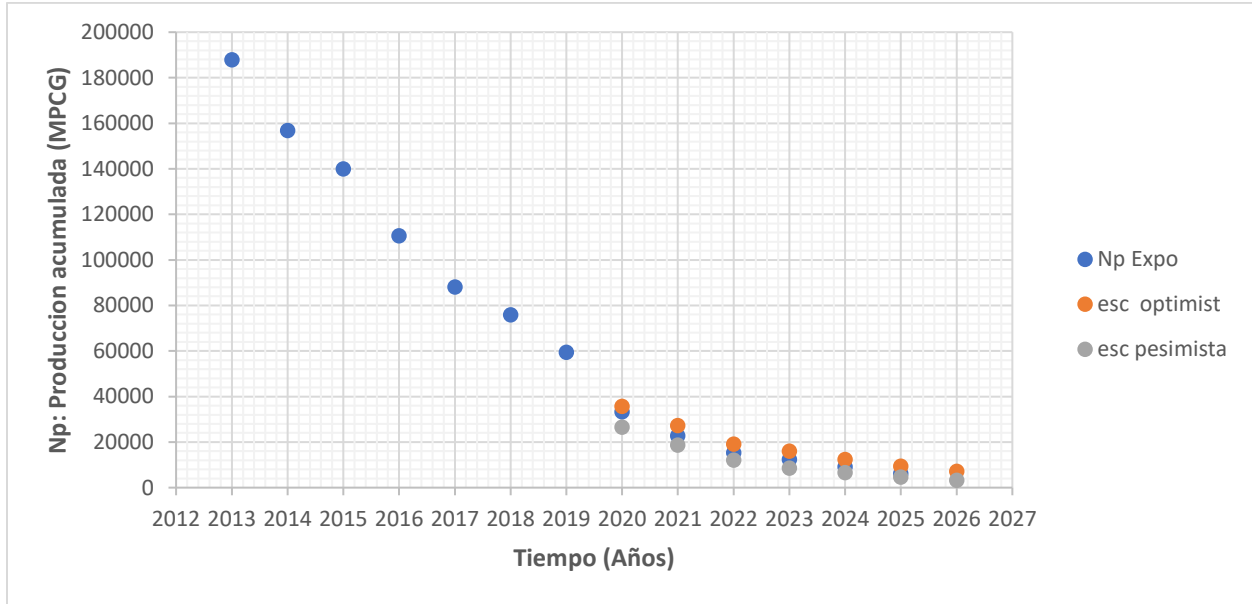
Producción Anual de Cada Proyección (MPCG)

Pronósticos de Producción (MPCG)				
Año	Total	E. Pesimista	E. Promedio	E. Optimista
2020	Total	26.586,0	33.290,4	35.666,6
2021	Total	18.736,6	22.775,2	27.275,8
2022	Total	12.141,6	15.394,4	19.168,6
2023	Total	8.583,4	12.390,5	16.048,2
2024	Total	6.640,4	9.167,0	12.347,0
2025	Total	4.679,9	6.191,4	9.442,3
Producción Total (MPCG)		77.367,9	99.208,9	119.948,5

Nota: Estas son las producciones esperadas en base a las curvas de proyección. Estos se representan en la fig. 12 a partir del 2020

Figura 12

Producción Anual Proyectada (MPCG)



Nota: El comportamiento lineal de la producción anual desde el 2013 hasta el 2019 en escala normal, también es una forma de confirmar el comportamiento de la declinación exponencial de un yacimiento.

Las reservas originales eran de 5.250 GPCG conformada por los campos de Chuchupa, Ballena, Riohacha y Santa Ana, este último, al ser declarado no comercial, no explotó sus reservas (400 GPCG). Por lo anterior, las reservas originales que si han sido explotadas son de 4.850 GPCG de las cuales Chuchupa tenía el 72% que es el equivalente a 3.500 GPCG, el porcentaje restante está repartido entre los campos Ballena y Riohacha. Sin embargo, desde el 2015 el campo Riohacha no presenta ningún aporte en los balances de producción de la ANH. Para fines prácticos, las reservas registradas en la **Tabla 2** para el Campo Chuchupa, son estimadas teniendo en cuenta el porcentaje mencionado sobre las reservas de la Guajira.

Tabla 2*Reservas Probadas (MPCG)*

Tiempo (Años)	Reservas Probadas de Guajira (MPCG)	Reservas Probadas de Chuchupa (MPCG)
2014	1.088.898,2*	784.006,7
2015	986.831,71*	710.518,8
2016	866.393,7*	623.803,4
2017	715.501,9*	515.161,3
2018	628.775,6	452.718,4
2019	560.836,8	403.802,5

Nota: *Las reservas de la Guajira (2014-2017) fueron tomadas del boletín estadístico de energías publicado por la UPME en el 2018. En adelante (2018-2019) estas se estiman restando la producción anual de la Guajira.

Por otra parte, para estimar la inversión realizada por Hocol en el campo, se tienen en cuenta, el número de reservas propuestas para el campo Chuchupa en el año 2019 y un precio estimado del gas en el yacimiento de 0,3 USD/MBTU (1 KPCG equivale a 996,9 MBTU) teniendo en cuenta una evaluación similar hecha por Ecopetrol en años anteriores (Pinilla, 2015, p49), estimando así un valor de 110.809.034 USD por la participación de Chevron (43%) en el campo Chuchupa. De igual forma cabe resaltar que el valor real de la inversión es información confidencial por parte de las compañías en cuestión.

El histórico de los precios de venta de gas del 2013 hasta Junio del 2020, se obtiene a partir de los precios de venta referentes para la toma de regalías de los campos de la Guajira publicados por la ANH mes a mes, se establece un valor promedio para cada año, y se promedia nuevamente obteniendo así un precio del gas medio entre los años 2013-2020, el cual será utilizado para una proyección media del precio del gas hasta el año 2025. Finalmente, para establecer los límites entre

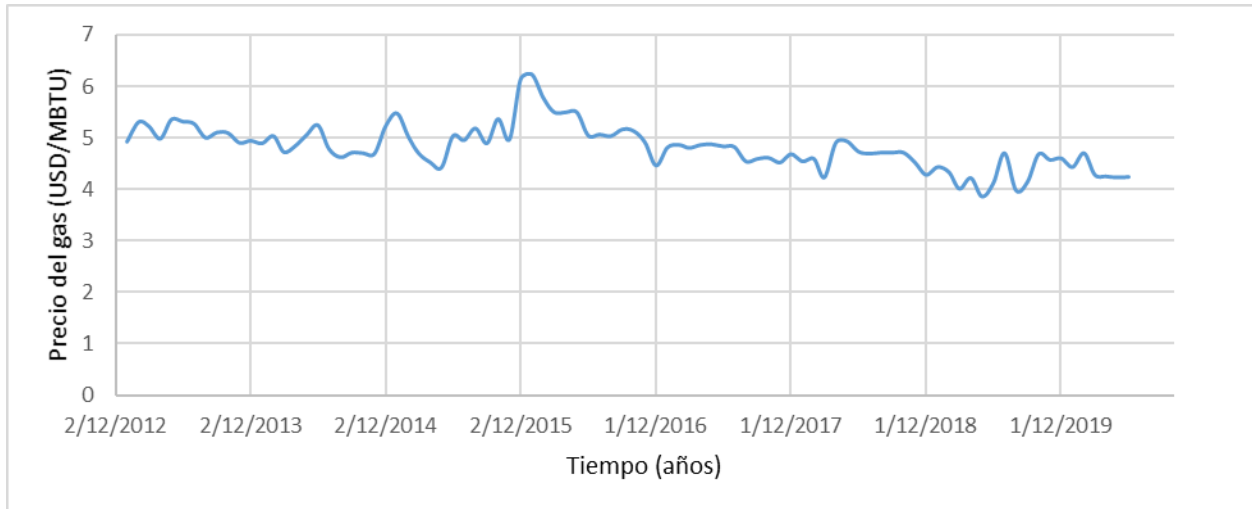
los que podría variar dicho precio, se toma el valor máximo y mínimo entre los fijados para cada año entre el 2013 y el 2020.

Pese a que diferentes bolsas de valores de distintos países realizan pronósticos de los precios de los commodities, incluido el del gas, no se tuvieron en cuenta para esta evaluación ya que, en Colombia, a partir del 2013, el precio de venta del gas en cabeza de pozo fue liberado, siendo fijado entonces, entre productores y comercializadores del mercado primario del gas a través de los diferentes contratos de venta (CF, CFC, OCG, etc....)

Tabla 3

Precio de Venta del Gas (USD/MBTU)

Año	Precio del gas (USD/MBTU)
2013	5,12
2014	4,87
2015	5,05
2016	5,27
2017	4,73
2018	4,63
2019	4,3
2020	4,36
Precio Promedio	4,79
Precio Máximo	5,27
Precio Mínimo	4,3

Figura 13*Precio de Venta del Gas (USD/MBTU)*

Nota: Aunque se presenta un pico a finales del 2015 y algunas caídas bruscas en el precio, se observa poca volatilidad y una tendencia a bajar paulatinamente.

Adicional a la inversión de Hocol, para los egresos se tienen en cuenta el Opex, que en este caso serían los costos fijos y variables de operación, en cuanto a las variables de operación, se tiene el Lifting Cost en 0,13 USD/MBTU (1 KPCG genera 996,8 MBTU) (Pinilla, 2015, p54), los costos fijos anuales (mantenimiento técnico e ingeniería, insumos químicos, tratamiento del gas, catering y hospedaje, etc.) en un valor de 23.500.000 USD (Pinilla, 2015, p45).

Las regalías están fijadas por el contrato de Asociación Guajira con un valor del 20% sobre la producción fiscalizada, aparte de eso se fija un fondo de abandono generado del 2% de los ingresos brutos de las ventas del gas.

En cuanto a la depreciación, se tiene en cuenta los activos más representativos del campo, siendo estos: las dos plataformas y todos los activos (pozos, facilidades, maquinaria, compresores etc.) relacionados con la inversión realizada para el mejoramiento del campo en el 2004 por parte

de Chevron, valorada en 175 MUSD según lo tratado en la extensión del contrato Asociación Guajira en el año 2004 (Pinilla, 2015, p45).

Tabla 4

Tasa de Depreciación Fiscal Anual

ACTIVOS	Tasa de depreciación fiscal anual %
CONSTRUCCIONES Y EDIFICACIONES	2,22%
ACUEDUCTO, PLANTA Y REDES	2,50%
VIAS DE COMUNICACIÓN	2,50%
FLOTA Y EQUIPO AEREO	3,33%
FLOTA Y EQUIPO FERREO	5,00%
FLOTA Y EQUIPO FLUVIAL	6,67%
ARMAMENTO Y EQUIPO DE VIGILANCIA	10,00%
EQUIPO ELECTRICO	10,00%
FLOTA Y EQUIPO DE TRANSPORTE TERRESTRE	10,00%
MAQUINARIA Y EQUIPO	10,00%
MUEBLES Y ENSERES	10,00%
EQUIPO MEDICO CIENTIFICO	12,50%
ENVASES, EMPAQUES Y HERRAMIENTAS	20,00%
EQUIPOS DE COMPUTACIÓN	20,00%
REDES DE PROCESAMIENTO DE DATOS	20,00%
EQUIPOS DE COMUNICACIÓN	20,00%

Nota: Para las dos plataformas y el acondicionamiento se fijó una tasa de depreciación anual del 2,22%, adaptado de (León, 2017).

Se procedió a fijar una tasa de depreciación anual de cada activo, y se tiene en cuenta los años de vida útil de cada activo para así poder determinar un valor actual del activo y así seguido de esto se halla la depreciación anual de aquí en adelante del activo.

Tabla 5*Depreciación Anual del Activo*

Activo	Valor Activo (USD)	Tasa Anual de Depreciación	Años de Depreciación	Valor Actual del Activo (USD)
Chuchupa A	90.000.000	2,22%	46	32.043.800,86
Chuchupa B	120.000.000	2,22%	24	70.013.539,91
Acondicionamiento	175.000.000	2,22%	14	124.965.042,90

Nota: La estimación del precio de las plataformas de Chuchupa A y B se aproximaron teniendo en cuenta a los parámetros como la profundidad y el tipo de plataforma. Tomado de (Sánchez, 2016).

El impuesto a la renta, impuestos que se le pagan al estado por las utilidades generadas en la industria, es equivalente al 33% de los ingresos luego del pago de regalías, costos operativos, costos de inversión y depreciaciones; la tasa de interés de oportunidad (TIO) hace referencia a la tasa de interés mínima a la que el inversor está dispuesto a invertir en un proyecto., la cual, en base a la revisión de literatura, se asigna en 10% (Giraldo y Rodríguez, 2017, p126), ya que es la más usada en este tipo de evaluaciones; el costo de abandono se estimó en 180.000 USD por pozo más un incremento de 1 MUSD para el desmantelamiento de las facilidades (León, 2017, p93).

Tabla 6*Ítems Utilizados en la Evaluación Financiera*

Inversión	110.809.034 USD
Costos Fijos	\$ 23.500.000 USD
Regalías	20%
Lifting Cost	0,13 USD
Impuestos	33%
Fondo de Abandono	2%
Tasa de oportunidad	10%
Costo de Abandono	\$ 3.160.000 USD

Los valores de producción y precio de venta del gas también son ítems importantes, sin embargo, debido a que estos son las principales variables en cada escenario, serán enunciados al inicio de cada uno de ellos.

6.1. Evaluación determinística

Esta primera evaluación es la más sencilla de las dos, pero a su vez es la que servirá de base para el modelo probabilístico. Los cálculos son realizados mediante los flujos de caja libre (free cash flow) de cada escenario generados durante los 6 años tenidos en cuenta para la evaluación, de los cuales se obtendrán los índices o criterios de evaluación ya mencionados, en los cuales se sustentará la decisión de invertir o no en el proyecto, y hasta que año hacerlo. Con base en esto, se realiza un análisis financiero para cada uno de los nueve escenarios posibles de acuerdo con los datos promedios, máximos y mínimos planteados para el precio de gas y la producción del campo.

6.1.1. *Primer Escenario*

En el primer escenario, se fija el precio del gas en el valor **promedio** (4,79 USD/MBTU) y se establecen los valores de producción **promedio** mostrado a continuación para cada uno de los periodos tenidos en cuenta en el flujo de caja.

Tabla 7

Pronóstico de Producción Promedio Anual (MPCG)

Años	E. Promedio
2020	33.290,4
2021	22.775,2
2022	15.394,4
2023	12.390,5
2024	9.167,0
2025	6.191,4
Total	99.208,9

Los resultados obtenidos son

Figura 14

Flujos de Caja del Primer Escenario

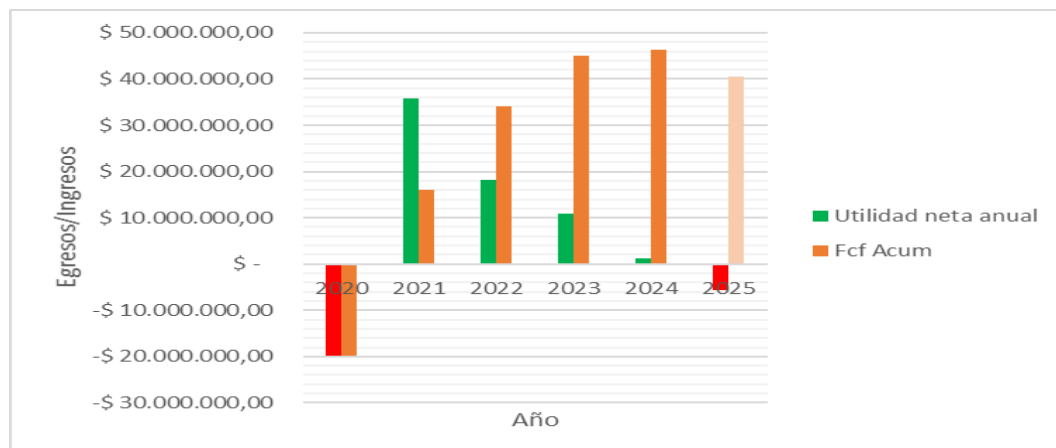


Tabla 8*Criterios de Evaluación del Primer Escenario*

VPN (USD)	\$ 33.217.739,17
TVR (%)	29%
RBC	2,43
PayBack (PRI) = 1,43 Años	

Con base en los resultados obtenidos bajo estas condiciones de escenario, es rentable continuar con la operación del campo hasta el año 2024, con utilidades acumuladas de 46.547.829 USD.

6.1.2. Segundo Escenario

En el segundo escenario, se fija el precio del gas en el valor **promedio** (4,79 USD/MBTU) y se establecen los valores de producción **pesimista** mostrada a continuación para cada uno de los periodos tenidos en cuenta en el flujo de caja.

Tabla 9*Pronóstico de Producción Pesimista Anual (MPCG)*

Años	E. Pesimista
2020	26.586,0
2021	18.736,6
2022	12.141,6
2023	8.583,4
2024	6.640,4
2025	4.679,9
Total	77.367,9

Los resultados obtenidos son

Figura 15

Flujos de Caja del Segundo Escenario



Tabla 10

Criterios de Evaluación del Segundo Escenario

VPN (USD)	-\$ 18.033.164,95
TVR (%)	-1%
RBC	0,66
PayBack (PRI) =	(no aplica)

Con base en los resultados obtenidos bajo estas condiciones de escenario, no es rentable invertir, ya que no se recuperaría la inversión.

6.1.3. Tercer Escenario

En el tercer escenario, se fija el precio del gas en el valor **promedio** (4,79 USD/MBTU) y se establecen los valores de producción **optimista** mostrada a continuación para cada uno de los periodos tenidos en cuenta en el flujo de caja.

Tabla 11

Pronóstico de Producción Optimista Anual (MPCG)

Años	E. Optimista
2020	35.666,6
2021	27.275,8
2022	19.168,6
2023	16.048,2
2024	12.347,0
2025	9.442,3
Total	119.948,5

Los resultados obtenidos son

Figura 16

Flujos de Caja del Tercer Escenario

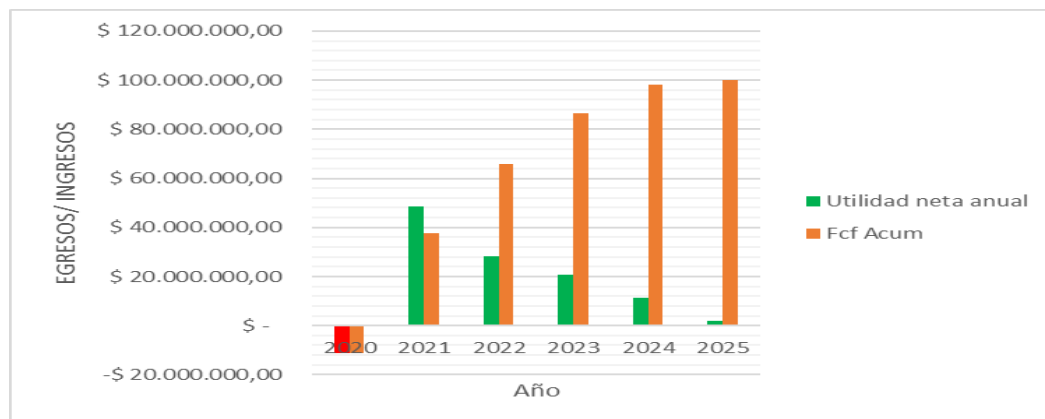


Tabla 12*Criterios de Evaluación del Tercer Escenario*

VPN (USD)	\$ 80.051.785,08
TVR (%)	52%
RBC	7,54
PayBack (PRI) = 1,23 Años	

Con base en los resultados obtenidos bajo estas condiciones de escenario, es rentable continuar con la operación del campo hasta el año 2025, con unas utilidades acumuladas de 99.951.179 USD.

6.1.4. *Cuarto Escenario*

En el cuarto escenario, se fija el precio del gas en el valor **pesimista** (4,30 USD/MBTU) y se establecen los valores de producción **promedio** mostrado a continuación para cada uno de los periodos tenidos en cuenta en el flujo de caja.

Tabla 13*Pronóstico de Producción Promedio Anual (MPCG)*

Años	E. Promedio
2020	33.290,4
2021	22.775,2
2022	15.394,4
2023	12.390,5
2024	9.167,0
2025	6.191,4
Total	99.208,9

Los resultados obtenidos son

Figura 17

Flujos de Caja del Cuarto Escenario



Tabla 14

Criterios de Evaluación del Cuarto Escenario

VPN (USD)	\$ 8.006.671,82
TVR (%)	13%
RBC	1,21
PayBack (PRI) = 2,08 Años	

Es claro que el flujo de caja muestra una utilidad neta de 909.409 USD en el año 2024, sin embargo, esta no es suficiente para costear los 3.160.000 USD por el abandono del campo, por ello, con base en los resultados obtenidos bajo estas condiciones de escenario, es rentable continuar

con la operación del campo hasta el año 2023, con unas utilidades acumuladas ese año de 17.422.868 USD.

6.1.5. *Quinto Escenario*

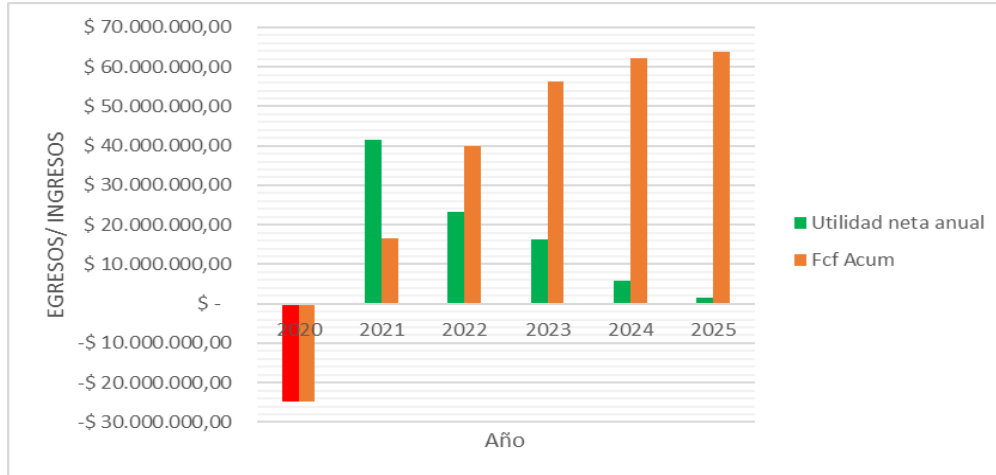
En el quinto escenario, se fija el precio del gas en el valor **pesimista** (4,30 USD/MBTU) y se establecen los valores de producción **optimista** mostrada a continuación para cada uno de los periodos tenidos en cuenta en el flujo de caja.

Tabla 15

Pronóstico de Producción Optimista Anual (MPCG)

Años	E. Optimista
2020	35.666,6
2021	27.275,8
2022	19.168,6
2023	16.048,2
2024	12.347,0
2025	9.442,3
Total	119.948,5

Los resultados obtenidos son

Figura 18*Flujos de Caja del Quinto Escenario***Tabla 16***Criterios de Evaluación del Quinto Escenario*

VPN (USD)	\$ 49.510.682,36
TVR (%)	37%
RBC	3,00
PayBack (PRI) = 1,6 Años	

Es claro que el flujo de caja muestra una utilidad neta de 1.640.914 USD en el año 2025, sin embargo, esta no es suficiente para costear los 3.160.000 USD por el abandono del campo, por ello, con base en los resultados obtenidos bajo estas condiciones de escenario, es rentable continuar con la operación del campo hasta el año 2024, con unas utilidades acumuladas ese año de 62.241.800 USD.

6.1.6. *Sexto Escenario*

En el sexto escenario, se fija el precio del gas en el valor **pesimista** (4,30 USD/MBTU) y se establecen los valores de producción **pesimista** mostrada a continuación para cada uno de los periodos tenidos en cuenta en el flujo de caja.

Tabla 17

Pronóstico de Producción Pesimista Anual (MPCG)

Años	E. Pesimista
2020	26.586,0
2021	18.736,6
2022	12.141,6
2023	8.583,4
2024	6.640,4
2025	4.679,9
Total	77.367,9

Los resultados obtenidos son

Figura 19

Flujos de Caja del Sexto Escenario

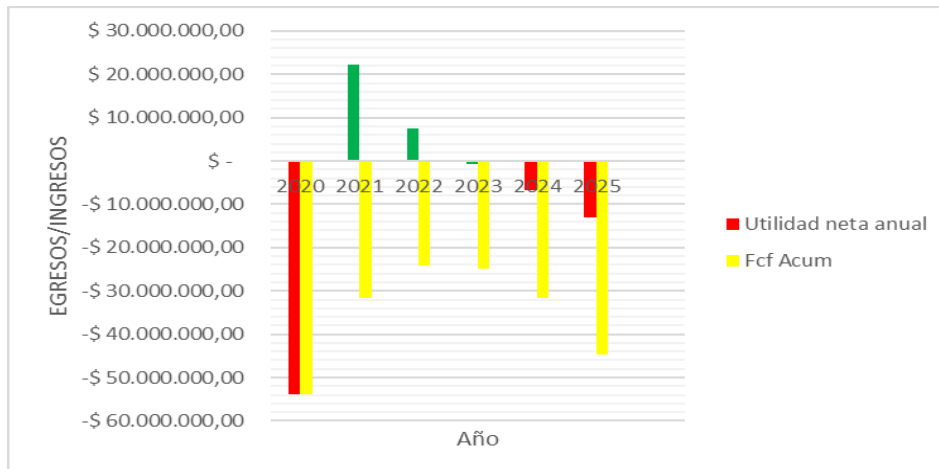


Tabla 18*Criterios de Evaluación del Sexto Escenario*

VPN (USD)	-\$ 40.674.520,20
TVR (%)	-11%
RBC	0,39
PayBack (PRI) = (no aplica)	

Con base en a los resultados obtenidos bajo estas condiciones de escenario, no es rentable invertir, ya que no se recuperaría la inversión y se estaría incurriendo en pérdidas económicas.

6.1.7. Séptimo Escenario

En el séptimo escenario, se fija el precio del gas en el valor **optimista** (5,27 USD/MBTU) y se establecen los valores de producción **promedio** mostrado a continuación para cada uno de los periodos tenidos en cuenta en el flujo de caja.

Tabla 19*Pronóstico de Producción Promedio Anual (MPCG)*

Años	E. Promedio
2020	33.290,4
2021	22.775,2
2022	15.394,4
2023	12.390,5
2024	9.167,0
2025	6.191,4
Total	99208,9

Los resultados obtenidos son

Figura 20

Flujos de Caja del Séptimo Escenario

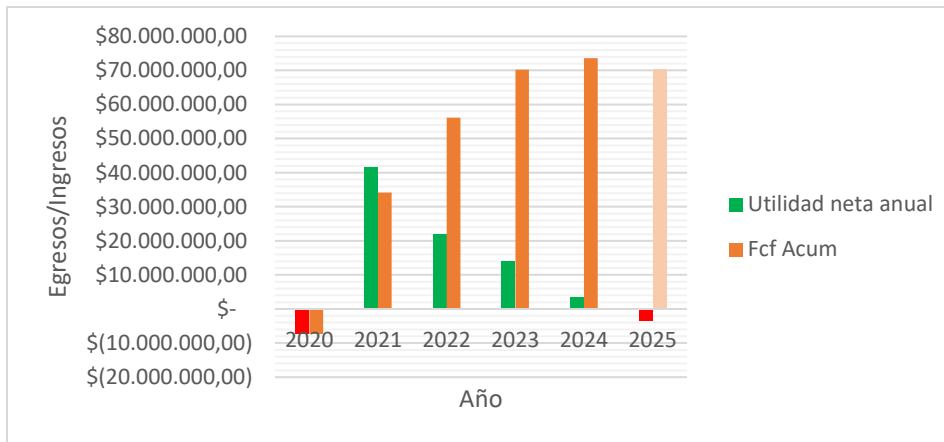


Tabla 20

Criterios de Evaluación del Séptimo Escenario

VPN (USD)	\$ 59.330.859,27
TVR (%)	59%
RBC	7,29
PayBack (PRI) = 1,18 Años	

Con base en los resultados obtenidos bajo estas condiciones de escenario, es rentable continuar con la operación del campo hasta el año 2024, con unas utilidades acumuladas ese año de 73.624.980 USD.

6.1.8. *Octavo escenario*

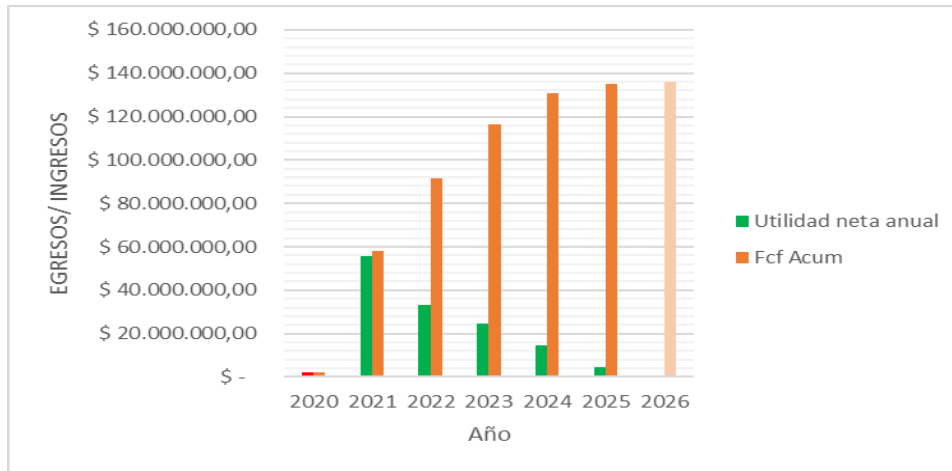
En el octavo escenario, se fija el precio del gas en el valor **optimista** (5,27 USD/MBTU) y se establecen los valores de producción **optimista** mostrada a continuación para cada uno de los periodos tenidos en cuenta en el flujo de caja. Debido a las utilidades anuales tan altas presentadas en este escenario, es el único que se evalúa hasta el año 2026.

Tabla 21

Pronóstico de Producción Optimista Anual (MPCG)

Años	E. Optimista
2020	35.666,6
2021	27.275,8
2022	19.168,6
2023	16.048,2
2024	12.347,0
2025	9.442,3
2026	7.242,7
Total	127.191,4

Los resultados obtenidos son

Figura 21*Flujos de Caja del Octavo Escenario***Tabla 22***Criterios de Evaluación del Octavo Escenario*

VPN (USD)	\$112.250.772,22
TVR (%)	(no aplica)
RBC	51,88
PayBack (PRI) = menor a un año	

Como se observa en el flujo de caja de este escenario, la inversión es recuperada desde el primer periodo de evaluación, razón por la cual, no se presenta una tasa verdadera de rentabilidad. Además de ello, durante el 2026 se percibe una utilidad neta de 586.327 USD, sin embargo, esta no es suficiente para costear los 3.160.000 USD por el abandono del campo, por ello, con base en los resultados obtenidos bajo estas condiciones de escenario, es rentable continuar con la operación del campo hasta el año 2025, con unas utilidades acumuladas ese año de 135.283.552 USD.

6.1.9. *Noveno Escenario:*

En el noveno escenario, se fija el precio del gas en el valor **optimista** (5,27 USD/MBTU) y se establecen los valores de producción **pesimista** mostrada a continuación para cada uno de los periodos tenidos en cuenta en el flujo de caja.

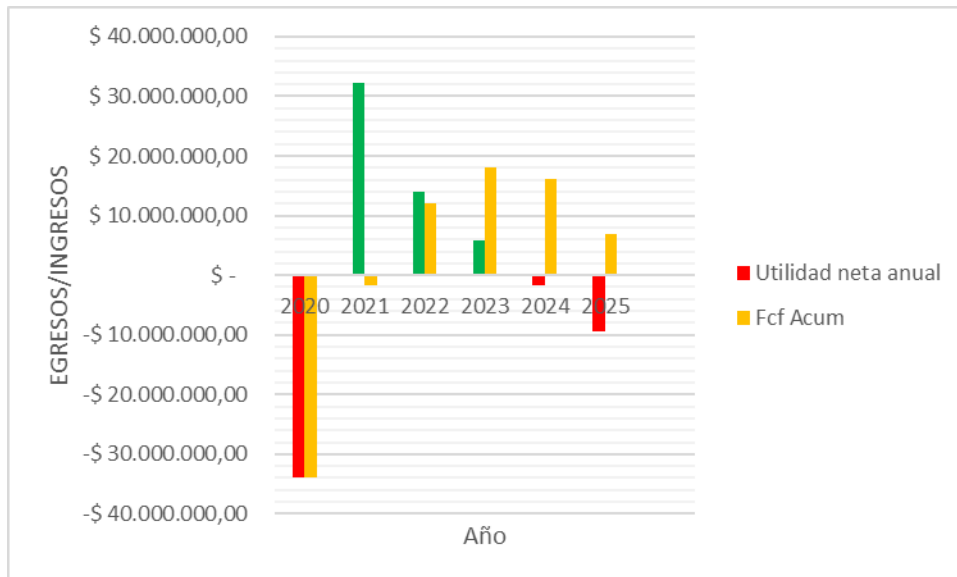
Tabla 23

Pronóstico de Producción Pesimista Anual (MPCG)

Años	E. Pesimista
2020	26586,0
2021	18736,6
2022	12141,6
2023	8583,4
2024	6640,4
2025	4679,9
Total	77367,9

Los resultados obtenidos son

Figura 22



Flujos de Caja del Noveno Escenario

Tabla 24

Crterios de

Evaluación del Noveno Escenario

VPN (USD)	\$ 1.165.377,80
TVR (%)	9%
RBC	1,03
PayBack (PRI) = 2,12 Años	

Con base en los resultados obtenidos bajo estas condiciones de escenario, es evidente, según los flujos de caja, que hasta el 2023 se perciben utilidades netas anuales y una utilidad acumulada de 14.024.717 USD, Sin embargo, teniendo en cuenta que la tasa verdadera de rentabilidad es del 9%, este escenario no es aconsejable para la compañía, ya que la tasa interna de oportunidad para esta es del 10%.

6.1.10. Síntesis de Resultados de la Evaluación Determinística

En la siguiente tabla se sintetiza los resultados, clasificándolos primeramente según su rentabilidad. Para ello se tuvieron en cuenta los criterios de evaluación obtenidos de cada uno.

Tabla 25*Síntesis de Resultados de la Evaluación Determinística*

N°	Escenarios Evaluados		Criterios de Evaluación				
	Precio	Producción	VPN (USD)	TVR (%)	RBC	PRI (Años)	Rentable
1	Promedio	Promedio	\$ 33.217.739	29%	2,43	1,55	Si
2	Promedio	Pesimista	- \$ 18.033.154	-1%	0,66	N/A	No
3	Promedio	Optimista	\$ 80.051.785	52%	7,54	1,23	Si
4	Pesimista	Promedio	\$ 8.006.671	13%	1,21	2,08	Si
5	Pesimista	Optimista	\$ 49.510.682	37%	3	1,6	Si

6	Pesimista	Pesimista	- \$ 40.674.520	-11%	0,39	N/A	No
7	Optimista	Promedio	\$ 59.330.859	59%	7,29	1,18	Si
8	Optimista	Optimista	\$ 112.250.772	N/A	51,88	< 1	Si
9	Optimista	Pesimista	\$ 1.165.377	9%	1,03	N/A	No

Posterior a esto, se tiene en cuenta no solo los escenarios rentables, sino también las utilidades totales que cada uno podría generar hasta el año de abandono, y por último, un indicador del riesgo máximo que podría soportar el proyecto en cada escenario.

Tabla 26

Escenarios Rentables

Escenarios Evaluados		Utilidades Acumuladas	Abandono	Riesgo Max*	
N°	Precio	Producción	USD	Año	
1	Promedio	Promedio	46.547.829	2024	0,23
3	Promedio	Optimista	99.951.179	2025	0,42
4	Pesimista	Promedio	17.422.868	2023	0,07
5	Pesimista	Optimista	62.241.800	2024	0,31
7	Optimista	Promedio	73.624.980	2024	0,35
8	Optimista	Optimista	135.283.552	2025	0,50

De acuerdo con los resultados obtenidos, y siguiendo las recomendaciones del director del proyecto, también se descartan aquellos escenarios que, a pesar de ser rentables, no cuenten con una TVR mínima del 10% mayor a la TIO establecida, y que no tengan un factor para asumir el riesgo máximo del proyecto por encima de 0,2.

Se concluye que el mejor escenario que puede haber para la compañía claramente es el octavo donde se tiene una producción optimista, y un precio del gas de 5,27 USD/MBTU, manteniendo las operaciones hasta el año 2025, generado así utilidades netas acumuladas por un valor de 135.283.552 USD. Sin embargo, adicional a esto, se puede decir que, al no contar con una evaluación probabilística hasta el momento, el año 2024 es el mejor candidato para finalizar las operaciones de producción del campo, ya que este contempla el 60% de los escenarios rentables para la compañía, disminuyendo así el riesgo de continuar operando el campo hasta el año 2025 y que no se cumplan los escenarios planteados para este año, incurriendo así en pérdidas financieras.

6.2. Evaluación probabilística

A continuación, buscando establecer de una forma más eficiente el límite operacional del campo, teniendo en cuenta la incertidumbre que presentan los riesgos económicos del proyecto generados por la producción y el precio de venta del gas, se muestran los resultados obtenidos de la evaluación financiera implementando la simulación de Montecarlo, para ello, fue necesario el uso del complemento @Risk en conjunto de Microsoft Excel donde se pudieron realizar 10.000 iteraciones, integrando así 10.000 posibles escenarios de precio y producción bajo los que puede verse sometido el proyecto durante los 6 años que se tuvieron en cuenta para su evaluación.

En la evaluación financiera influyen distintas variables como los costos de inversión, costos operacionales, la tasa de oportunidad, la producción de gas y el mercado (precio de venta gas), etc. Sin embargo, estas dos últimas fueron las variables principales en la evaluación probabilística, y se fijaron las mismas premisas tenidas en cuenta en la evaluación determinística.

Es necesario mencionar que, para evaluar los resultados obtenidos de la rentabilidad, se tomó como medida central la media, y como límites, para el cálculo de la probabilidad conjunta de los escenarios posibles del proyecto, los percentiles 10 y 90, sin olvidar indicar, que en la

industria petrolera, el percentil 10 (P10) equivale al 90% de ocurrencia, por otro lado, el percentil 90 (P90) equivale al 10% de probabilidad de ocurrencia.

6.2.1. *Análisis de la Distribución de Probabilidad*

La **tabla 27**. Muestra cuales fueron las variables de entrada y salida en la simulación de Montecarlo, es importante resaltar que los datos históricos de precio y producción son relevantes, para obtener una buena simulación.

Tabla 27

Variables de Entrada y Salida en la Simulación

Variables de Entrada		Variables de Salida
Precio del Gas	Producción (MPC)	
2020	2020	VPN
2021	2021	TVR
2022	2022	RBC
2023	2023	PRI
2024	2024	Utilidad Neta Anual (2020-2025)
2025	2025	

Nota: 12 variables de entrada y 10 variables de salida, incluyendo las 6 utilidades netas desde el 2020.

Cada una de estas variables de entrada, debe ser sensibilizada según la distribución de probabilidad que se le asigne. Existen recomendaciones según sea el caso de estudio para la asignación de dicha distribución como se observa en el **capítulo 5**, sin embargo, la elección de los autores se fundamenta con base en la revisión de literatura realizada durante el trabajo de investigación, asignándose una distribución tipo Pert para las producciones anuales, la cual ha mostrado tener mejores resultados en proyectos de evaluación financiera relacionados con la industria petrolera. El valor medio asignado en la distribución fue el propuesto como pronóstico

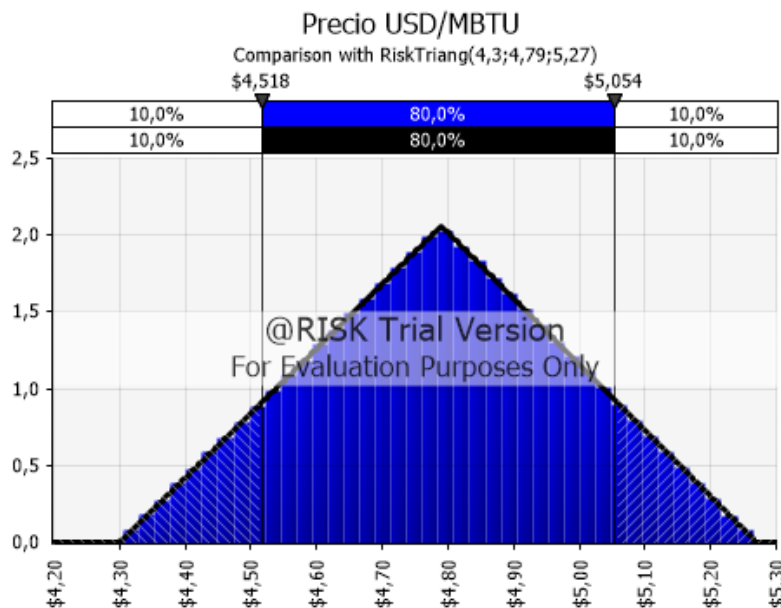
promedio para cada año, cuya sensibilidad fue determinada por los escenarios pesimistas y optimista, todos enunciados en la evaluación anterior.

Para el precio del gas se utiliza una distribución triangular, dando sensibilidad a esta mediante un valor máximo de 5,27 USD/MBTU, un valor mínimo de 4,30 USD/MBTU y un valor medio de 4,79 USD/MBTU.

A continuación, se muestran las distribuciones de probabilidad asignadas al precio del gas, que como se enuncia a lo largo de esta tesis, es un precio fijado por acuerdo entre productor y comercializador, es por ello, que la distribución de probabilidad es la misma durante todos los periodos.

Figura 23

Distribución de la Probabilidad del Precio del Gas (USD/MBTU)



Como se puede apreciar en la grafica anterior, la distribución de probabilidad del precio arroja un pronóstico de precio asi: un P10 de 4,52 USD/MBTU, un precio medio de 4,78 USD/MBTU y un P90 de 5,05 USD/MBTU.

La distribución asignada a la producción si varía a cada periodo, sin embargo, la diferencia es asociada a la distribución se observa mejor si se compara la distribución inicial (año 2020) y la distribución final (año 2025).

Figura 24

Distribución inicial de Probabilidad Aplicada a la Producción (MPCG)

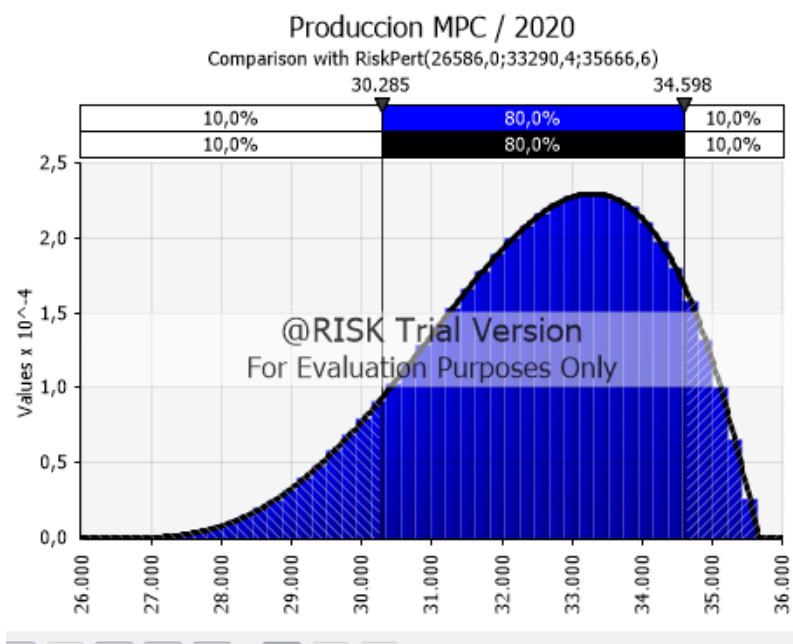


Figura 25

Distribución final de Probabilidad Aplicada a la Producción (MPCG)

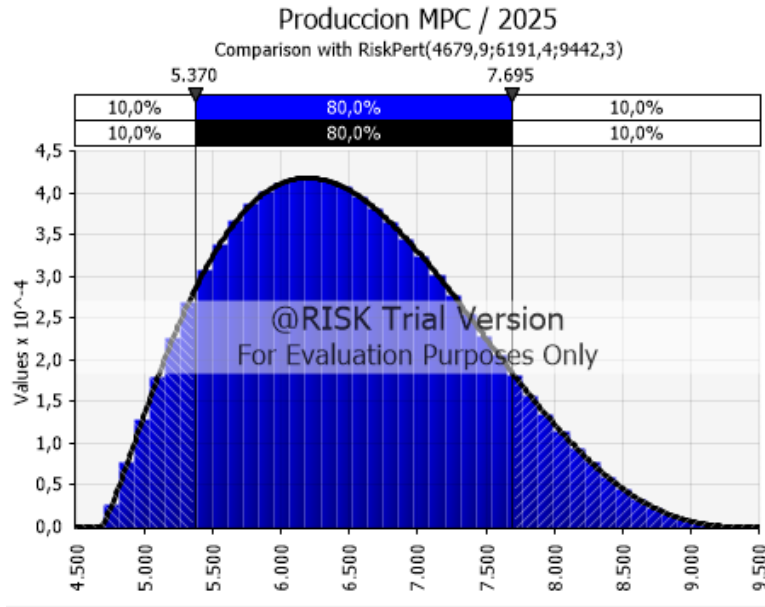


Tabla 28

Pronóstico de Producción Bajo el Método Probabilístico

Pronóstico de Producción (MPCG)			
Año	P10	Media	P90
2020	30.285	32.737	34.598
2021	20.704	22.833	25.028
2022	13.719	15.460	17.274
2023	10.470	12.371	14.252
2024	7.855	9.250	10.736
2025	5.370	6.136	7.695
Total Prod.	88.403	98.787	208.370

6.2.3. *Análisis de la Rentabilidad*

Los criterios de evaluación financiera, (VPN, TVR, RBC y PRI) junto a las utilidades netas generadas anualmente serán las variables de salida, y el resultado de la simulación, permitiendo no solo determinar la rentabilidad del campo si no también hasta qué punto podrá mantenerse este en operación sin dejar de percibir utilidades. A continuación, se mostrará uno a uno el análisis de estos.

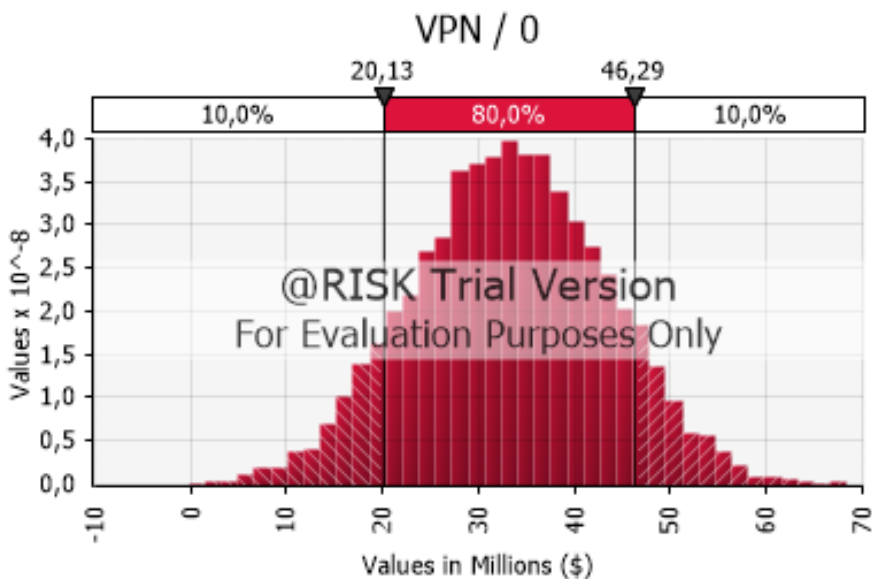
6.2.4. *Análisis de Valor Presente Neto (VPN)*

Como se ha mencionado anteriormente, un valor positivo en el valor presente neto es un indicador de la rentabilidad de un proyecto, dicho valor se obtiene teniendo en cuenta la ecuación (1.) del **apéndice A**.

Los resultados obtenidos en la **Figura 26**. Muestran un valor medio de VPN de 33.382.470 USD, en el P10 un VPN de 20.126.993 USD y en el P90 un VPN de 46.293.212 USD. **Figura 26**

Figura 26

Distribución de Probabilidad del VPN



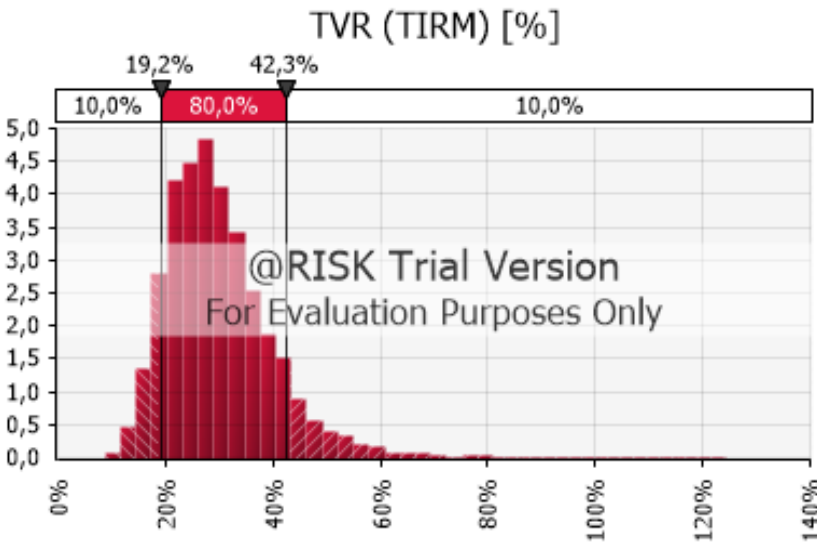
6.2.5. *Análisis de la Tasa Verdadera de Rentabilidad (TVR)*

La mejor forma de asegurar una rentabilidad en un proyecto es con un valor de TVR por encima de la tasa interna de oportunidad (TIO) de la compañía, dicho valor se obtiene teniendo en cuenta la ecuación (5.) del **apéndice A**.

Los resultados obtenidos en la **Figura 27**. Muestran un valor medio de TVR de 28,39 %, en el P10 de 19,2% y en el P90 de 42,3%.

Figura 27

Distribución de Probabilidad del TIRM



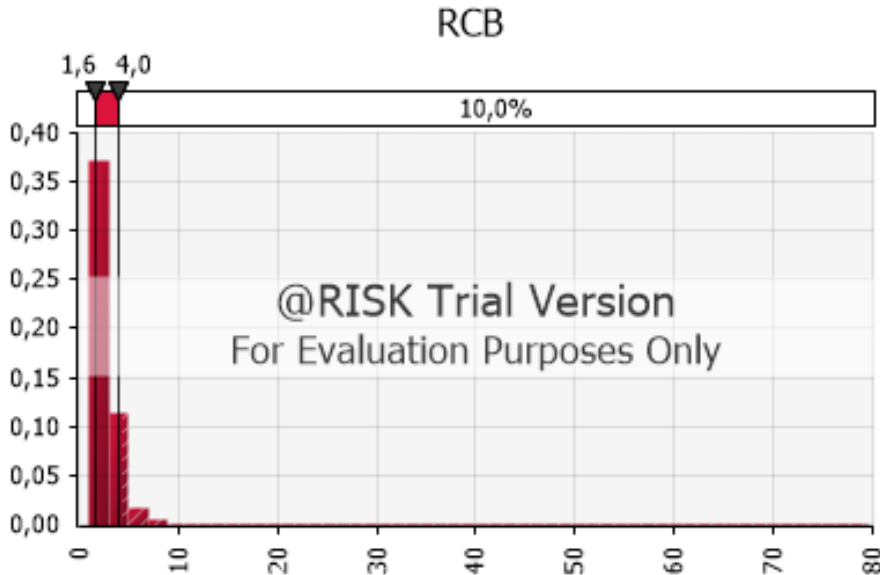
6.2.6. *Análisis de la Relación Beneficio Costo (RBC)*

Un criterio que ayuda a cuantificar la rentabilidad de un proyecto es la relación beneficio/costo, ya que este permite conocer el beneficio que el proyecto genera por cada dólar invertido, así pues, un $RBC = 1$ indicara que, por cada dólar invertido, el proyecto deja un dólar de utilidad, se puede calcular dicho valor a partir de la ecuación (3.) del **apéndice A**.

Los resultados obtenidos en la **Figura 28**. Muestran un valor medio de RBC de 2,3, en el P10 un RBC de 1,6 y en el P90 un RBC de 4

Figura 28

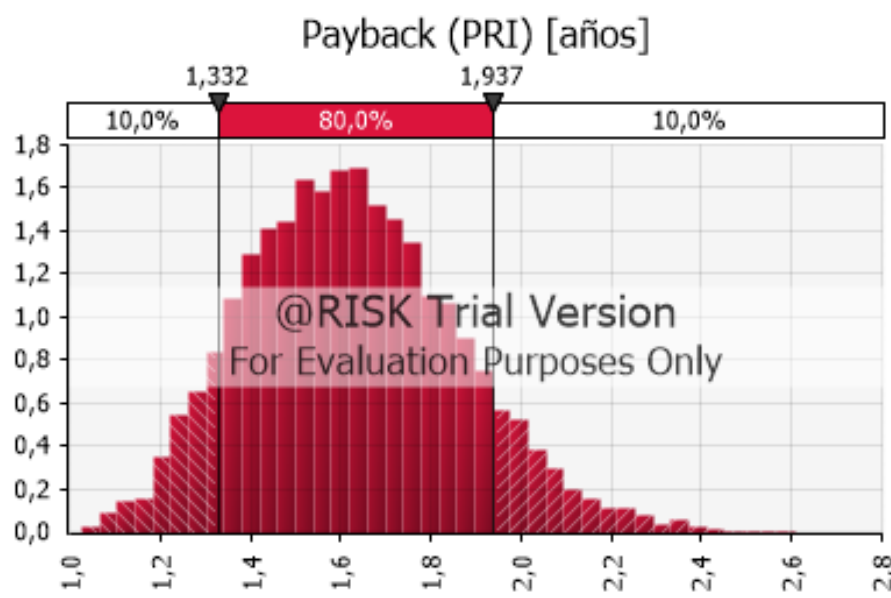
Distribución de Probabilidad del RBC



6.2.7. *Análisis del Periodo de Recuperación (PRI)*

Algo muy importante a la hora de hacer una evaluación financiera es el tiempo que va a tardar el inversionista en recuperar su inversión, para que el proyecto empiece a generarle utilidades, es a esto, a lo que se le conoce como PRI o también llamado Payback. Generalmente esto ocurre en los primeros periodos de la evaluación y puede calcularse teniendo en cuenta la ecuación (4.) del **apéndice A**.

Los resultados obtenidos en la **Figura 29**. Muestran un tiempo medio de recuperación medio de 1,6 años, en el P10 un tiempo de recuperación de 1,3 años y en el P90 un tiempo de recuperación de 1,9

Figura 29*Distribución Probabilística del PRI*

6.3. Continuidad Operacional del Campo Chuchupa

Para establecer el límite operacional del campo, es necesario aclarar que existen muchos factores que influirían sobre el riesgo en este proyecto al ser un campo maduro, cuya producción ya declina y cuenta con unos gastos fijos operacionales bastantes altos, pero que su precio de venta en cabeza de pozo es uno de los más altos de Colombia.

Los resultados presentados para fijar el límite de operación del campo son basados en las utilidades netas anuales y la probabilidad de que estas, aun siendo bajas, puedan costear el abandono del campo, el cual se estimó en 180.000 USD por pozo más un fondo adicional de 1 MUSD para el desmantelamiento de las facilidades, alcanzando con ello un valor de 3.160.000 USD (León, 2017).

Dicho lo anterior, se establece que lo más conveniente es continuar las operaciones de producción hasta el año 2023, ya que es el último periodo en el cual, se cuenta con una probabilidad del 90% (P10) de que los ingresos generados ese año sean de 6.137.074 USD, logrando fácilmente costear el abandono y desmantelamiento del campo y, aun así, percibir utilidades ese año, teniendo así un riesgo máximo del 10% de no poder costear el abandono del campo. En cuanto a las utilidades netas acumuladas, al abandonar el campo serian de 14.614.428 USD.

Figura 30

Distribución de Probabilidad Obtenida para la Utilidad Neta 2023



En cuanto a las condiciones de producción y precio del gas esperados para ese año, se estiman, con una probabilidad del 90% (P10), en un valor de 10.470 MPCG y 4,52 USD/MBTU respectivamente, con una tasa de producción promedio de 28,7 MPCDC.

Figura 31

Distribución de Probabilidad de Producción (MPCG)

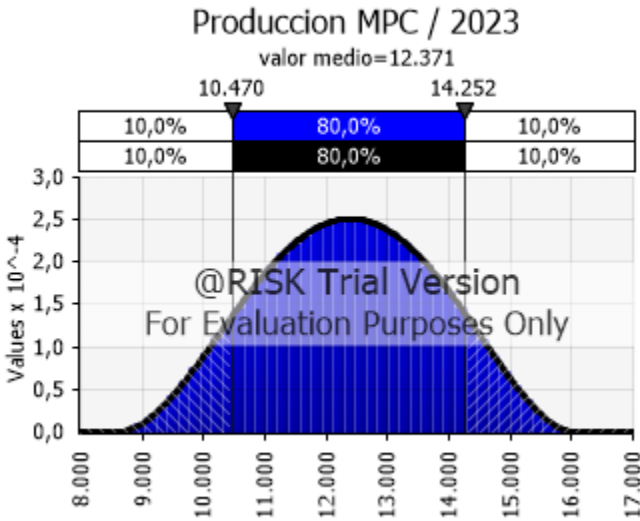
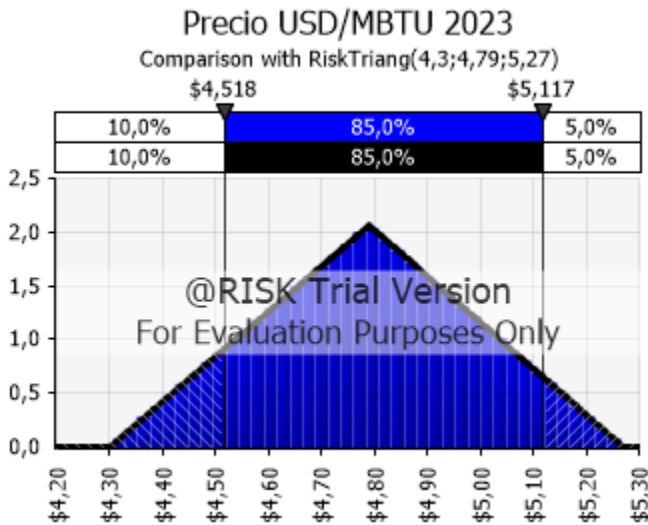


Figura 32

Distribución de Probabilidad del Precio del Gas (USD/MBBTU)



En cuanto a la rentabilidad del campo, viendo como una inversión la compra de la participación de Chevron, el proyecto presenta una rentabilidad muy favorable y con poco riesgo, dado que

existe un 90% de que los criterios de evaluación sean muy favorables para la compañía inversora, generando unas utilidades acumuladas de 14.614.428 USD una vez pagado el costo de abandono.

Tabla 29

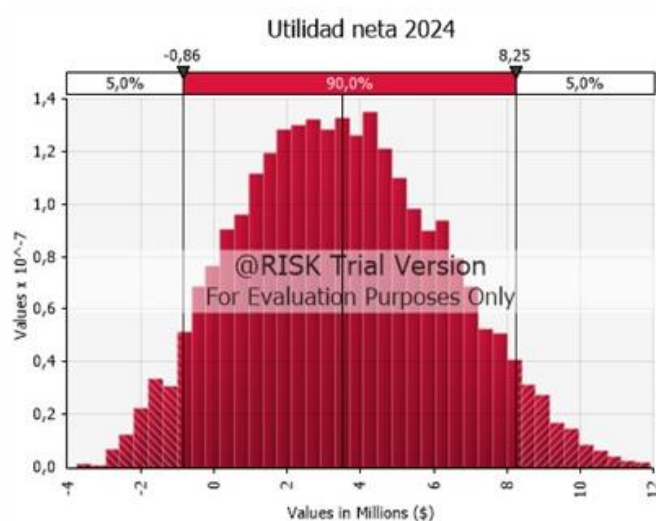
Resultados Financieros

Indicador	P10	Media	P90	Unidades
VPN	20.130.000	33.382.470	46.290.000	USD
TVR	19,2	28,39	42,3	%
RBC	1,6	2,3	4	
PRI	1,3	1,6	1,9	Años

Por último, de no tenerse en cuenta los resultados aquí expuestos, y continuar operando el campo más allá del 2023, el riesgo de no generar la utilidad neta necesaria para poder costear el abandono del campo es muy alto, ya que la utilidad media (50% de probabilidad) esperada para el año 2024 es de 3.389.073 USD.

Figura 33

Distribución de Probabilidad de la Utilidad Neta 2024



Conclusiones

Analizando los resultados obtenidos por el método determinístico, se concluye que el mejor escenario que puede haber para la compañía claramente es el octavo donde se tiene una producción optimista, y un precio del gas de 5,27 USD/MBTU, manteniendo las operaciones hasta el año 2025, generado así utilidades netas acumuladas por un valor de 135.283.552 USD.

Sin tener en cuenta los resultados del modelo probabilístico, el año 2024 es el mejor candidato para finalizar las operaciones de producción del campo Chuchupa, ya que este contempla el 60% de los escenarios rentables para la compañía, disminuyendo así el riesgo de continuar operando el campo hasta el año 2025 y que no se cumplan los escenarios planteados para este año, incurriendo así en pérdidas financieras.

Teniendo en cuenta que llegado el 2025, al campo Chuchupa, teóricamente, aun le quedarían reservas, se concluye que el costo fijo de operación anual de las plataformas (23.5000.000 USD) es la mayor limitante para continuar operando el campo más allá del 2023 sin incurrir en pérdidas económicas.

Obsérvese que los resultados obtenidos del modelo determinístico para todos los 9 escenarios planteados son puntales, y estos caen en los rangos de valores obtenidos entre el P90 y P10 del modelo probabilístico; la ventaja de obtener los valores del método probabilístico, es que se obtiene un rango de valores y el riesgo de ocurrencia entre los percentiles y los valores centrales se puede acotar, obteniendo así pronósticos de ocurrencia con gran mitigación de riesgo no solo financiero sino también técnico (si fuera el caso).

Es relevante establecer lo mejor posible los datos proyectados de producción, ya que en este trabajo de investigación es una de las variables más representativas en la evaluación financiera, por ello, los pronósticos de producción que sirvieron de base en la evaluación determinística se obtuvieron a partir de una curva de declinación exponencial, garantizando que esta, replicara gran parte de los datos históricos del campo Chuchupa.

Comparando ambas metodologías utilizadas para la evaluación financiera, es claro que la metodología determinística arroja resultados sobrestimados, desechando escenarios con una alta probabilidad de rentabilidad como lo es el escenario 4 que proponía finalizar las operaciones en el año 2023.

El uso de metodologías probabilísticas (en este caso la simulación de Montecarlo) maximizan la valoración de los proyectos, permitiendo con ello determinar hasta qué punto y bajo qué probabilidad de riesgo las compañías inversoras podrían continuar o desistir su participación en este tipo de proyectos.

Finalmente, analizando los resultados obtenidos bajo el método probabilístico, se establece que lo más conveniente es continuar las operaciones de producción hasta el año 2023, ya que es el último periodo en el cual, se cuenta con una probabilidad del 90% (P10) de que los ingresos generados ese año sean de 6.137.074 USD, logrando fácilmente costear el abandono y desmantelamiento del campo y, aun así, percibir utilidades ese año, teniendo así un riesgo máximo del 10% de no poder costear el abandono del campo. En cuanto a las utilidades netas acumuladas, al abandonar el campo serían de 14.614.428 USD. Lo anterior bajo los valores de producción y precio de venta del gas más probables (P10), 10.470 MPCG y 4,52 USD/MBTU respectivamente.

Recomendaciones

Teniendo en cuenta que el alto costo fijo de operación anual de las plataformas del campo Chuchupa es lo que limita la continuidad de este, se recomienda desarrollar metodologías con el fin de reducir dichos costos.

Con base en el número de reservas aquí propuestas para el campo Chuchupa, una vez retirada la producción total de los periodos proyectados, aun se cuenta con gas suficiente para producir gas. Una opción de aumentar el límite económico del campo sería evaluar si es económicamente viable realizar nuevamente etapas de compresión en el campo, con el fin de aumentar la tasa de producción y a con esto no solo aumentar el tiempo de operación sino también las utilidades acumuladas generadas.

Para realizar una estimación más precisa del valor de la inversión realizada, se recomienda el uso de la simulación de yacimientos, con el fin de poder calcular, en base a parámetros petrofísicos el número de reservas probables en el yacimiento, y posterior a ello realizar una mejor valoración de estas. Esto con el fin de tener una mayor exactitud a la hora de realizar los flujos de caja.

Por otro lado, existe la posibilidad de la existencia de un remanente de gas aun no descubierto y que este sea realmente el motivo de la compra de la participación de Chevron por parte de Hocol, con base en esto se podría entrar a estimar a partir de que cantidad de reservas de gas esperadas, sería económicamente viable entrar en gastos para la explotación de estas, sin embargo, el alcance de este trabajo de investigación no contempla dicha evaluación.

Analizando el panorama de exploración de hidrocarburos en Colombia a nivel offshore, se presenta buenos resultados, como por ejemplo la nueva provincia gasífera del país, las reservas

estimadas de la cuenca Sinú Offshore y también Guajira Offshore. Con base en esto, y teniendo en cuenta la capacidad de almacenamiento de las plataformas, se recomienda evaluar la posibilidad de usar estas como estación de tratamiento y recolección del gas, para los yacimientos cercanos, descubiertos en un futuro posterior a su abandono.

Referencias Bibliográficas

- Agencia Nacional de Hidrocarburos, (S.f). Estadísticas del sector. Obtenido de:
<https://www.anh.gov.co/estadisticas-del-sector/regal%C3%ADas-y-producci%C3%B3n>
- Ahumada Rojas, Ó. (2020). Se calienta pulso por el suministro del gas natural. El tiempo. Obtenido de <https://www.eltiempo.com/economia/sectores/como-estan-las-reservas-de-gas-natural-en-colombia-en-2020-471314>
- Álvarez, C. (2001). Evaluación económica de alternativas de inversión.
http://bdigital.unal.edu.co/46159/6/9588095085_Part01.PDF
- Banco Central de Reserva del Perú. (2011). Glosario de términos económicos.
- Baron, M. A., & Serrano, L. (2012). Plan para la implementación del proceso de confiabilidad e integridad de equipos de superficies para los campos de producción de gas Chuchupa y Ballena en el departamento de la Guajira. Universidad Industrial de Santander.
- Betancourt, D. (2018). Modelos probabilísticos de inventario: ¿Cuáles son y cómo se realizan?.
www.ingenioempresa.com/modelos-probabilisticos-inventario
- Calderón, J. (2010). Evaluación técnica y financiera, con metodología estocástica de proyectos de inversión petrolera en aguas profundas. (tesis de pregrado). Instituto politécnico nacional. México D.F., México.
- Canales E.J, (2015). Criterios para la toma de decisión de inversiones. Revista electrónica de investigación en ciencias económicas.
- Cerón, M., Castellanos, O., Barragán, F., & Montenegro, G. (Septiembre de 2009). Agencia Nacional de Hidrocarburos. Obtenido de ANH web site:
<http://www.anh.gov.co/Informacion-Geologica-y-Geofisica/Estudios-Integrados-y->

Modelamientos/Presentaciones%20y%20Poster%20Tcnicos/Geol%20Gustavo%20Monte negro%20Buitrago%20(PDF).pdf

Comisión de Regulación de Energía y Gas. (2013). Resolución número 089 del 2013. Ministerio de Minas y Energía.

Díaz, V., Castillo, M., Vecino, C., Castro, R., Maya, G., Bravo, O. (2010). Análisis de riesgo y simulación de Montecarlo en la valoración de proyectos – aplicación en la industrial de los hidrocarburos. *El Reventón Energético*. (9), p. 33/41.

Durán, J., & Ruiz, J. (2009). Explotación de campos maduros, aplicaciones de campo. Universidad Nacional Autónoma de México. México D.F, México.

EIA. (2018). International Energy Agency. Obtenido de <https://www.iea.org/data-and-statistics?country=WORLD&fuel=Natural%20gas&indicator=NatGasCons>

Finnerty, J. D. (2013). *Project Financing : Asset - based financial engineering*. New Jersey: Wiley Finance Series.

Gallardo , M., & Andalaft, A. (s.f.). Analisis de la incorporación de la flexibilidad en la evaluación de proyectos de inversión utilizando opciones reales y descuento de flujos dinamico. *Horizontes Empresariales Universidad de Bio Bio*, 35-50.

Gandulay, C., & Tapia , S. (2012). Gestión y optimización de proyectos para la explotación de campos maduros . (Tesis de pregrado) , Universidad Nacional Autónoma de México, México.

García , M., Mier, R., & Cruz, L. (2011). Geoquímica de hidrocarburos de la Subcuenca baja Guajira, Colombia (Vol.33).

- García Ruíz, F. A., & Romero Romero, R. E. (s.f.). Caracterización y análisis de modelos de evaluación económica de proyectos de inversión bajo incertidumbre. *Revista Ingeniería Industrial Universidad Bio Bio*, 35-50.
- González, R. (2015). *Introducción del factor humano al análisis de riesgo*. Tesis de doctorado . Barcelona.
- Hernández, G. (1996). *Evaluación de proyectos de inversión*. Diplomado en el Ciclo de Vida de los Proyectos de Inversión. (Nafin, Ed.) México: Nafin-OEA.
- Hocol. (26 de Noviembre de 2019). Hocol firmó acuerdo para adquirir la participación de Chevron Petroleum Company en los campos de Chuchupa y Ballena en La Guajira. Hocol. Obtenido de Hocol Web site: <https://www.hocol.com.co/actualidad/317-hocol-firmo-acuerdo-para-adquirir-la-participacion-de-chevron-petroleum-company-en-los-campos-de-chuchupa-y-ballena-en-la-guajira>
- Hocol. (01 de mayo de 2020). Hocol adquiere participación e inicia operación de los campos de gas Chuchupa y Ballena en La Guajira. Hocol. Obtenido de Hocol Web site: <https://www.hocol.com.co/actualidad/325-hocol-adquiere-participacion-e-inicia-operacion-de-los-campos-de-gas-chuchupa-y-ballena-en-la-guajira>
- Giraldo, C., y Rodríguez, D. (2017). *Evaluación de formaciones para un descubrimiento de gas seco en el mar caribe colombiano, incorporando soluciones inversas, a partir de respuestas a modelos numéricos y analíticos (tesis de pregrado)*. Fundación universidad de América. Bogotá, Colombia.
- Johnson, R.W., & Meliche, R.W. (2000). *Administración financiera contemporánea*, Ed. Thomson, ed. 9, México.

- Jornsten, K. (1992). Sequencing offshore oil and gas fields under uncertainty. *European Journal of Operational Research*, 191-201.
- Koduluka, P., & Papudesu, C. (2006). *Project Valuation Using Real Options*. (J. R. Publishing, Ed.) Fort Lauderdale.
- León, M. (2017). *Evaluación financiera de desarrollo de campos petroleros utilizando opciones reales (tesis de maestría)*. Colegios de estudio superiores de administración, Bogotá, Colombia.
- Manotas, D. F., Estrada, A., Uribe, R. J. (2011). *Aplicaciones del coeficiente de Gini y la semivarianza como estimadores del riesgo en la sección de proyectos*. Calio.
- Marco teórico. (2010). Modelos determinísticos.
<https://www.marcoteorico.com/curso/87/matematicas-para-la-toma-de-decisiones/718/modelos-deterministicos>
- N. Sapag, R. Sapag, & J. Sapag, (2008). *Preparación y evaluación de proyectos*.
<http://www.utntyh.com/wp-content/uploads/2013/03/Preparacion-Y-Evaluacion-De-Proyectos-Sapag-Sapag.pdf>
- Naturgas. (2019). *Panorama internacional*. Obtenido de
<file:///C:/Users/avchm/Downloads/Indicadores2019%20de%20CONSUMO%20DE%20GAS.pdf>
- Neira, E. (2017). *Análisis de riesgo e incertidumbre en la evaluación de proyectos de la industria del petróleo*. Conferencia de petróleo y gas , (pág. 130).
- Pinilla, E. (2015). *Análisis económico y evaluación financiera de la extensión del Contrato de Asociación Guajira (tesis de pregrado)*. Universidad Industrial de Santander. Bucaramanga, Colombia.

Promigas. (2014). Informe del Sector Gas Natural. Obtenido de <https://tinyurl.com/y5vxjrac>

Sampedro, A. (2020). Se fue Chevron de la Guajira y llega Ecopetrol. La Guajira hoy.com. Obtenido de <https://laguajirahoy.com/la-guajira/se-fue-chevron-de-la-guajira-y-llega-ecopetrol.html>

Sampieri, R., Colado, C., & Baptista, P. (2010). Metodología de la Investigación 5ta Edición. Mexico D.F: McGRAW-HILL / INTERAMERICANA EDITORES, S.A. DE C.V.

Santander, A. (2016). Evaluación económica de proyectos en marcha en una empresa petrolera. (tesis de pregrado). Universidad empresarial siglo XXI. Neuquén, La Patagonia, Argentina.

Schlumberger Oilfield Glossary. (2019). Campo de gas - Schlumberger Oilfield Glossary. https://www.glossary.oilfield.slb.com/es/Terms/n/natural_gas.aspx

Synek, S. (2009). Start With Why. New York: Portafolio/Penguin.

Thompson, J. (2016). EVALUACIÓN DE PROYECTOS: CONCEPTOS. <https://www.promonegocios.net/proyecto/evaluacion-proyectos.html>

Unidad de Planeación Minero Energética. (2018). Boletín estadístico de energías 2018. Obtenido de file:///C:/Users/avchm/Downloads/Boletin_Estadistico%20de%20energias_2018.pdf

Unidad de Planeación Minero Energética. (2018). Proyección de los precios energéticos para generación eléctrica 2018-2040.

Vaquiro, J.D. (2010). Periodo de recuperación de la inversión - PRI. <https://www.pymesfuturo.com/pri.htm>

Valencia, G. (2017). Curvas de Declinación en pozos de yacimientos tipo: Tight Oil. Ciudad de México, México

Zapata , R. (2008). Aprende a evaluar los riesgos que rodea tu empresa. Entrepreneur México, 22-26.

Apéndice A

Criterios de Evaluación

Ecuación 1. VPN: Valor presente neto

$$VPN = -I_0 + \sum_{t=1}^N \frac{FC_t}{(1+K)^t}$$

$$VPN = VPI - VPE$$

Donde:

FC_t: Flujo de caja del proyecto en el periodo t. **N:** Horizonte temporal del proyecto. **I₀:** Inversión inicial. **K:** Tasa de Descuento. **VPI:** Valor presente de ingresos, representa el valor actualizado de todos los flujos netos de efectivo. **VPE:** Valor presente de egresos, representado por la inversión inicial.

Ecuación 2. TIR: Tasa de interna de retorno

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

Donde:

FC_t: Flujos de caja del proyecto en el periodo t. **N:** Horizonte del proyecto. **I₀:** Inversión inicial.

Ecuación 3. RBC: Relación beneficio costo

$$RBC = \frac{VPI}{VPE}$$

Donde:

VPI: Valor presente de ingresos, representa el valor actualizado de todos los flujos netos de efectivo. **VPE:** Valor presente de egresos, representado por la inversión inicial.

Ecuación 4. PR: Periodo de recuperación. Cuando los flujos efectivos de cada periodo son iguales.

$$PR = \frac{\textit{Inversión Inicial}}{\textit{Flujo de efectivo anual}}$$

Cuando los flujos efectivos de cada periodo son desiguales.

$$PR = A + \frac{B}{C}$$

Donde:

A: Año previo a la recuperación completa. **B:** Costo no recuperado al final del año previo.

C: Flujo de efectivo del siguiente año.

Ecuación 5. TVR: Tasa verdadera de rentabilidad (**TIRM**)

$$\sum_{t=1}^N \frac{FC_{(-)t}}{(1+K)^t} = \frac{\sum_t^N FC_{(+)t}(1+K)^{N-1}}{(1+TIRM)^N}$$

Donde:

$\frac{\sum_t^N FC_{(+)t}(1+K)^{N-1}}{(1+TIRM)^N}$: Valor terminal de los flujos de fondos positivos.

$\sum_{t=1}^N \frac{FC_{(-)t}}{(1+TIR)^t}$: Valor actual de los flujos de fondos negativos.

TIRM: Tasa interna de retorno modificada.

Ecuación 6. Riesgo máximo que el proyecto puede soportar

$$\frac{VPN}{(VPN + INV)}$$

Donde:

VPN: Valor Presente Neto

INV: Inversión