



**UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
GESTIÓN DE BIBLIOTECAS**



**CARTA DE AUTORIZACIÓN**

**CÓDIGO**

**AP-BIB-FO-06**

**VERSIÓN**

**1**

**VIGENCIA**

**2014**

**PÁGINA**

**1 de 2**

Neiva, 17/07/2024

Señores

CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN

UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA

Ciudad

El (Los) suscrito(s):

Daniela Mañozca Cruz , con C.C. No. 1.075.282.062

Andrea Piratova Aguilera, con C.C. No.1051210812

Autor(es) de la tesis y/o trabajo de grado o titulado: Inclusión de la incertidumbre en la evaluación de proyectos petroleros mediante la implementación de la Simulación Montecarlo usando la herramienta PetroVR, y su impacto en la toma estratégica de decisiones.

presentado y aprobado en el año 2024 como requisito para optar al título de Especialista en Estadística.

Autorizo (amos) al CENTRO DE INFORMACIÓN Y DOCUMENTACIÓN de la Universidad Surcolombiana para que, con fines académicos, muestre al país y el exterior la producción intelectual de la Universidad Surcolombiana, a través de la visibilidad de su contenido de la siguiente manera:

- Los usuarios puedan consultar el contenido de este trabajo de grado en los sitios web que administra la Universidad, en bases de datos, repositorio digital, catálogos y en otros sitios web, redes y sistemas de información nacionales e internacionales “open access” y en las redes de información con las cuales tenga convenio la Institución.
- Permita la consulta, la reproducción y préstamo a los usuarios interesados en el contenido de este trabajo, para todos los usos que tengan finalidad académica, ya sea en formato Cd-Rom o digital desde internet, intranet, etc., y en general para cualquier formato conocido o por conocer, dentro de los términos establecidos en la Ley 23 de 1982, Ley 44 de 1993, Decisión Andina 351 de 1993, Decreto 460 de 1995 y demás normas generales sobre la materia.
- Continúo conservando los correspondientes derechos sin modificación o restricción alguna; puesto que, de acuerdo con la legislación colombiana aplicable, el presente es un acuerdo jurídico que en ningún caso conlleva la enajenación del derecho de autor y sus conexos.

De conformidad con lo establecido en el artículo 30 de la Ley 23 de 1982 y el artículo 11 de la Decisión Andina 351 de 1993, “Los derechos morales sobre el trabajo son propiedad de los autores” , los cuales son irrenunciables, imprescriptibles, inembargables e inalienables.

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional [www.usco.edu.co](http://www.usco.edu.co), link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
GESTIÓN DE BIBLIOTECAS



CARTA DE AUTORIZACIÓN

CÓDIGO

AP-BIB-FO-06

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

2 de 2

EL AUTOR/ESTUDIANTE

Daniela Mañozca Cruz

Firma:

EL AUTOR/ESTUDIANTE:

Andrea Piratova Aguilera

Firma:

Firmado  
digitalmente por  
Andrea Piratova  
Aguilera

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional [www.usco.edu.co](http://www.usco.edu.co), link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA  
GESTIÓN DE BIBLIOTECAS



DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO

CÓDIGO

AP-BIB-FO-07

VERSIÓN

1

VIGENCIA

2014

PÁGINA

1 de 3

**TÍTULO COMPLETO DEL TRABAJO:** INCLUSIÓN DE LA INCERTIDUMBRE EN LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS PETROLEROS MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA SIMULACIÓN MONTECARLO USANDO LA HERRAMIENTA PETROVR, Y SU IMPACTO EN LA TOMA ESTRATÉGICA DE DECISIONES.

**AUTOR O AUTORES:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
MAÑOZCA CRUZ PIRATOVA AGUILERA	DANIELA ANDREA

**DIRECTOR Y CODIRECTOR TESIS:**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre

**ASESOR (ES):**

Primero y Segundo Apellido	Primero y Segundo Nombre
SUAREZ IBÁÑEZ	JULIÁN MAURICIO

**PARA OPTAR AL TÍTULO DE:** Especialista en Estadística

**FACULTAD:** Ciencias Exactas Naturales

**PROGRAMA O POSGRADO:** Especialización en estadística

**CIUDAD:** Neiva      **AÑO DE PRESENTACIÓN:** 2024      **NÚMERO DE PÁGINAS:** 62

**TIPO DE ILUSTRACIONES** (Marcar con una X):

Diagramas\_\_\_ Fotografías\_\_\_ Grabaciones en discos\_\_\_ Ilustraciones en general X Grabados\_\_\_  
Láminas\_\_\_ Litografías\_\_\_ Mapas\_\_\_ Música impresa\_\_\_ Planos\_\_\_ Retratos\_\_\_ Sin ilustraciones\_\_\_ Tablas  
o Cuadros\_\_\_

**SOFTWARE** requerido y/o especializado para la lectura del documento:

**MATERIAL ANEXO:** NA

**PREMIO O DISTINCIÓN** (En caso de ser LAUREADAS o Meritoria):

Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional [www.usco.edu.co](http://www.usco.edu.co), link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



**PALABRAS CLAVES EN ESPAÑOL E INGLÉS:**

**Español**

1. Evaluación de Proyectos de Petróleo y Gas
2. Simulación de Monte Carlo
3. Análisis determinístico
4. Análisis probabilístico
5. PetroVR.

**Inglés**






Oil & Gas Project Evaluation  
Monte Carlo Simulation  
Deterministic Analysis  
Probabilistic Analysis  
PetroVR.

**RESUMEN DEL CONTENIDO:** (Máximo 250 palabras)

Actualmente la economía está viviendo una etapa de transformación y globalmente los países desean realizar una transición de las energías fósiles tradicionales a las energías renovables, esto ha venido acompañado de una serie de compromisos adquiridos a nivel internacional por parte de los distintos gobiernos que obligan a las grandes compañías a modificar sus planes de negocio en un mediano y largo plazo, es por esto que resulta vital una correcta evaluación de los proyectos de Petróleo y Gas que se van a ejecutar y que ya se están ejecutando, puesto que son los proyectos que financiarán los nuevos proyectos de energías renovables. Es por esto que el presente proyecto pretende medir el impacto de las evaluaciones determinísticas y probabilísticas en la toma de decisiones de Proyectos de Petróleo y Gas. Para esto se diseñará un modelo base de evaluación en el software PetroVR de la compañía Quorum Software, que incluirá variables de decisión, variables aleatorias y como resultados se tendrán parámetros financieros que permitirán medir la viabilidad del proyecto caso de estudio. Para el análisis probabilístico se usará la simulación de Montecarlo que está incluida como una funcionalidad del software PetroVR. Al finalizar la estructuración del modelo y los casos, se correrá la simulación y se compararán los resultados de los casos, con el fin de plantear la mejor estrategia antes y durante la ejecución del proyecto petrolero. Esto a su vez permitirá medir el impacto de la inclusión del riesgo en la evaluación de proyecto y visibilizará la importancia de los análisis probabilísticos frente a un análisis determinístico.

**ABSTRACT:** (Máximo 250 palabras)

Currently, the economy is undergoing a phase of transformation, and globally, countries aim to transition from traditional fossil fuels to renewable energies. This transition has been accompanied by a series of commitments made at the international level by various governments, compelling large companies to modify their medium and long-term business plans. Therefore, it is crucial to accurately assess the Oil and Gas projects that are either in progress or scheduled for execution since these projects will finance the new renewable energy initiatives. Hence, this project aims to measure the impact of deterministic and probabilistic evaluations on decision-making in Oil and Gas Projects. To achieve this, a baseline evaluation model will be designed using the PetroVR software from Quorum Software. This model will encompass decision variables, random variables, and as outcomes, financial parameters will be obtained to measure the project's feasibility in the case study. Montecarlo simulation, integrated as a functionality within the PetroVR software, will be utilized for probabilistic analysis. Upon the completion of the model structuring and scenarios, the simulation will be run, and the results of the cases will be compared. The objective is to propose the best strategy before and during the execution of the oil project. This, in turn, will allow measuring the impact of risk inclusion in project evaluation and will highlight the significance of probabilistic analyses over deterministic analysis.

	UNIVERSIDAD SURCOLOMBIANA GESTIÓN DE BIBLIOTECAS					   	
	DESCRIPCIÓN DE LA TESIS Y/O TRABAJOS DE GRADO					<small>IC 706-4</small> <small>SA 14001 102104</small> <small>AF 45001 102111</small>	
<b>CÓDIGO</b>	<b>AP-BIB-FO-07</b>	<b>VERSIÓN</b>	<b>1</b>	<b>VIGENCIA</b>	<b>2014</b>	<b>PÁGINA</b>	<b>3 de 3</b>

## APROBACION DE LA TESIS

Nombre Jurado: LEONARDO FABIO MEDINA ORTIZ

Firma:



Vigilada Mineducación

La versión vigente y controlada de este documento, solo podrá ser consultada a través del sitio web Institucional [www.usco.edu.co](http://www.usco.edu.co), link Sistema Gestión de Calidad. La copia o impresión diferente a la publicada, será considerada como documento no controlado y su uso indebido no es de responsabilidad de la Universidad Surcolombiana.



UNIVERSIDAD  
**SURCOLOMBIANA**

NIT: 891180084-2



CONSTRUYAMOS  
**UNIVERSIDAD**  
PARA EL DESARROLLO Y EL BUEN VIVIR

## FACULTAD DE CIENCIAS EXACTAS Y NATURALES

### ESPECIALIZACIÓN EN ESTADÍSTICA

#### CARTA DE ACEPTACIÓN

En calidad de Coordinador del Posgrado Especialización en Estadística, programa reconocido por el Ministerio de Educación Nacional mediante Resolución de Registro Calificado No. 3683 del 2 de marzo de 2018 y adscrito a la Facultad de Ciencias Exactas y Naturales de la Universidad Surcolombiana, me permito informar que el trabajo de investigación titulado: **“INCLUSIÓN DE LA INCERTIDUMBRE EN LA EVALUACIÓN DE PROYECTOS PETROLEROS MEDIANTE LA IMPLEMENTACIÓN DE LA SIMULACIÓN MONTECARLO USANDO LA HERRAMIENTA PETROVR, Y SU IMPACTO EN LA TOMA ESTRATÉGICA DE DECISIONES”** presentado por las estudiantes Daniela Mañozca Cruz y Andrea Piratova Aguilera; es ACEPTADO como trabajo de grado para optar el título de Especialista en Estadística.

Para constancia se firma en la Ciudad de Neiva, a los quince (15) días del mes de julio del año 2024.

**JAIME POLANIA PERDOMO**  
Coordinador

Vigilada Mineducación

**Inclusión De La Incertidumbre En La Evaluación De Proyectos Petroleros Mediante La Implementación De  
La Simulación Montecarlo Usando La Herramienta PetroVR, Y Su Impacto En La Toma Estratégica De  
Decisiones.**

**Daniela Mañozca Cruz**

**Andrea Piratova Aguilera**

**Universidad Surcolombiana**

**Facultad de Ciencias Exactas Naturales, Universidad Surcolombiana**

**Especialización en Estadística**

**Neiva**

**2024**

**Inclusión De La Incertidumbre En La Evaluación De Proyectos Petroleros Mediante La Implementación De  
La Simulación Montecarlo Usando La Herramienta PetroVR, Y Su Impacto En La Toma Estratégica De  
Decisiones.**

**Daniela Mañozca Cruz**

**Andrea Piratova Aguilera**

**Asesor Trabajo De Grado**

**Ing. M.Sc. Julián Mauricio Suarez Ibáñez**

**Trabajo De Grado Para Optar Al Título De Especialista En Estadística**

**Universidad Surcolombiana**

**Facultad de Ciencias Exactas Naturales, Universidad Surcolombiana**

**Especialización en Estadística**

**Neiva**

**2024**



## Resumen

Actualmente la economía está viviendo una etapa de transformación y globalmente los países desean realizar una transición de las energías fósiles tradicionales a las energías renovables, esto ha venido acompañado de una serie de compromisos adquiridos a nivel internacional por parte de los distintos gobiernos que obligan a las grandes compañías a modificar sus planes de negocio en un mediano y largo plazo, es por esto que resulta vital una correcta evaluación de los proyectos de Petróleo y Gas que se van a ejecutar y que ya se están ejecutando, puesto que son los proyectos que financiarán los nuevos proyectos de energías renovables. Es por esto que el presente proyecto pretende medir el impacto de las evaluaciones determinísticas y probabilísticas en la toma de decisiones de Proyectos de Petróleo y Gas. Para esto se diseñará un modelo base de evaluación en el software PetroVR de la compañía Quorum Software, que incluirá variables de decisión, variables aleatorias y como resultados se tendrán parámetros financieros que permitirán medir la viabilidad del proyecto caso de estudio. Para el análisis probabilístico se usará la simulación de Montecarlo que está incluida como una funcionalidad del software PetroVR. Al finalizar la estructuración del modelo y los casos, se correrá la simulación y se compararán los resultados de los casos, con el fin de plantear la mejor estrategia antes y durante la ejecución del proyecto petrolero. Esto a su vez permitirá medir el impacto de la inclusión del riesgo en la evaluación de proyecto y visibilizará la importancia de los análisis probabilísticos frente a un análisis determinístico.

*Palabras Clave:* Evaluación de Proyectos de Petróleo y Gas, Simulación de Monte Carlo, Análisis determinístico, Análisis probabilístico, PetroVR.

## Abstract

Currently, the economy is undergoing a phase of transformation, and globally, countries aim to transition from traditional fossil fuels to renewable energies. This transition has been accompanied by a series of commitments made at the international level by various governments, compelling large companies to modify their medium and long-term business plans. Therefore, it is crucial to accurately assess the Oil and Gas projects that are either in progress or scheduled for execution since these projects will finance the new renewable energy initiatives. Hence, this project aims to measure the impact of deterministic and probabilistic evaluations on decision-making in Oil and Gas Projects. To achieve this, a baseline evaluation model will be designed using the PetroVR software from Quorum Software. This model will encompass decision variables, random variables, and as outcomes, financial parameters will be obtained to measure the project's feasibility in the case study. Montecarlo simulation, integrated as a functionality within the PetroVR software, will be utilized for probabilistic analysis. Upon the completion of the model structuring and scenarios, the simulation will be run, and the results of the cases will be compared. The objective is to propose the best strategy before and during the execution of the oil project. This, in turn, will allow measuring the impact of risk inclusion in project evaluation and will highlight the significance of probabilistic analyses over deterministic analysis.

*Keywords:* Oil & Gas Project Evaluation, Monte Carlo Simulation, Deterministic Analysis, Probabilistic Analysis, PetroVR.

## Contenido

1	Planteamiento Del Problema .....	10
2	Pregunta Problema .....	10
3	Marco Teórico .....	11
3.1	Antecedentes.....	11
3.1.1	Proyectos De Petróleo Y Gas En Colombia .....	12
3.1.2	Definición De Un Proyecto .....	15
3.2	Reservas.....	15
3.3	Pronósticos De Producción.....	16
3.4	Precio Del Crudo .....	16
3.5	Costos .....	18
3.5.1	CAPEX .....	18
3.5.2	OPEX.....	19
3.6	Regalías .....	20
3.7	Evaluación De Proyectos.....	21
3.8	Horizonte Económico.....	23
3.9	Tasa De Descuento.....	24
3.10	VPN .....	24
3.11	PetroVR.....	24
3.12	Simulación De Montecarlo .....	26
3.12.1	Funcionamiento De La Simulación Montecarlo .....	26
3.12.2	Pasos Recomendados Para El Uso De La Simulación Montecarlo.....	27
4	Objetivos .....	27
4.1	General .....	27
4.2	Objetivos Específicos .....	28
5	Justificación.....	28
6	Alcance.....	28
7	Diseño Metodológico.....	29
7.1	Descripción De Los Datos .....	29
7.2	Análisis Exploratorio De Datos (Eda) .....	33
7.2.1	Normalización de Curvas.....	33
7.2.2	Estadística Descriptiva – 1ª Fase .....	34
7.2.3	Limpieza de Datos .....	35

7.2.4	Estadística Descriptiva – 2ª Fase: .....	36
7.3	Procesamiento De Datos .....	37
7.3.1	Proyección de los perfiles de producción.....	38
7.3.2	Manejo Datos de OPEX .....	39
7.3.3	Manejo datos de CAPEX .....	42
7.4	Diseño De Modelo En PetroVR .....	43
7.5	Sensibilidades Y Descripción De Variables.....	49
8	Resultados .....	54
8.1	Análisis Determinístico y Sensibilidades .....	54
8.2	Análisis Probabilístico .....	55
9	Conclusiones Y Recomendaciones .....	58
10	Bibliografía .....	61

Ilustración 1. ....	14
Ilustración 2. ....	17
Ilustración 3. ....	18
Ilustración 4. ....	21
Ilustración 5. ....	22
Ilustración 6. ....	25
Ilustración 7. ....	30
Ilustración 8. ....	33
Ilustración 9. ....	34
Ilustración 10. ....	37
Ilustración 11. ....	40
Ilustración 12. ....	41
Ilustración 13. ....	42
Ilustración 14. ....	43
Ilustración 15. ....	44
Ilustración 16. ....	45
Ilustración 17. ....	45
Ilustración 18. ....	46
Ilustración 19. ....	46
Ilustración 20. ....	47
Ilustración 21. ....	48
Ilustración 22. ....	48
Ilustración 23. ....	49
Ilustración 24. ....	50
Ilustración 25. ....	52
Ilustración 26. ....	53
Ilustración 27. ....	53
Ilustración 28. ....	55
Ilustración 29. ....	56
Ilustración 30. ....	57
Ilustración 31. ....	58

## Introducción

La evaluación de proyectos y la toma de decisiones en el sector petrolero es un proceso muy complejo dadas las dificultades y el nivel de incertidumbre de algunos de ellos, 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.

La evaluación de proyectos petroleros es un proceso complejo y retador que implica la estimación de los riesgos y la incertidumbre asociados con la exploración, producción y desarrollo de un campo específico. La toma de decisiones estratégicas en este sector depende en gran medida de la capacidad de evaluar adecuadamente estos riesgos.

La metodología utilizada en este trabajo, contiene la integración de una técnica y un software especializado. La primera es la Simulación Montecarlo (SMC) la cual es una técnica estadística ampliamente utilizada para modelar la incertidumbre en diversos campos, donde se incluye la evaluación de proyectos petroleros. La herramienta PetroVR es un software especializado que permite implementar la SMC en el contexto de la evaluación de proyectos petroleros. El desarrollo del método tal y como se conoce, empezó en 1944 con el uso de los primeros ordenadores en la construcción de las primeras bombas atómicas, pero fue Hertz en su trabajo "Risk Analysis in Capital Investment" (Hertz, 1964) quien introdujo esta técnica en el análisis de decisiones de inversión.

La Simulación de Monte Carlo tiene bondades representativas que la convierten en una excelente alternativa cuando se trata de evaluar proyectos con altos niveles de incertidumbre, dado que al evaluar múltiples escenarios brinda la posibilidad de visualizar todas las posibles correlaciones y efectos conjuntos de las variables, suministrando como resultado una distribución de probabilidad de la variable respuesta. De acuerdo con Savides (Savides, 1994) el análisis de riesgo y una simulación probabilística con Monte Carlo son

conceptos equivalentes, ya que por medio de esta última se puede reconocer el impacto del riesgo en los resultados de un proyecto.

## **1 Planteamiento Del Problema**

En el contexto actual donde la industria del petróleo y gas, la evaluación de proyectos sigue siendo un desafío significativo. Muchas compañías del sector continúan utilizando extensas hojas de cálculo en Excel para este propósito, lo cual no solo complica el manejo y la edición de datos, sino que también limita la inclusión de análisis de riesgo en las evaluaciones. Este enfoque determinista, basado en proyecciones fijas y sin considerar la incertidumbre inherente a los proyectos, restringe a los profesionales financieros a realizar evaluaciones menos precisas y adaptables.

La transición hacia la transformación digital ha permitido el surgimiento de herramientas más avanzadas, como PetroVR. Estas herramientas están diseñadas para facilitar el procesamiento de datos complejos, el manejo de múltiples escenarios y la incorporación de la incertidumbre en la evaluación de proyectos. Una funcionalidad destacada de PetroVR es la Simulación de Montecarlo, que ofrece la capacidad de realizar evaluaciones probabilísticas. Esta técnica permite comparar los resultados probabilísticos con los obtenidos mediante métodos determinísticos, brindando a los usuarios una visión más completa de las variables críticas y su impacto en la ejecución de proyectos.

## **2 Pregunta Problema**

¿Cómo incluir de manera eficiente la incertidumbre de variables críticas en un modelo de evaluación de proyectos de la industria de Petróleo y Gas, para la toma de decisiones estratégicas?



### 3 Marco Teórico

#### 3.1 Antecedentes

El petróleo, presente en nuestras vidas como combustible, plástico, electricidad y fertilizante, ha moldeado el mundo moderno. Su historia está marcada por la innovación, la geopolítica y las crisis; sus orígenes vienen desde las primeras civilizaciones de Medio Oriente donde utilizaron el petróleo como impermeabilizante y argamasa también debemos resaltar su verdadero potencial se descubrió en el siglo XIX con la invención del queroseno y la perforación de pozos petroleros.

En Colombia según: *Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2023 julio)*, los primeros registros históricos de la existencia de petróleo en Colombia se remontan a la conquista española, cuando las tropas de Gonzalo Jiménez de Quesada llegaron por el río Magdalena a La Tora, un caserío de los Yariguíes situado en lo que hoy es Barrancabermeja.

Desde los inicios del siglo XX, cuando se inició la explotación de petróleo en Colombia, la política que ha regido a esta industria ha tenido diversos y profundos cambios, con el objeto de mantener una producción de petróleo que abastezca el consumo nacional y se exporten los excedentes.

La reversión al Estado colombiano de la Concesión de Mares, el 25 de agosto de 1951, dio origen a la Empresa Colombiana de Petróleos, Ecopetrol. En 1983 se descubre el yacimiento Caño Limón y en 1993 Cupiagua. No obstante, la baja producción de petróleo hizo pensar a inicios del siglo XXI que el país tendría que importar combustibles.

La historia del sector de hidrocarburos en Colombia se parte en dos con la creación de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) en el año 2003. A la ANH se le asignó la misión de la administración integral de las reservas de hidrocarburos de propiedad de la Nación, armonizando los intereses de la sociedad, el Estado y las empresas del sector.

Por su parte la Empresa Colombiana de Petróleos pasó a llamarse Ecopetrol S.A. y se convirtió en una sociedad pública por acciones con tres órganos de dirección: la Asamblea General de Accionistas, la Junta Directiva y el Presidente.

Para el año 2012 entra en vigencia el nuevo Sistema General de Regalías (SGR) que permite una distribución más equitativa de los recursos, constituyéndose en un factor determinante de progreso, en la medida que fortalece la institucionalidad y beneficia a las comunidades a través de la inversión social.

Una década después de la creación de la ANH y la constitución de Ecopetrol como Sociedad pública de acciones, los avances en materia ambiental, social y económica son evidentes. Hoy, Colombia produce más de un millón de barriles diarios de petróleo, las reservas continúan aumentándose y la posibilidad del desabastecimiento está más lejana de lo que fue en 2003. De frente se encuentra el futuro que puede representar para Colombia un salto a la mejora y dignificación de sus condiciones económicas, sociales y ambientales. La Implementación del Programa de Regionalización de Hidrocarburos, tiene como propósito sumarse a este reto.

### **3.1.1 Proyectos De Petróleo Y Gas En Colombia**

Colombia es un proveedor confiable de petróleo y gas para países de América del Norte, Europa y Asia. La expansión de la producción colombiana puede ayudar a diversificar la oferta global y reducir la dependencia de algunos países productores.

El aumento de la producción colombiana puede ayudar a estabilizar los precios del petróleo y gas a nivel mundial, especialmente en un contexto de alta demanda y volatilidad; la contribución a la seguridad energética global en relación al suministro de petróleo y gas en Colombia juega un papel importante en varios países, especialmente aquellos que dependen en gran medida de las importaciones.

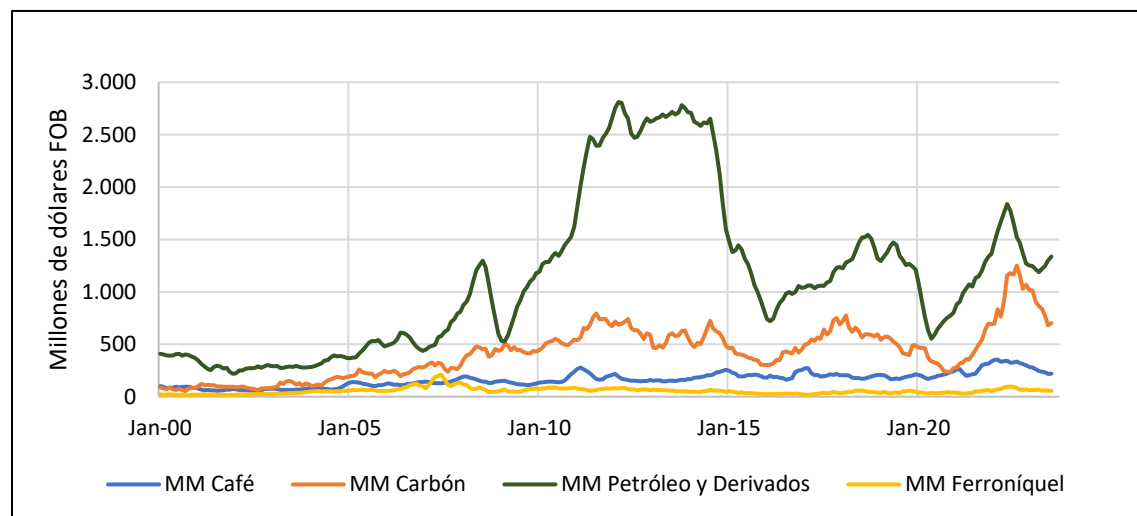
El sector de los hidrocarburos a nivel global representa una de las industrias con mayor impacto económico, dado que el precio del crudo y gas son valores de referencia que mueven las distintas actividades económicas del mundo. A nivel mundial los hidrocarburos representan el 30% de la energía producida y su volumen de producción ha venido recuperándose después de la crisis que generó el COVID en el año 2020.

Revisando el impacto de la industria petrolera a nivel nacional, según cifras reportadas por el Banco de La República, dentro de los principales productos de exportación, el petróleo y sus derivados se lleva el primer lugar medido en Millones de dólares (FOB) generados por las ventas de estos productos al exterior, teniendo en cuenta que la industria del petróleo y gas es una gran fuente del desarrollo económico a nivel nacional generando empleos, inversiones y crecimiento económico al país. A nivel regional se puede observar que donde se ubican estos proyectos genera a la comunidad mejor calidad de vida, acceso a la educación y salud en las comunidades locales, aunque también pueden conllevar a generar algunos impactos al medio ambiente en estas poblaciones.

La siguiente imagen es un resumen de los principales productos de exportación colombiana:

### Ilustración 1.

#### *Productos principales de Exportación en Colombia.*



*Nota: El grafico representa el comportamiento histórico en Millones de dólares de las 4 principales categorías de exportación en Colombia. Base de datos tomada del Banco de la República. Tomado de <https://www.banrep.gov.co/es/estadisticas/exportaciones>*

Además, según un pronunciamiento público de la CARF (Comité Autónomo de la Regla Fiscal, 2022), la estabilidad financiera y el equilibrio de las cuentas en Colombia dependen en gran medida de los beneficios generados por la búsqueda y aprovechamiento de recursos hidrocarbúricos. Estos ingresos desempeñan un papel crucial al ser la principal fuente de divisas, contribuyendo aproximadamente con el 40% de las exportaciones y el 20% de la inversión extranjera directa. Además, representan entre el 10 y el 20% de los ingresos totales del Gobierno Nacional Central. Por consiguiente, la viabilidad a largo plazo de este sector es fundamental para garantizar los fondos tanto del Gobierno Nacional como de las áreas regionales.

Por todo lo anterior expuesto, resulta evidente que la economía colombiana presenta una fuerte dependencia del sector extractivo, puesto que en gran medida es uno de los sectores con mayor nivel de exportación y generación de ingresos para el Gobierno, los cuales son recaudados mediante el Sistema General de Regalías.

### **3.1.2 Definición De Un Proyecto**

Las actividades o proyectos del sector de los hidrocarburos están enmarcados bajo la clasificación de 3 etapas en la cadena completa de operación. La primera es conocida como “Upstream” que involucra toda la parte de exploración y explotación de hidrocarburos, la segunda como “Midstream” que abarca todas las actividades de transporte y almacenamiento, y la última como “Downstream” que involucra el proceso de refinamiento y distribución a usuarios finales.

Considerando el impacto de los proyectos Upstream en la economía colombiana, el caso de estudio del modelamiento representara un proyecto petrolero del Upstream. La estructuración de un proyecto de esta naturaleza depende en gran medida de los siguientes parámetros:

## **3.2 Reservas**

De acuerdo con el PRMS (Society of Petroleum Engineers et al., 2019), Se refieren a las cantidades estimadas de petróleo que se espera puedan ser recuperadas y vendidas en el mercado mediante proyectos específicos de desarrollo, provenientes de yacimientos conocidos a partir de una fecha determinada, y bajo condiciones previamente establecidas. Los volúmenes deben cumplir con los siguientes criterios para que sean considerados como reservas: haber sido descubiertas, ser recuperables, tener viabilidad comercial y mantenerse como remanentes desde la fecha en que se realizó la evaluación, considerando los proyectos de desarrollo aplicados.

Estas se clasifican en Reservas Probadas, Probables y Posibles según la probabilidad de ser extraídas de manera rentable, siendo las primeras las de mayor probabilidad.

### **3.3 *Pronósticos De Producción***

La definición de los pronósticos de producción es una etapa importante en la construcción de un proyecto de desarrollo, puesto que genera un lineamiento del volumen diario que se espera producir a nivel de pozo y a nivel de campo.

Esta data es el punto de partida para estimar las facilidades que necesita el proyecto, la capacidad mínima y máxima que se debe contemplar. La viabilidad del proyecto en gran medida dependerá del comportamiento del pronóstico de producción por lo que la definición de estos debe usar toda la data disponible, desde propiedades petrofísicas hasta información de proyectos análogos ya existentes.


### **3.4 *Precio Del Crudo***

El precio del crudo es una variable de alto impacto en la evaluación de proyectos petroleros y el control sobre el mismo no está al alcance de las empresas productoras. La volatilidad del precio no constituye como tal un riesgo para los proyectos, en si el riesgo lo constituye la incertidumbre sobre el comportamiento del precio.

Resulta importante considerar que, de acuerdo con las propiedades del crudo, existen diferentes precios de referencia, para el caso de Colombia, el precio de referencia es el Brent, que ha presentado el siguiente comportamiento en los últimos 20 años:

## Ilustración 2.

*Precio del crudo en los últimos años.*

 <b>Oil</b> Spot crude prices					
US dollars per barrel	Dubai \$/bbl *	Brent \$/bbl †	Nigerian Forcados \$/bbl	West Texas Intermediate \$/bbl‡	
2002	23.60	25.02	25.04	26.16	
2003	26.75	28.83	28.68	31.06	
2004	33.51	38.27	38.13	41.49	
2005	46.78	54.52	55.69	56.59	
2006	61.48	65.14	67.07	66.04	
2007	67.92	72.39	74.48	72.20	
2008	94.28	97.26	101.43	100.06	
2009	61.14	61.67	63.35	61.92	
2010	77.78	79.50	81.05	79.45	
2011	105.93	111.26	113.65	95.04	
2012	109.06	111.67	114.21	94.13	
2013	105.47	108.66	111.95	97.99	
2014	97.02	98.95	101.35	93.28	
2015	51.22	52.39	54.41	48.71	
2016	41.02	43.73	44.54	43.34	
2017	53.02	54.19	54.31	50.79	
2018	70.15	71.31	72.47	65.20	
2019	63.71	64.21	64.95	57.03	
2020	42.41	41.84	42.31	39.25	
2021	68.91	70.91	69.76	68.10	
<b>2022</b>	<b>96.38</b>	<b>101.32</b>	<b>101.40</b>	<b>94.58</b>	

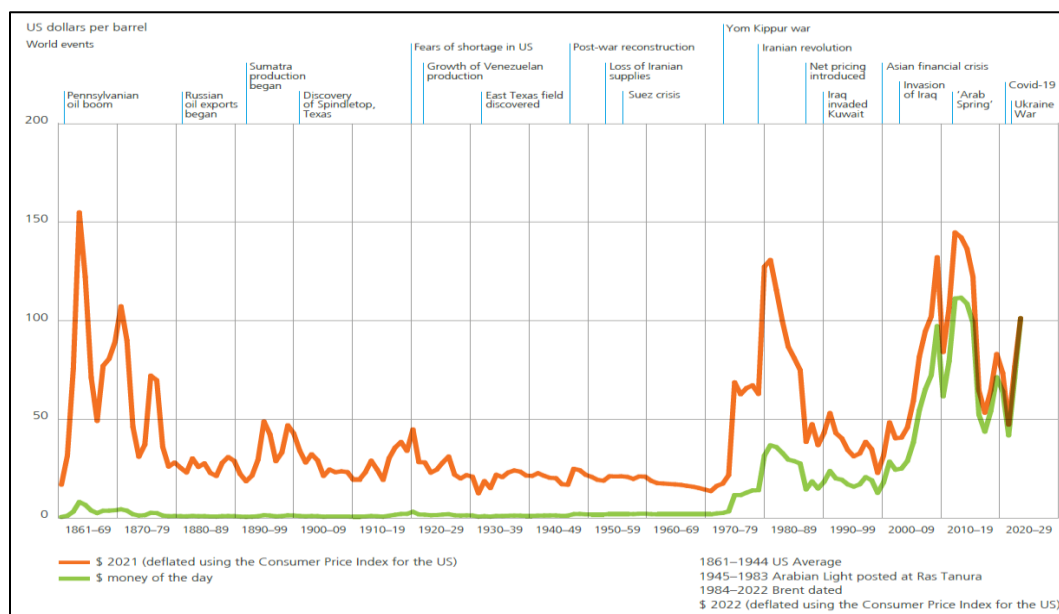
Source: S&P Global Platts, ©2023, S&P Global Inc.  
 \* 1972 – 1985 Arabian Light, 1986 – 2021 Dubai dated.  
 † 1976 – 1983 Forties, 1984 – 2021 Brent dated.  
 ‡ 1976 – 1983 Posted WTI prices, 1984 – 2021 Spot WTI (Cushing) prices.

*Nota: Histórico de precios del precio en dólares por barril. Tomado de Statistical Review of World Energy (Energy Institute, 2023).*

Históricamente el precio ha estado marcado por los niveles de oferta y demanda, decisiones de control de precios tomadas por la OPEP y eventos geopolíticos, es por esto que en el informe “Statistical Review of World Energy 2023” presentado por el Instituto de Energía presentan un relacionamiento entre el precio del crudo y los principales eventos de impacto en el mismo:

### Ilustración 3.

*Precio del crudo y eventos sociodemográficos que los han impactado.*



*Nota: Tomado de Statistical Review of World Energy (Energy Institute, 2023).*

## 3.5 Costos

La definición del modelo de costos incluye 2 grandes categorías, el costo de inversión conocido como CAPEX por sus siglas en inglés “Capital Expenditure” y el OPEX asociado al costo de operación y que en inglés se conoce como “Operational Expenditure”.

### 3.5.1 CAPEX

“Cuando un egreso se destina a la compra de equipos u otros bienes que pasan a formar parte de los activos de la empresa, se considera que contribuye al capital de la empresa” (Muntó, 2014).

Siguiendo la definición anterior, en CAPEX se incluyen costos de desarrollo, es decir de perforación de pozos independientemente de la naturaleza del pozo (productor, inyector, de disposición), completamiento de



pozos, facilidades de producción, equipos de procesamiento de fluidos (crudo, agua de inyección, vapor), infraestructura como oleoductos, tierras, entre otros.

### **3.5.2 OPEX**

De acuerdo con Muntó (2014), cuando un gasto no puede ser convertido en capital pero guarda una relación directa con las operaciones, se le denomina OPEX. Este tipo de gasto operativo puede estar estrechamente ligado a las unidades producidas, categorizándose entonces como Costo Variable. Por otro lado, si el gasto operativo se incurre independientemente de las unidades producidas, se clasifica como OPEX Fijo (p.80).

Con la diferenciación entre costos fijos y variables, es importante establecer un modelo de costos representativo del proyecto para poder hacer una predicción ajustada. Entre los costos fijos se encuentran servicios de alquiler de equipos, de locaciones, pólizas de seguros, gastos generales, gastos de nómina, ya que ninguno de los mencionados anteriormente depende de los niveles de producción de crudo del proyecto. Por otra parte, los costos variables están influenciados por la producción del proyecto y en términos generales se refiere a las diferentes tarifas de los productos del proyecto, es decir que con los costos variable se debe estimar cuánto cuesta producir un barril de crudo, generar un barril de agua, inyectar un barril de diluyente para crudos pesados, y por lo tanto el costo variable total depende de los barriles totales producidos o inyectados de los diferentes productos.

“Adicionalmente la empresa requerirá incurrir en egresos para cubrir sus Gastos Administrativos y Generales, tales como obligaciones bancarias, cumplir con pagos relacionados con condiciones contractuales, y deberá pagar las contribuciones establecidas al Estado por la vía de Regalias e Impuestos” (Muntó, 2014).

### **3.6 Regalías**

Colombia cuenta con un sistema general de regalías que aplica para las industrias extractivas, y bajo este concepto a la nación en el último año le ingresó \$10.72 billones de pesos (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2023).

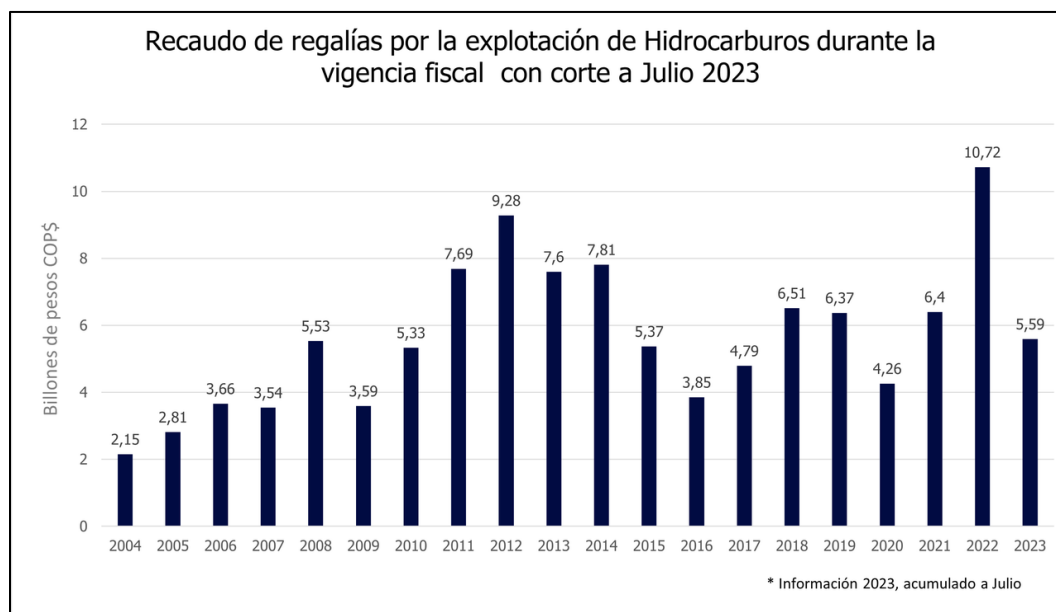
De acuerdo con el PRMS (Society of Petroleum Engineers et al., 2019) que es un lineamiento internacional para el gerenciamiento de recursos de Petróleo, las regalías son:

Un tipo de interés que corresponde al propietario de los recursos y se conceden libre de costos asociados al desarrollo y producción, a diferencia de la participación directa que implica asumir costos. Usualmente, el propietario de los recursos retiene regalías cuando otorga derechos a un productor para explotar dichos recursos. La forma de pago de las regalías puede ser en términos monetarios, como un porcentaje de los ingresos de la producción, o como una parte de la producción misma.

En ciertos contratos, el término "regalías" puede referirse a impuestos gubernamentales sobre la producción. Estos impuestos, expresados en dinero y vinculados a la cantidad o el valor de la producción, no están ligados a una participación retenida por el propietario de los recursos. En estos casos, el productor puede optar por informar estos pagos como impuestos sin que esto reduzca los derechos del propietario de los recursos. (p. 23)

#### Ilustración 4.

*Recaudo de regalías en Colombia.*



*Nota: Tomado de (Agencia Nacional de Hidrocarburos, 2023).*

Dado la naturaleza de las regalías, las empresas operadoras de los proyectos petroleros debe considerar este egreso para el cálculo de su ingreso real. Lo que para la nación constituye un negocio redondo, puesto que sin incurrir en ningún gasto recibe un ingreso, para las operadoras puede significar la no viabilidad de algunos proyectos.

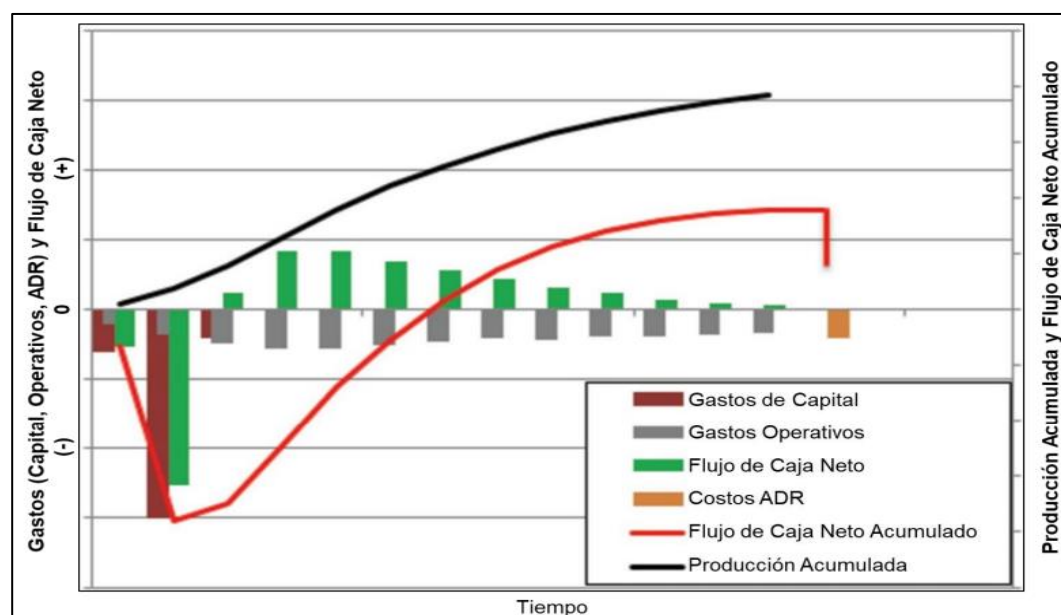
### 3.7 Evaluación De Proyectos

El desarrollo de proyectos de petróleo al igual que cualquier negocio en el mundo pretende generar ingresos a quienes invierten en él. Dada la magnitud de inversión necesaria en este tipo de proyecto, se debe considerar de manera estrecha todas las variables que influyen en el desarrollo de estos, desde los desembolsos para las inversiones iniciales, los tiempos de ejecución hasta el impacto que va a generar en las comunidades del entorno.

Como se mencionó anteriormente, se debe considerar el tiempo ya que los proyectos de esta industria suelen ejecutarse durante años y la evolución del flujo de caja se ve afectada por la madurez del proyecto, es decir en etapas tempranas se esperan comportamientos negativos dado el alto volumen de inversión, y con la madurez de este cuando se logra el despegue de la producción se espera un flujo de caja positivo.

### Ilustración 5.

*Proyección de un proyecto petrolero.*



*Nota: Tomado de (Society of Petroleum Engineers et al., 2019)*

Para la evaluación de proyectos petroleros se debe realizar una proyección del desempeño económico. Así lo explica Muntó (2014):

La evaluación económica de un proyecto implica la proyección de sus resultados financieros futuros utilizando una técnica llamada flujo de caja descontado. Este enfoque implica la construcción de un modelo financiero que simula las variables económicas y financieras relacionadas con la operación del proyecto a lo

largo de su ciclo de vida. Se calcula el valor que el proyecto genera para los accionistas teniendo en cuenta el valor del dinero en el tiempo.

Este método está centrado en tres elementos clave del negocio: la inversión, los ingresos y los egresos. Se utilizan condiciones financieras, como el costo del capital, para estimar el flujo de efectivo neto al final de cada período y así evaluar su rendimiento económico bajo ciertos niveles de riesgo.

flujo de caja del proyecto representa la diferencia entre el dinero que entra y sale del negocio en cada periodo de tiempo. Por lo general, para la evaluación de proyectos, se consideran una periodicidad anual, aunque en circunstancias específicas puede ser conveniente utilizar periodos más cortos, como semestres, meses o semanas. (p. 28).

### **3.8 Horizonte Económico**

En la industria de petróleo el horizonte económico hace referencia al tiempo de evaluación del proyecto, ese tiempo esta principalmente influenciado por la fecha de adjudicación del contrato de explotación, el volumen de reservas y el límite económico del proyecto.

Cabe destacar que los proyectos de producción y exploración en Colombia pueden tener diferentes horizontes económicos según la perspectiva del evaluador, como ejemplo se puede plantear el caso típico de un proyecto en asociación entre Ecopetrol y otra compañía operadora, para esta segunda compañía el horizonte económico puede estar limitado por la fecha de terminación del contrato, y para Ecopetrol por el límite económico real del proyecto ya que después de la fecha de terminación del contrato con el socio, el proyecto suele revertirse a la estatal petrolera que en Colombia es Ecopetrol, quedando así Ecopetrol con el 100% de la operación.

### **3.9 Tasa De Descuento**

Considerando la incertidumbre y volatilidad que experimenta la economía desde sus orígenes, es imperante que las proyecciones económicas consideren de manera general el riesgo en la evaluación y esto se hace incluyendo la tasa de descuento. Los expertos en el tema afirman que:

El costo de oportunidad asociado al capital se refleja mediante una tasa de interés compuesto, conocida como la tasa de descuento. Esta tasa mínima de interés indica el valor por el cual un inversionista está dispuesto a exponer su capital bajo un nivel específico de riesgo.

La tasa de descuento varía en función del riesgo inherente a cada negocio y las expectativas de ganancia de los inversionistas. No obstante, se recomienda utilizar una tasa de descuento que se ajuste adecuadamente a la realidad que enfrenta el sector, en este caso, el de petróleo y gas. (Muntó, 2014, p 33)

### **3.10 VPN**

“El valor presente neto, VPN, ofrece información de monto del dinero a valor presente que rinde un negocio después de recuperar la inversión. Este indicador debe estar relacionado a una tasa de descuento determinada” (Muntó, 2014).

### **3.11 PetroVR**

PetroVR pertenece a la suite de softwares desarrollados por Quorum Software y es la herramienta por excelencia de simulación estocástica para el desarrollo de activos de la industria de petróleo y gas.

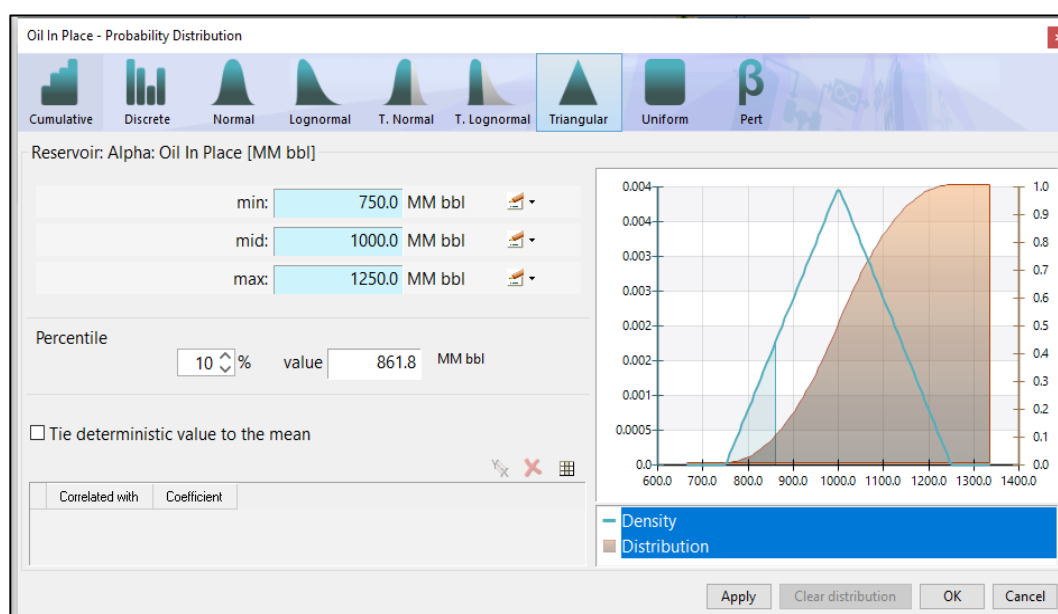
Dentro de PetroVR se puede iniciar con el modelamiento del yacimiento, de la producción, se puede incluir toda una capa de facilidades que considera tiempos de construcción, así como también limitaciones de capacidad y estrategias de desarrollo para las facilidades. Considerando que en PetroVR se puede evaluar los

proyectos que se modelen, la herramienta también permite la definición de capex, opex , precios y tiene un motor económico para la evaluación económica final.

A su vez, al ser un software de análisis probabilístico, permite múltiples maneras de definición para las variables del modelo, es decir se pueden usar variables fijas ingresadas manualmente, se puede usar un archivo de Excel como dato de entrada, las variables también se pueden definir como funciones de otras variables y se pueden caracterizar mediante funciones de distribución.

## Ilustración 6.

*Parametrización de variables probabilística en PetroVR.*



*Nota: Pantallazo tomado de la interfaz de PetroVR, los valores presentados son ilustrativos.*

PetroVR dentro de su funcionalidad contiene la simulación Montecarlo que es el motor para estudiar la incertidumbre y el riesgo en varios niveles de evaluación y desarrollo de proyectos. Es capaz de generar, gestionar e integrar muestras de variables para las cuales se ha definido una distribución de probabilidad;

construyendo tantas iteraciones como sean necesarias, y presentando resultados probabilísticos a partir de esas iteraciones (Quorum Software, 2023).

### **3.12 Simulación De Montecarlo**

Consiste en una “técnica matemática que predice los posibles resultados de un evento incierto. Los programas informáticos utilizan este método para analizar datos pasados y predecir una serie de resultados futuros en función de una elección de acción” (Amazon Web Services, 2023).

#### **3.12.1 Funcionamiento De La Simulación Montecarlo**

La digitalización de las compañías es la plataforma de transformación más grande que ha se ha experimentado en los últimos años, y en aras de mejorar la competitividad de las operaciones diarias, las empresas petroleras vienen implementando softwares adaptados a los procesos de internos de cada una. Una simulación Montecarlo de manera manual, mediante el uso de extensas hojas de Excel seria ineficiente y es por esto que esta técnica suela aplicarse mediante el uso de herramientas especializadas. A continuación, se explica el funcionamiento de esta técnica:

A diferencia de un modelo de predicción convencional que se basa en un conjunto fijo de valores de entrada, la simulación Montecarlo prevé una serie de resultados utilizando un rango estimado de valores. Es decir, este tipo de simulación crea un modelo de posibles resultados al aprovechar distribuciones de probabilidad, como las distribuciones uniformes o normales, para variables que presentan incertidumbre. En cada iteración, se recalculan los resultados utilizando conjuntos distintos de números aleatorios dentro del rango establecido por los valores mínimos y máximos. En un experimento típico de Montecarlo, este proceso puede repetirse miles de veces para generar una amplia gama de resultados probables.



Las simulaciones Montecarlo son también empleadas para predicciones a largo plazo debido a su alta precisión. Conforme aumenta el número de iteraciones, se incrementa la cantidad de predicciones, permitiendo proyectar los resultados con mayor precisión a lo largo del tiempo. Al finalizar una simulación Montecarlo, proporciona un rango de resultados posibles, cada uno con su respectiva probabilidad de ocurrencia (International Business Machines Corporation, 2023).

### **3.12.2 Pasos Recomendados Para El Uso De La Simulación Montecarlo**

De acuerdo con (International Business Machines Corporation, 2023) las técnicas Montecarlo, independientemente de la herramienta empleada, siguen tres pasos fundamentales:

- Configuración del modelo predictivo, identificando la variable dependiente a predecir y las variables independientes relevantes.
- Definición de las distribuciones de probabilidad de las variables independiente

utilizando datos históricos o juicio subjetivo.

- Realización repetida de simulaciones para generar valores aleatorios de las variables independientes hasta obtener una muestra representativa de las posibles combinaciones.

## **4 Objetivos**

### **4.1 General**

Evaluar el impacto en la toma de decisiones de un Proyecto de la industria del Petróleo y Gas al comparar los resultados de un caso base determinístico y un escenario probabilístico del caso base, mediante la simulación de Montecarlo en el software PetroVR, con el propósito de evaluar cómo la incertidumbre influye en las decisiones estratégicas.

## 4.2 *Objetivos Específicos*

- Construir el modelo de evaluación de Proyectos de la industria del Petróleo y Gas para medir la viabilidad de estos.
- Clasificar las variables del modelo según su incertidumbre e impacto con el fin de caracterizar de manera adecuada todas las variables de entrada del modelo.
- Caracterizar el comportamiento de las variables aleatorias mediante una función de distribución con el fin de garantizar la calidad de los resultados de la corrida del modelo.
- Analizar el caso base determinístico y el resultado probabilístico y comparar los resultados de ambos escenarios con el fin de tomar las mejores decisiones antes y durante la ejecución del proyecto objeto de estudio.

## 5 **Justificación**

La industria del petróleo y gas enfrenta una serie de desafíos críticos relacionados con la evaluación de proyectos debido a la alta incertidumbre de las variables de entrada y las condiciones de competencia en el mercado. Estas dificultades se ven amplificadas por las crecientes tasas impositivas y penalidades impuestas, que buscan desincentivar los proyectos en el sector de hidrocarburos. En este contexto, es urgente mejorar las metodologías de evaluación de proyectos para incluir de manera efectiva la incertidumbre y el riesgo en el análisis. Esto es crucial para garantizar una toma de decisiones más acertada y estratégica.

Además, el proceso de transición energética hacia fuentes de energía renovables debe ser gradual para asegurar tanto la autosuficiencia energética global como la soberanía energética nacional. Las compañías de energía, en este proceso de cambio, no pueden desvincularse de los proyectos de hidrocarburos de forma abrupta. Deben continuar garantizando resultados económicos sólidos que faciliten una alta tasa de inversión en proyectos de energías renovables. En este sentido, los combustibles fósiles seguirán siendo una fuente vital

de financiación durante la transición energética. Por lo tanto, es indispensable contar con una metodología de evaluación que permita una planificación detallada y estratégica, asegurando el éxito en la ejecución de proyectos y contribuyendo al desarrollo de un plan de negocios sólido.

## **6 Alcance**

Este proyecto pretende desarrollar una guía metodológica para los ingenieros de petróleos y profesionales financieros, que les permita integrar la incertidumbre de variables críticas en los modelos de evaluación de proyectos dentro de la industria de Petróleo y Gas. Lo anterior permitirá fortalecer una toma de decisiones estratégica mitigando riesgo y maximizando el valor esperado de los proyectos.

## **7 Diseño Metodológico**

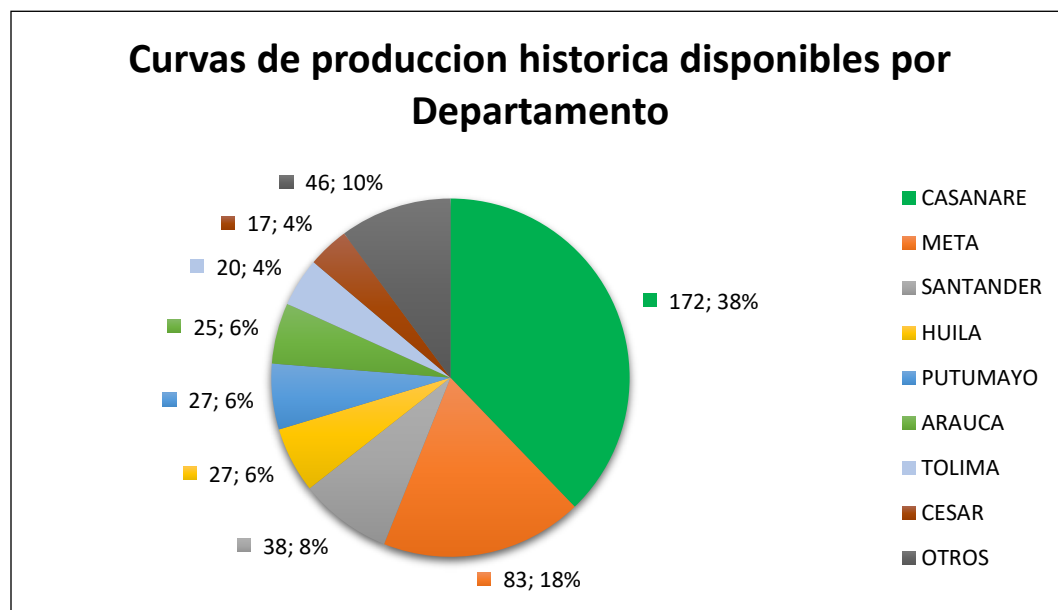
### **7.1 Descripción De Los Datos**

En este proyecto se utilizaron datos públicos históricos de curvas de producción de petróleo en tasa (barriles por día), disponibles en la página web de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH).

A continuación, se presenta el volumen de información disponible por departamento, en total a marzo 2024 se encontró información disponible de 455 campos en la página de la ANH, de los cuales 172 campos pertenecen al departamento del Casanare.

### Ilustración 7.

*Curvas de producción histórica disponible por departamento.*



Dado que las características de los campos petroleros en Colombia varían significativamente según la cuenca sedimentaria en la que se encuentran, y para asegurar la consistencia de los datos, se analizó información correspondiente a campos ubicados en la cuenca de los Llanos Orientales, que a su vez corresponde con los campos ubicados en el departamento de Casanare, región que se destaca por su importante desarrollo petrolero en el país, lo que la convierte en una referencia adecuada para este estudio.

Como se documentó en el marco teórico, toda evaluación de proyectos debe considerar como mínimo los costos de inversión (CAPEX) y los costos de mantenimiento (OPEX). La información de costos de los campos que se están tomando como referencia para la construcción de este caso de estudio no está disponible públicamente. Sin embargo, las empresas que cotizan en bolsa, como Ecopetrol, deben presentar informes de resultados trimestrales y anuales que contienen las tarifas de costos generales como costos de levantamiento, dilución, entre otros. Estos reportes quedan publicados en el repositorio web de la SEC (Securities and Exchange Commission), la agencia del gobierno de los Estados Unidos encargada de regular los mercados financieros y

proteger a los inversores. La SEC requiere que las empresas públicas proporcionen información financiera precisa y actualizada para garantizar la transparencia y la confianza en los mercados. Considerando la confiabilidad de los datos expuestos en los reportes a la SEC y la no disponibilidad de los datos por parte de otras empresas operadoras, se tomaron de referencia las tarifas reportadas históricamente por Ecopetrol a la SEC. Con el fin de recopilar el histórico de información se revisaron alrededor de 60 reportes, de los cuales 38 reportes contenían información de tasas de OPEX y CAPEX. A continuación, las tarifas incluidas en este caso de estudio y la ventana de tiempo de disponibilidad de estas:

**Tabla 1.** *Tarifas De OPEX y CAPEX Reportadas Por Ecopetrol a la SEC.*

VARIABLE	UNIDAD	VENTANA DE TIEMPO
Costo de Levantamiento - Lifting cost	USD/BOE	2013 Q2-2023 Q1
Costo de Dilución - Dilution Cost	USD/BOE	2016 Q3 – 2023 Q1
Costo por pozo perforado - Cost per drilled foot	USD/ft	2020 Q1 – 2022 Q2
Costo de Completamiento - Completion Cost	KUSD/Well	2020 Q1 – 2022 Q2

El precio de evaluación para proyectos en Colombia se realiza con el precio de referencia Brent. El Brent es una clasificación importante de petróleo crudo ligero dulce que sirve como uno de los principales puntos de referencia para los precios del petróleo a nivel mundial. Su calidad se caracteriza por su baja densidad y bajo contenido de azufre, lo que lo hace más fácil y menos costoso de refinar en productos derivados como gasolina y diésel.

El precio del crudo es una variable sensible a la oferta y la demanda, a las tensiones políticas y a las decisiones de la OPEC. La OPEC (Organización de Países Exportadores de Petróleo) es una organización intergubernamental que coordina y unifica las políticas petroleras de sus países miembros, para asegurar la estabilidad de los mercados de petróleo y lograr un suministro eficiente, económico y regular de petróleo a los

consumidores. Las decisiones de la OPEC pueden influir significativamente en los precios del petróleo a nivel mundial.

En la práctica, el precio del crudo se suele considerar de manera determinista, ya que las empresas no suelen tener control sobre el precio del mercado. Por lo tanto, se considera un precio fijo de evaluación. También se aplican factores de descuento al precio de referencia de evaluación, como descuentos por costo de transporte y calidad del crudo. Considerando que el histórico de precios está marcado por las crisis de petróleo, la pandemia por COVID 19 y la reactivación de los mercados post pandemia, se toma de referencia para este caso de estudio, el promedio de los últimos 12 meses en los que se han logrado precios estables sin valores extremos (sin considerar factores de descuento).

**Tabla 2.** Precio De Crudo Referencia Brent En Los Últimos 12 Meses.

FECHA	PRECIO DE CIERRE (USD/BBL)
6/1/2024	81.63
5/1/2024	81.62
4/1/2024	87.86
3/1/2024	87.48
2/1/2024	83.62
1/1/2024	81.71
12/1/2023	77.04
11/1/2023	82.83
10/1/2023	95.31
9/1/2023	86.86
8/1/2023	85.56
7/1/2023	74.9

## 7.2 Análisis Exploratorio De Datos (Eda)

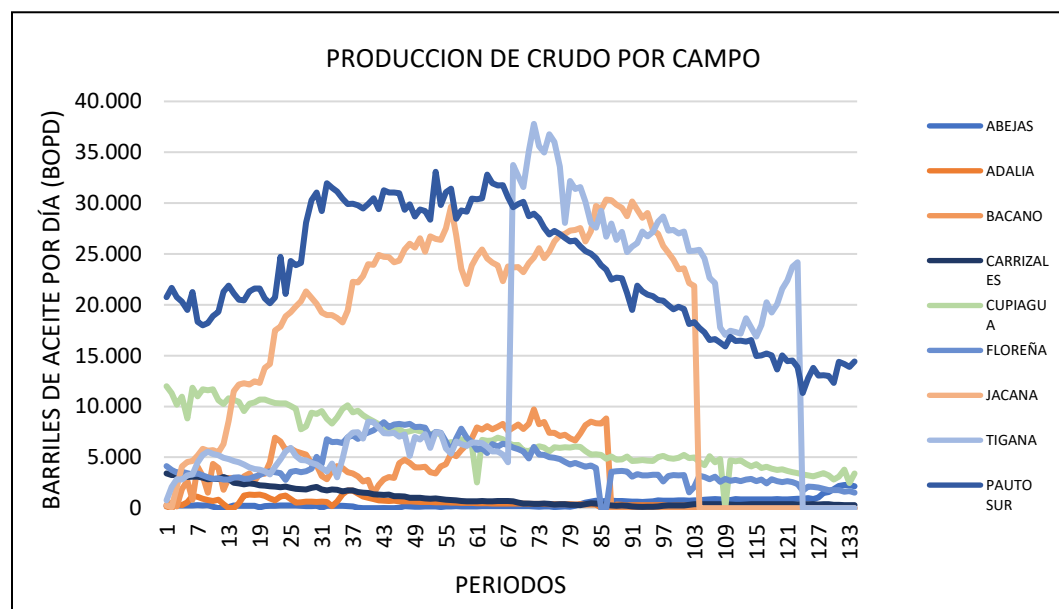
El primer paso en el análisis de datos fue el Análisis Exploratorio de Datos (EDA), durante el cual se realizaron las siguientes tareas:

### 7.2.1 Normalización de Curvas.

Todas las curvas de producción se alinearon a un mismo tiempo de referencia para permitir una comparación coherente entre ellas. Esto implicó ajustar las fechas de inicio y sincronizar las curvas en una línea temporal común.

#### Ilustración 8.

*Producción de crudo por pozo a nivel nacional.*

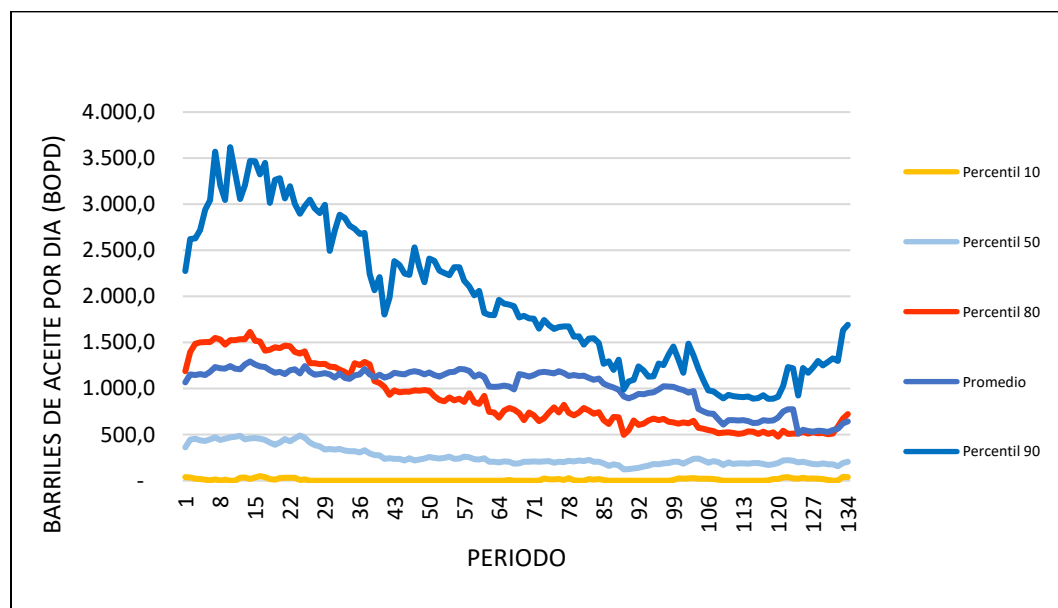


### 7.2.2 Estadística Descriptiva – 1ª Fase

Una vez las curvas de los 172 campos estaban normalizadas en el tiempo, se generaron estadígrafos de tendencia central y de posición como el promedio, varianza, mediana y percentiles en cada punto temporal común, con el objetivo de tener una visión general del comportamiento de las curvas de producción.

#### Ilustración 9.

*Promedio, mediana y percentiles.*



NOTA: Esta gráfica presenta un análisis completo de la producción de crudo en campos petroleros del departamento de Casanare. Se utilizan percentiles (P10, P50, P80 y P90) y la media para ilustrar el comportamiento de la producción.



### 7.2.3 Limpieza de Datos

Considerando que los proyectos de la industria del petróleo tienen cantidades altas de inversión, por el orden de Millones de dólares, siempre se espera que sean proyectos con una larga vida productiva. Por esta razón, pretendiendo tener información representativa y de valor para la construcción de este caso, se eliminaron campos que tenían información incompleta o que tenían una historia productiva muy corta que no permitía tener una lectura real del potencial de los campos.

**Tabla 3.** *Lista De Campos Excluidos.*

CAMPOS	RAZÓN POR LA CUAL SE EXCLUYÓ EL CAMPO
Agave	Perfil incompleto, solo 30% del perfil con datos
Alva Sur	Perfil incompleto, falta 35% del perfil
Bandola	Perfil menor a 3 años
Calona	Al perfil le falta 30% de los datos
Cándalas	Mas del 50% del perfil sin datos de producción
Cernicalo	Inicio en 2013, último dato reportado en 2024. La mayor parte de 1016, 2017, 2018 el campo estuvo inactivo o producción cero. De los 98 periodos reportados, 41% (40 datos) de los periodos no reportan dato de producción.
Chachalaca	65% de los datos no tienen valor de producción.
Danes	Solo reporta perfil de 4 años
Flami	Inicio en 2013, último dato reportado en 2019. No tiene datos en 2016 ni 2017, probablemente estuvo inactivo con la crisis de precio de esos años. De los 84 periodos reportados, 33% (28 datos) de los periodos no reportan dato de producción.
Guaco	Perfil inicio en 2019, y el 37% de los datos no reporta producción
Guarimena	Solo reporta perfil de 4 años
Huron	Inicio en 2013, último dato reportado en 2019. No tiene datos en 2014, 2015, 2016, probablemente estuvo inactivo con la crisis de precio de esos años. De los 60 periodos reportados, 48,3% (29 datos) de los periodos no reportan dato de producción.
Jacamar	De un perfil de 8 años, 30 periodos no tienen datos, es decir 31,25% de los datos.
Kitaro	Campo no reportado en 2018, 2019, 2020. El perfil inicio en 2013 y llega hasta 2024, de los 98 periodos reportados, 26% de los datos no reporta producción (25 datos)
La Casona	Solo reporta perfil de 4 años

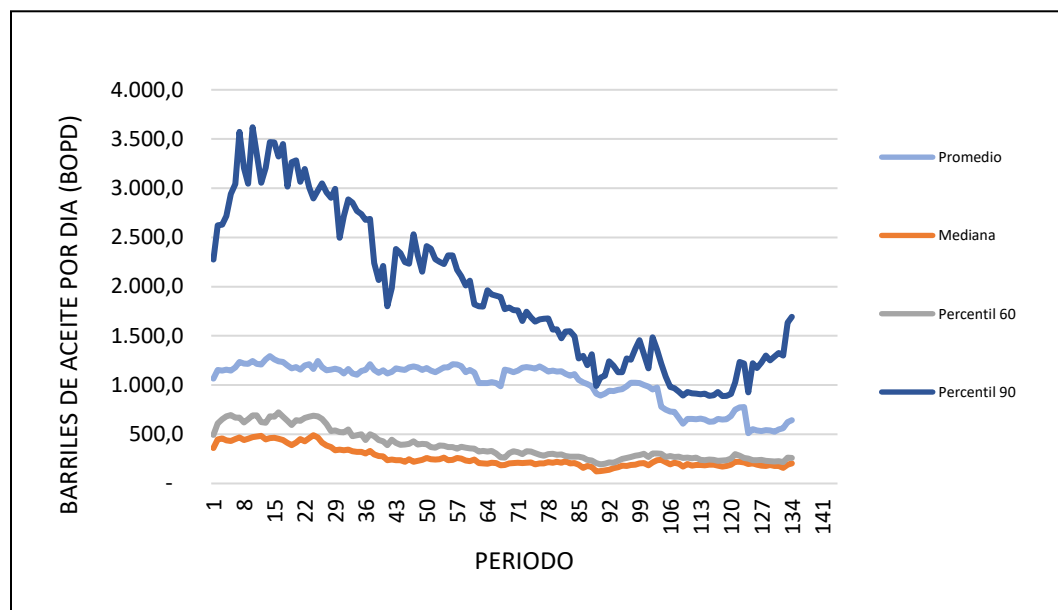
Las Acacias	Solo reporta perfil de 3 años
Leona A Sur	Perfil de 4 años, solo 12 meses con datos
Leona B Norte	Perfil intermitente, meses sin producción reportada en 2015, 2016 y 2017. El perfil disponible es del 2013 al 2022
Los Aceites	Perfil inicia en 2013 y finaliza en 2024. Falta 30% de los datos
Los Hatos	Perfil menor a 2 años
Los Potros	Perfil inicia en 2013 y finaliza en 2024. Faltan algunos o todos los datos de 2013, 2014. 2016, 2017, 2018, 2019, 2020, 2021. Falta 81% de los datos.
Maniceño	Perfil menor a 3 años
Marsupial	Perfil menor a 3 años
Mauritia Este	Perfil menos a 5 años, intermitente (con datos en cero en esos 5 años), potencial del campo bajo, por debajo del promedio en Colombia
Maya	Perfil de solo 6 meses
Melero	Perfil menor a 3 años
Ojo de Tigre	Perfil continuo menor a 3 años
Primavera	Perfil inicia en 2013 y finaliza en 2024. Falta 30% de los datos
Pumara	Perfil menos a 3 años
Recetor West	Perfil menos a 3 años
Tierra Blanca	Perfil inicia en 2015 y finaliza en 2022, y solo 22 meses tienen dato de producción diferente a cero.
Tijereto	Perfil inicia en 2013 y finaliza en 2023. 45% de los datos no está disponible o está en cero.
Tucuso	Perfil inicia en 2013 y finaliza en 2023. Cerca del 60% de los datos no está disponible o está en cero.
Yamú	Campo estuvo inactivo por casi 3 años

#### 7.2.4 Estadística Descriptiva – 2ª Fase:

Se repitieron los mismos pasos de la fase 1 para evaluar el impacto general de esa limpieza de datos, y para obtener una descripción general de los datos más real

### Ilustración 10.

*Promedio, Media y Percentiles.*



NOTA: Esta gráfica presenta un análisis completo de la producción de crudo en campos petroleros del departamento de Casanare. Se incluye promedio, mediana y percentiles (P60 y P90) para ilustrar el comportamiento de la producción.

### 7.3 Procesamiento De Datos

Como se mencionó en el apartado anterior, la información disponible, hace referencia a la producción histórica real de campos petroleros en barriles por día (BOPD), lo que implicó hacer un procesamiento y proyección de los datos con el fin de tener una estimación de volúmenes potenciales de reservas en un campo petrolero de la cuenca Llanos Orientales. Es importante considerar que en la evaluación macroeconómica de proyectos usando el software Petro VR, se debe asegurar como dato de entrada el OOIP y por lo tanto a partir del volumen de reservas y considerando un Factor recobre (RF) del 25% se estimaran los datos de OOIP.

### **7.3.1 Proyección de los perfiles de producción**

Para la proyección de los datos, es decir para generar las curvas de declinación de los campos que permitieron hacer una estimación de Reservas, se emplearon los softwares Value Navigator (Val Nav) y Microsoft Excel. En un ejercicio real de declinación de curvas de producción, se deben tener en cuenta factores operacionales e interacciones en el yacimiento que impactan el desempeño de los pozos o campos objeto de análisis. Para el propósito de este proyecto, se considera el comportamiento histórico de los campos para hacer el ajuste y la proyección de la producción (la declinación).

#### **7.3.1.1 Value Navigator (Val Nav).**

Esta herramienta hace parte de las soluciones de Upstream desarrolladas por Quorum Software, y está enfocada en la generación y evaluación de volúmenes técnicos de crudo y/o gas, y su respectiva clasificación y gestión de reservas.

En Val Nav se realizó la declinación de ciento treinta y cinco (135) campos usando un ajuste óptimo o "Best Fit", en el cual la herramienta determinó la mejor ventana de tiempo para usar y calcular la declinación. Al activarse la opción de "Best Fit", Val Nav determina si la declinación debe ser hiperbólica, armónica o exponencial y como resultado se logró tener perfiles completos hasta un Límite técnico de 5 BPD.

El perfil de producción completo fue la base para la estimación de reservas, valor que se debía estimar tomando como referencia la data histórica de campos de los Llanos Orientales, con el fin de construir un caso típico de un proyecto petrolero en Colombia para su posterior evaluación económica.

### 7.3.1.2 Microsoft Excel.

Se realizó la declinación de las curvas utilizando Excel, seleccionando treinta curvas con comportamientos típicos que permitieran un coeficiente de determinación ( $R^2$ ) superior al 85%. El  $R^2$ , o coeficiente de determinación, mide qué tan bien los datos se ajustan a la línea de regresión, indicando la proporción de la varianza en la variable dependiente que es predecible a partir de la variable independiente. En este caso, todas las curvas utilizaron el ajuste exponencial, que es un método típico de declinación de curvas de producción de crudo.

En ambos casos, tanto para los resultados de Val Nav, como los de Excel, se realizó la estimación de volumen, considerando un promedio de 30.4 días por mes.

Como cierre de esta etapa de procesamiento de los perfiles de producción, se compararon los resultados de reservas obtenido mediante los dos ejercicios, en el cual se obtuvo una diferencia en reservas por pozo de 9%.

Bajo el criterio estadístico y técnico petrolero, se continuo el análisis y posterior creación del modelo en Petro VR usando los resultados obtenidos por Val Nav. Val Nav, al ser una solución tecnológica petrolera permitió analizar un mayor volumen de perfiles en un tercio del tiempo usado en Excel, y no estuvo limitada o sesgada a un solo tipo de declinación ya que gracias a sus funcionalidades determinó entre las declinaciones tipo hiperbólica, armónica o exponencial, cual era la de mayor ajuste para cada perfil de datos analizado.

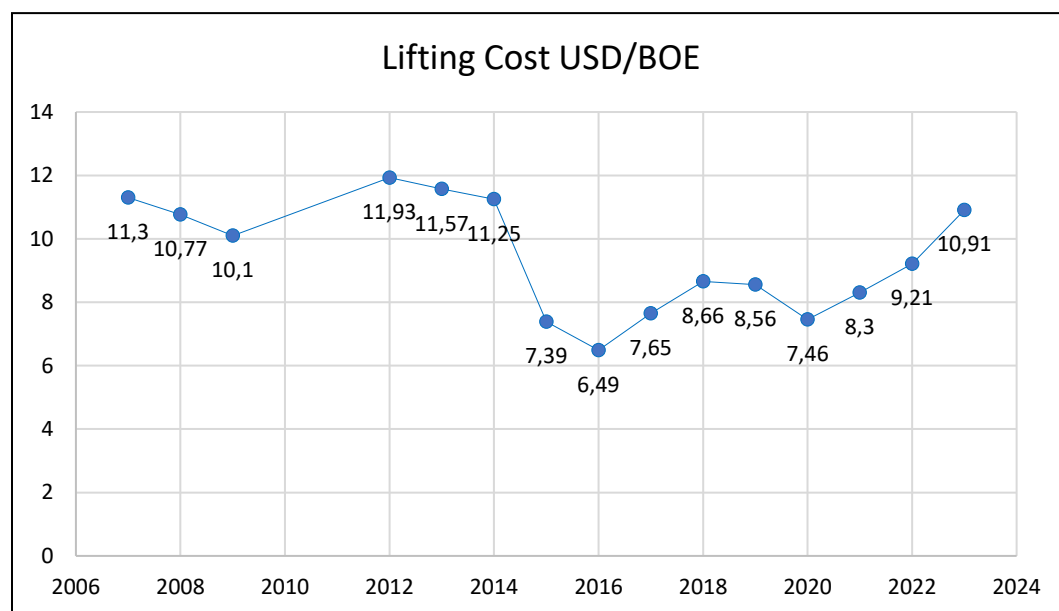
### 7.3.2 Manejo Datos de OPEX

Una de las tarifas de OPEX más relevantes a considerar en la evaluación de proyectos petroleros es el costo de levantamiento, o lifting cost. Esta tarifa representa el costo para una empresa de extraer un barril de petróleo y llevarlo a la superficie. El lifting cost es integral, ya que incluye costos de transporte, mano de obra,

energía eléctrica, reparaciones, entre otros. Debido a su relevancia, este costo es crucial en la evaluación económica de los proyectos. Para la construcción de este caso de estudio de un proyecto petrolero en Colombia, se utilizaron como referencia los datos históricos reportados por Ecopetrol a la SEC. (LSD Law, s.f.)

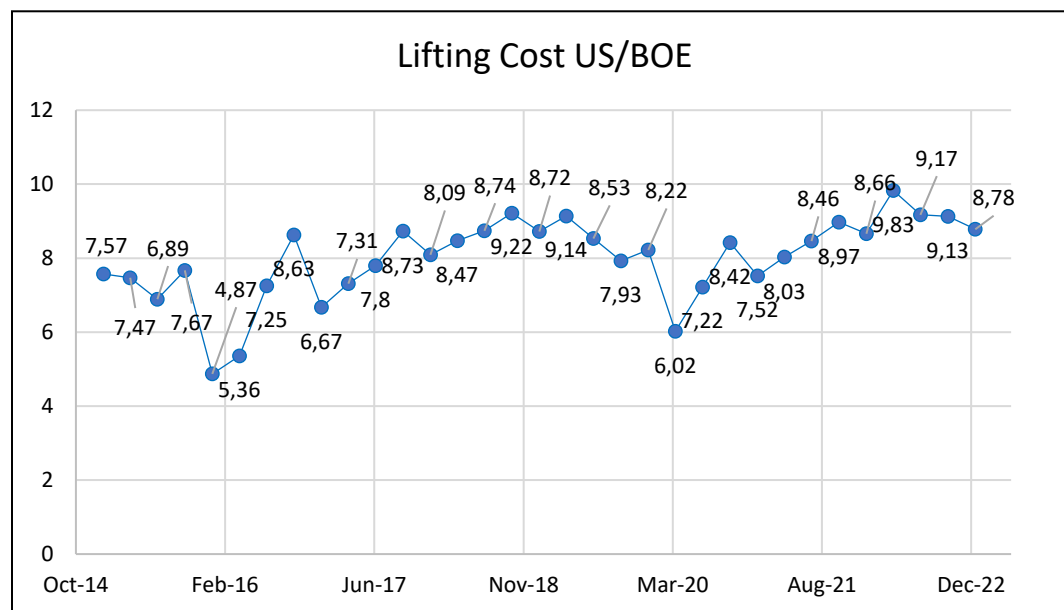
### Ilustración 11.

*Grafica con datos anuales.*

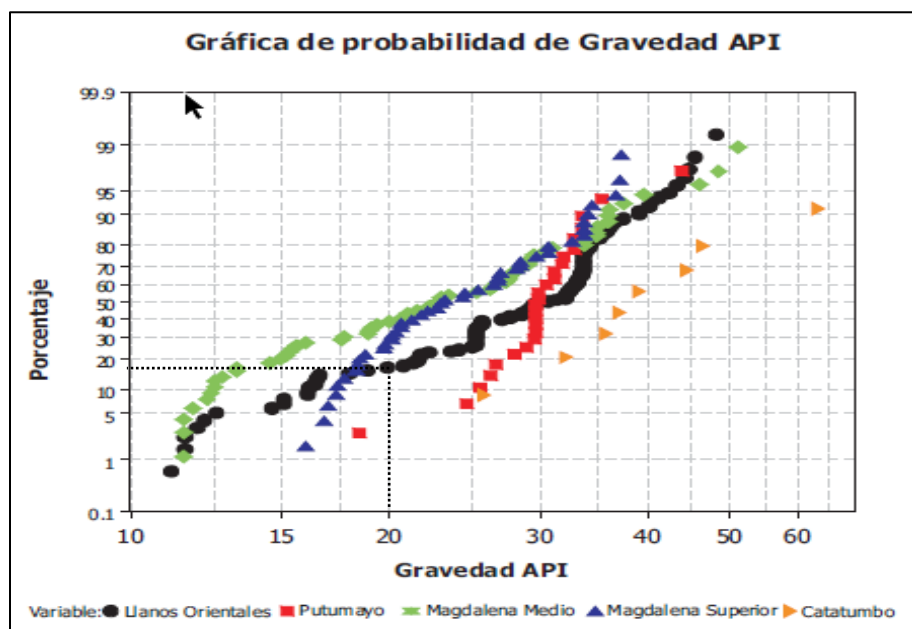


### Ilustración 12.

*Grafica con datos por QS.*



Adicionalmente, se cuenta con la tarifa de dilución o dilution cost que se puede considerar si se quiere evaluar un escenario en el que el crudo es pesado. Con el fin de tener una estructura consistente con los datos de producción, que corresponden a campos en los llanos orientales, el escenario base de evaluación no considera la producción de crudos pesados y por lo tanto el costo de dilución no se aplica en el modelamiento en Petro VR. La decisión anterior, se basa en un reporte publicado por la ANH en el que se presenta la gravedad API por cuenca sedimentaria, en el cual se evidencia que menos del 20% de los campos desarrollados en la cuenca de los Llanos orientales producen crudo pesado. Para la evaluación del caso base determinístico las tarifas consideradas corresponden al promedio de los últimos periodos reportados.

**Ilustración 13.***Gráfica de probabilidad de gravedad de API***7.3.3 Manejo datos de CAPEX**

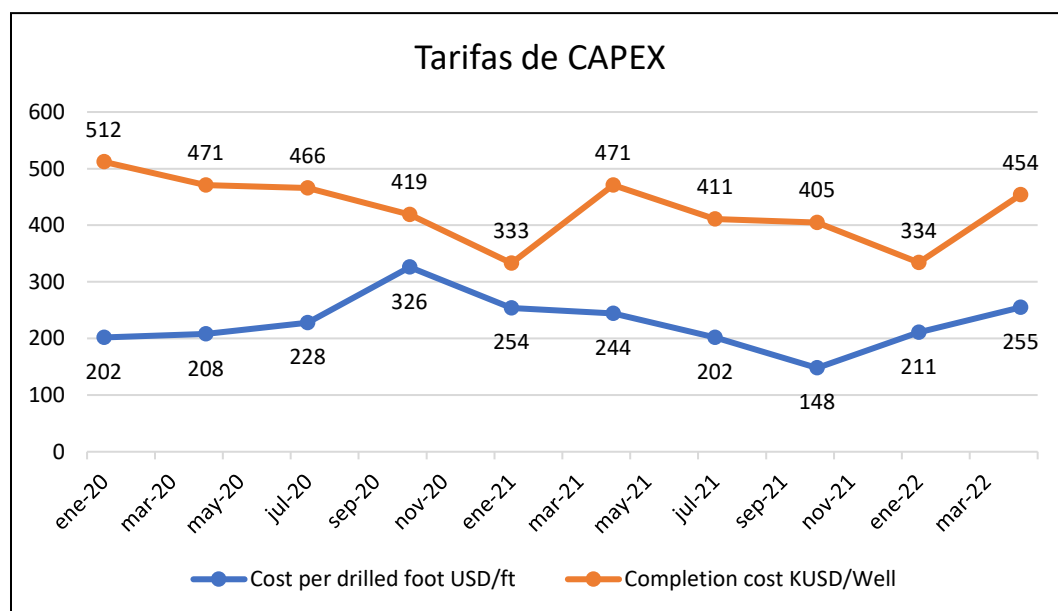
En la evaluación de proyectos petroleros, es fundamental considerar las tarifas de CAPEX, que corresponden a los costos de perforación y completamiento de pozos. Estas inversiones iniciales tienen un impacto significativo en la viabilidad económica del proyecto debido a su alto costo, que puede superar 1 millón de USD por pozo. Los costos de perforación incluyen todos los gastos relacionados con la creación del pozo, desde la planificación y ejecución hasta la finalización de este. Por otro lado, los costos de completamiento abarcan las actividades necesarias para poner el pozo en producción, como la instalación de equipos y el tratamiento del pozo para optimizar la extracción de petróleo. Dada su magnitud, estos costos representan una parte sustancial de la inversión inicial y son cruciales para determinar la rentabilidad y el éxito de los proyectos petroleros.



Para el propósito de la construcción de este caso, se usaron de referencias las tarifas de CAPEX reportados por Ecopetrol a la SEC. En la siguiente grafica se observan los valores desde Q1 2020 hasta Q2 2022.

#### Ilustración 14.

##### Tarifas de CAPEX



Para la evaluación del caso base determinístico las tarifas consideradas corresponden al promedio de los últimos periodos reportados.

#### 7.4 Diseño De Modelo En PetroVR

Para el análisis de viabilidad económica del caso típico de proyecto petrolero colombiano se usó la herramienta PetroVR. En la construcción del caso dentro de la herramienta, se consideró la existencia de un yacimiento de crudo denominado “OHANA VN”, al cual se le definió un OOIP de 24.8 Millones de barriles con

un factor de recobro esperado del 25%. El valor de OOIP fue estimado a partir del dato de reservas esperado, que se calculó con las declinaciones de los perfiles de producción de los campos de la muestra.

## Ilustración 15.

### *Definición de OOIP en el yacimiento " OHANA VN"*

The screenshot displays the PetroVR software interface for configuring an oil reservoir. The left sidebar shows a project tree with the following structure:

- Typical Colombian EP Project
  - Reservoirs & Wells
    - OHANA VN**
      - PP VN
  - Rigs
  - Surface Layout
    - Facilities
      - VN Facilities
  - Schedule
  - Well Groups

The main configuration area is titled "Oil Reservoir: OHANA VN" and includes the following sections:

- Reserves** (selected tab)
- Details** (selected sub-tab)
- Volumetric Calculation method**
  - ☒ Input
  - ☐ Trap Volumetrics
  - ☐ Source & Trap Volumetrics
- Input Fields:**
  - Oil In Place: 24.8 MM bbl
  - Reservoir Area: 100.0 acre
  - Recovery Factor: 25.0 %
  - Probability of Success: 100.0 %
- Actions (Right Side):**
  - Add Exploration Well
  - Add Appraisal Well
  - Add Production Well
  - Add Gas Injection Well
  - Add Water Injection Well
  - Add Heating Well
  - Add Steam Injection Well
  - Add Dry Hole
  - Add Production Pattern
  - Run Monte Carlo

## Ilustración 16.

*Estimación de reservas y activación de la clonación de pozo tipo de forma automática.*

Oil Reservoir: OHANA VN

**Stock Tank Reserves:**

Oil In Place:	24.8 MM bbl
Recoverable Oil:	6.2 MM bbl
Solution Gas:	3.1 B scf
Oil Reserves:	6.2 MM bbl
Oil Recovery:	25.0 %

(at initial GOR)

☐ Choke wells in this reservoir only as last resort

☐ Do not defer drilling wells from this reservoir

Don't drill a new well if reservoir remaining reserves are below:

Well Reserves Threshold: 100.0 % ☐ Absolute

☐ Enable Well Spacing

☒ Automatic Development

☒ Clone all producers and injectors in the reservoir

☐ Clone wells using the following pattern

☐ Use Prototype Repetition

Max Well Clones: 100

☐ Use Multi- Wells

☐ Don't start drilling a well if the previous drilling in the list hasn't started

Name
1 OHANA VN: PPVN

Para la explotación de las reservas estimadas se creó un pozo tipo con el nombre de “PP VN”, el cual tiene una tasa inicial esperada de 80 BOPD, un potencial de reservas de 959,894 Barriles de crudo, un costo de mantenimiento asociado de 1,600 USD/mes, un capital de abandono de \$180 MUSD y un límite económico de 5 BPD. Los datos de tasa inicial, costo de mantenimiento y abandono, se basan en suposiciones informadas de un experto (educated guess). El potencial de reservas del pozo fue resultado del análisis de los perfiles de los campos.

## Ilustración 17.

*Definición de reservas, tasa inicial, Limite técnico, OPEX de mantenimiento y CAPEX de abandono del pozo tipo "PPVN"*

Oil Producer: PP VN

**Well Completion details**

Well Reserves:	959894.0 bbl
Initial Rate:	80.0 bpd
Economic Limit:	5.0 bpd
Well OpEx:	1600.00 \$/month
Abandonment Cost:	180.00 \$M

☒ Separate drilling from completion

☐ Well behaves as an isolated reservoir

Los costos asociados a la perforación y completamiento de los pozos también hacen parte del diseño del modelo o caso típico en PetroVR. Los valores tomados para el caso determinístico corresponden al promedio de costos reportados por Ecopetrol a la SEC en el año 2021. Adicionalmente, como la tasa de perforación está disponible por pie (ft), se consideró la creación de la variable “Well Depth” con el fin de realizar la estimación real total del costo de perforación.

### **Ilustración 18.**

*Definición de costos de perforación mediante una función.*

The screenshot shows the 'Well Completion Info' tab in the PetroVR interface. The 'Oil Producer' is set to 'PP VN'. A 'Group' dropdown menu is available with 'Create', 'Detach', and 'Edit this group' options. The 'Rig' is set to 'VN'. The 'Drilling Site' is also indicated. The following parameters are defined:

Parameter	Value	Unit
Well Drilling Time	10	day
Rig Cost Rate	0.00	\$/day
Drilling Fixed Cost	2.54	\$MM

The 'Cost type' is set to 'CapEx' (radio button selected).

### **Ilustración 19.**

*Definición de costo por pie perforado y longitud de pozo*

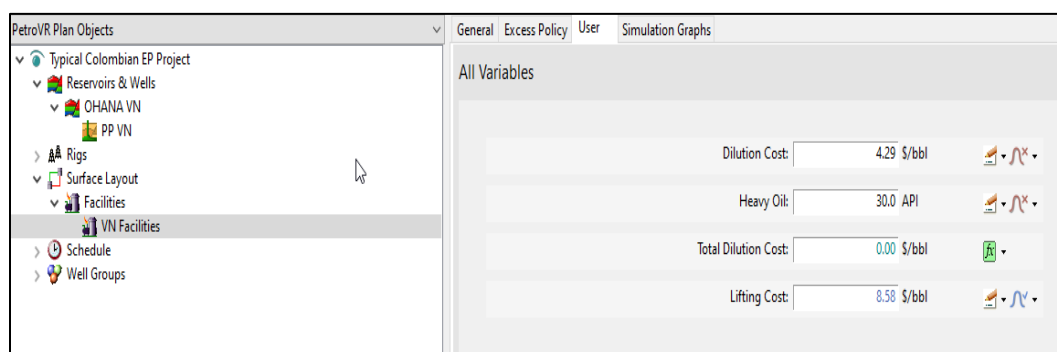
The screenshot shows the 'All Variables' section in the PetroVR interface. The following variables are defined:

Variable	Value	Unit
Cost per drilled foot	212.000	\$/ft
Well Depth	12000.0	ft

El último paso en el diseño del caso en PetroVR, considera los costos operativos, es decir, costo de levantamiento y costo de dilución, para la definición de ambas tarifas, se consideró el costo promedio de los últimos años reportados por Ecopetrol a la SEC. Adicionalmente la inclusión de la tarifa en la variable “Total Dilution Cost” quedo condicionada a la gravedad API, es decir que solo aplica si se considera un API menor de 22°.

## Ilustración 20.

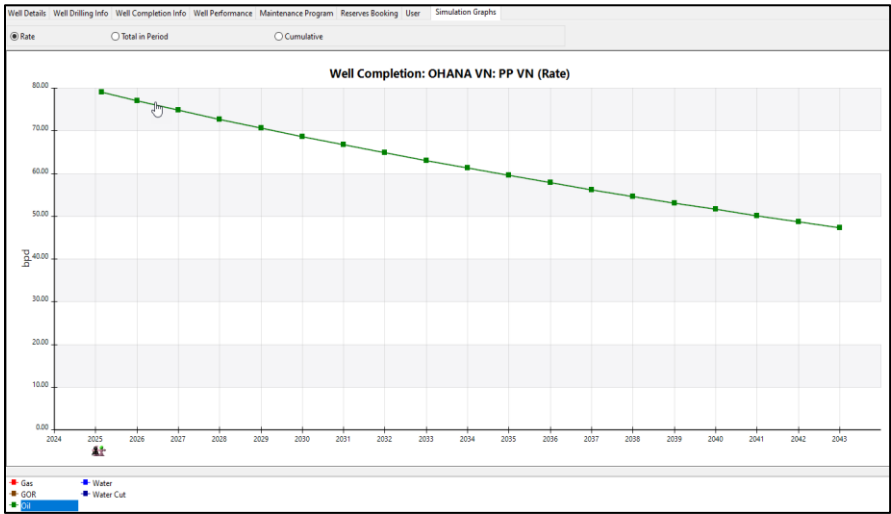
*Definición de costo de levantamiento y costos de Dilución a nivel de la facilidad “VN Facilities”*



Después de finalizar el diseño del modelo, se corrió la simulación en PetroVR, la cual muestra como sería el desarrollo del yacimiento “OHANA VN” considerando los datos suministrados. Como resultado se tiene perfil de producción a nivel de pozo (Ilustración 21), a nivel de todo “OHANA VN” (Ilustración 22) y un cronograma de desarrollo del yacimiento (Ilustración 23).

Ilustración 21.

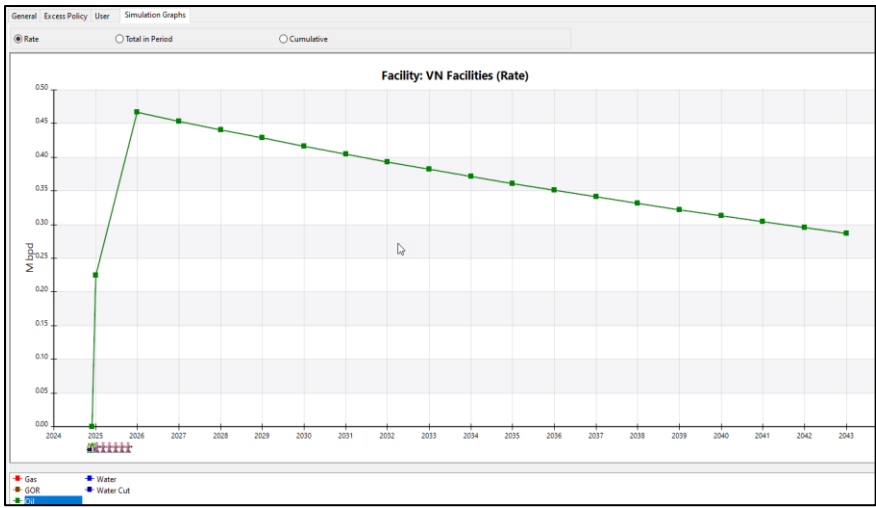
Perfil de producción a nivel de pozo.



De acuerdo con los datos suministrados en la construcción de este diseño, se deberán perforar al menos 6 pozos para explotar el potencial de reservas esperado.

Ilustración 22.

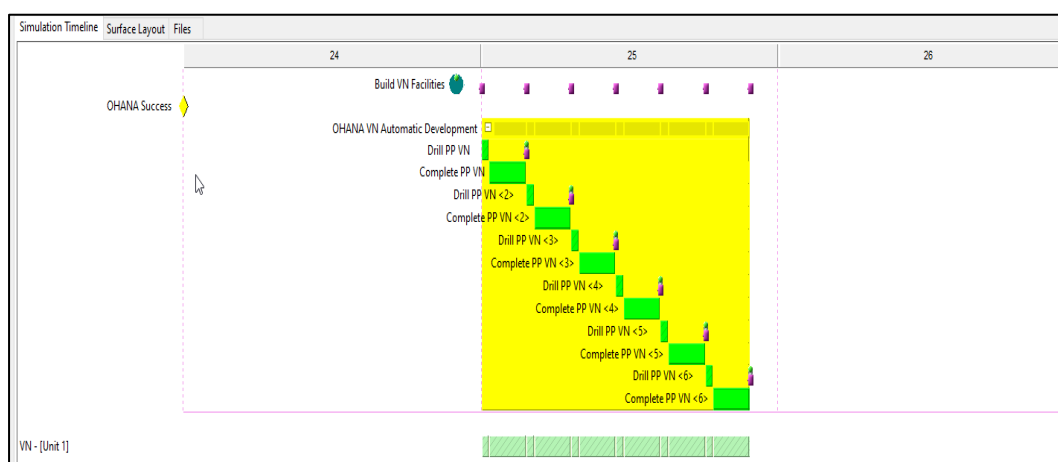
Perfil de producción total-incluyendo todos los pozos necesarios para extraer el volumen de reservas.



Como en la definición del modelo se definió como fecha inicial enero de 2025, el cronograma resultado de PetroVR considera esa fecha inicial, considera la existencia de las facilidades y los tiempos de perforación y completamiento, bajo la regla de que un pozo no inicia su perforación sino hasta que el anterior ya se haya completado.

### Ilustración 23.

*Cronograma de perforación y completamientos de pozos.*



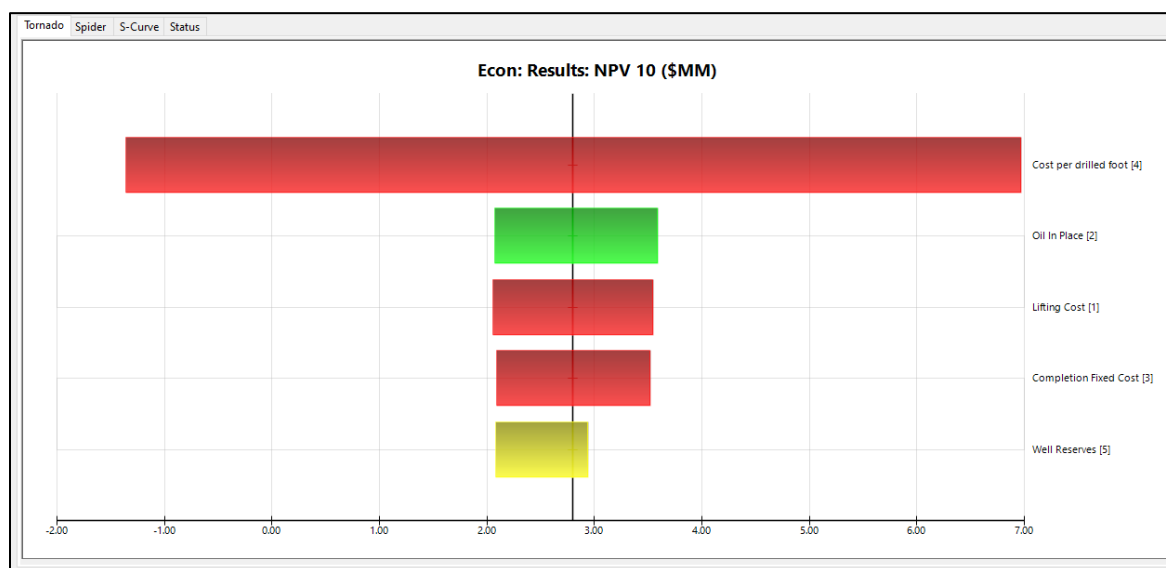
## 7.5 Sensibilidades Y Descripción De Variables

Con el fin de categorizar las variables y ver su impacto en aspecto económicos, se hizo una corrida Económica del caso base en el módulo de Económicos de PetroVR y posterior a eso se corrió un análisis de sensibilidades para ver que variables tienen un mayor impacto en el NPV 10 del proyecto. Considerando que se quiere evaluar el impacto en la toma de decisiones de un Proyecto de la industria del Petróleo al comparar los resultados de un caso base determinístico y un escenario probabilístico del caso base, es importante definir cuáles son esas variables de decisión, o variables de mayor impacto, para una posterior inclusión de probabilidad en esas variables particulares (inclusión de funciones de distribución de densidad para la descripción de las variables).

Como resultado, se obtuvo que las variables que más impactan el NPV 10 son Costo por pie perforado, OOIP y Costo de levantamiento.

#### Ilustración 24.

*Ranking de variables que impactan el resultado de NVP.*



Para la descripción probabilística de las variables Costo por pie perforado, OOIP y Costo de levantamiento, se usó la herramienta Crystal Ball. Crystal Ball compara automáticamente los datos suministrados (datos históricos de las variables) contra las funciones de distribuciones de probabilidad (para variables discretas) o funciones de distribución de densidad (para variables continuas). Para esto la herramienta

Crystal Ball realiza un ajuste matemático para determinar el conjunto de parámetros para cada distribución que mejor describa las características de los datos. Crystal Ball juzga la bondad de cada ajuste mediante una de varias pruebas estándar de bondad de ajuste y de acuerdo con los resultados elige la distribución con el mejor ajuste.

Para la selección de la mejor distribución, Crystal Ball evalúa las siguientes hipótesis:

- **Hipótesis nula (H0):** Los datos siguen la distribución teórica (distribución sugerida por Crystal Ball).



- **Hipótesis alternativa (H1):** Los datos no siguen la distribución teórica (distribución sugerida por Crystal Ball).

Para contrastar estas hipótesis, Crystal Ball emplea las siguientes 3 pruebas:

- Anderson-Darling es una prueba no paramétrica sobre si los datos de una muestra provienen de una distribución específica.
- Pruebas de Chi-cuadrado: procedimiento estadístico utilizado para determinar si existe una diferencia significativa entre los resultados esperados y los observados en una o más categorías
- Kolmogórov-Smirnov: este procedimiento compara la función de distribución acumulada observada de una variable con una distribución teórica determinada, que puede ser la normal, log normal, la uniforme, la de Poisson o la exponencial, en una muestra de datos.

Los resultados del ajuste de distribución de acuerdo con las pruebas realizadas por Crystal Ball se presentan en la siguiente tabla:

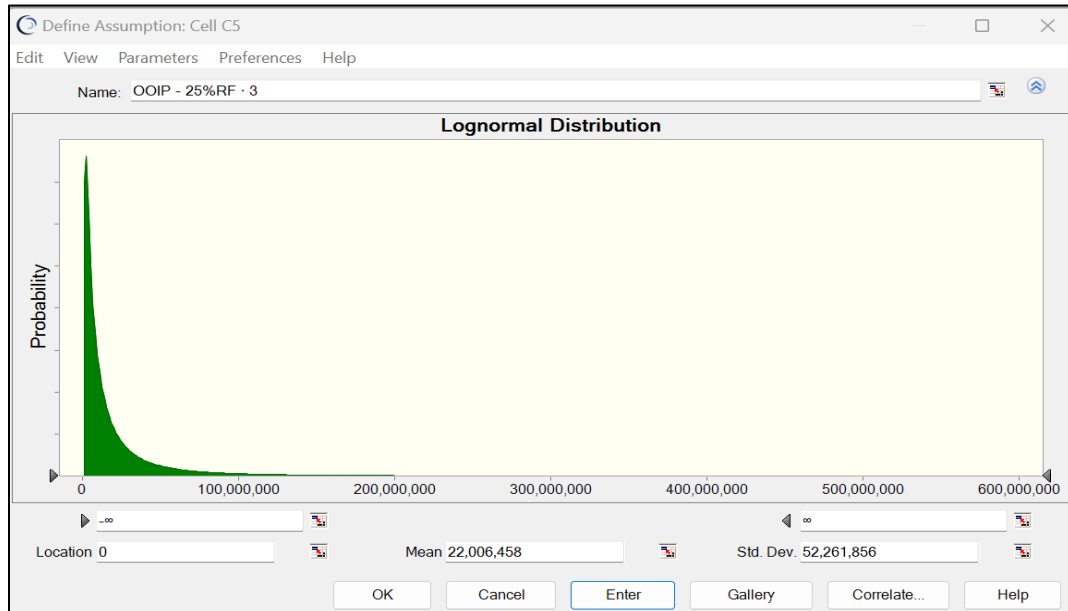
**Tabla 4.** Resultado de ajuste de distribuciones en Crystal Ball.

VARIABLE	DISTRIBUCIÓN	PRUEBA DE BONDAD	ESTADÍSTICO	P - VALUE
OOIP - BBL	Log Normal	•Anderson - Darling •Kolmogorov-Smirnov •Chi-Square	•0.49 •0.62 •12	•0.18 •0.18 •0.21
Costo de levantamiento (Lifting Cost) - USD/BOE	Uniforme	Anderson – Darling	0.35	0.755
Costo por pie perforado (Cost per drilled foot) - USD/FT	Triangular	No se realizó ajuste con Crystall ball debido a los pocos datos históricos disponibles.		

Las distribuciones y los parámetros sugeridos por Crystall ball y considerando también la cantidad de datos disponibles se presentan a continuación:

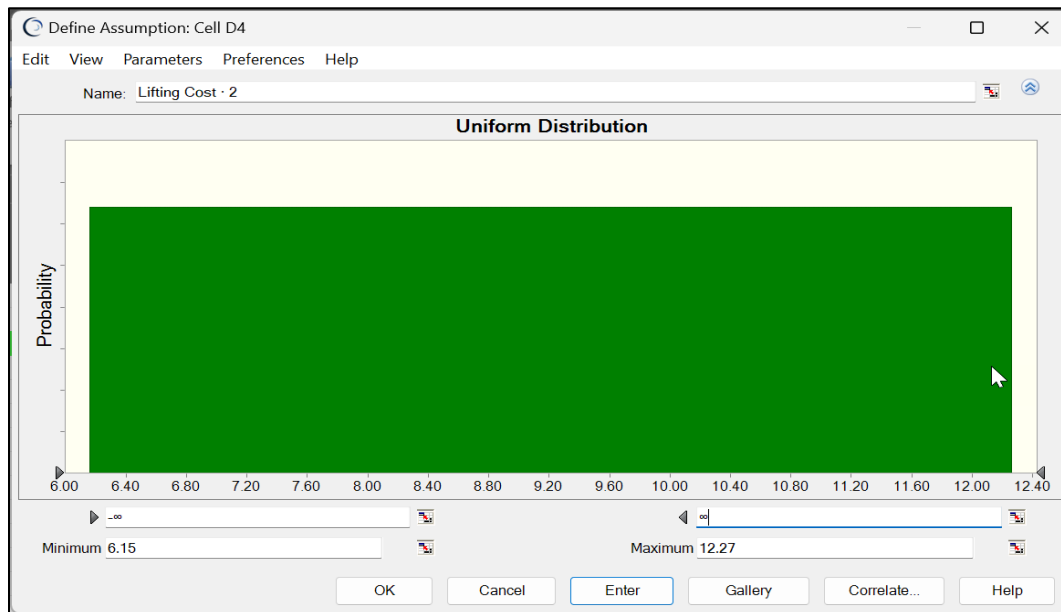
### Ilustración 25.

*Distribución Log Normal – OOIP.*

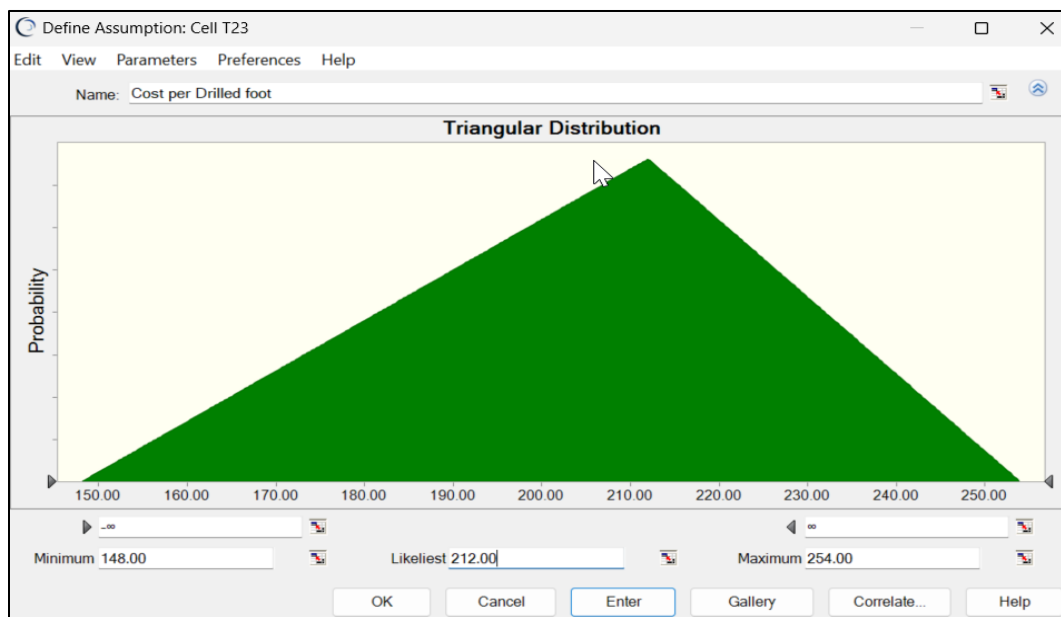


**Ilustración 26.**

*Distribución Uniforme - Costo de levantamiento*

**Ilustración 27.**

*Distribución triangular - Costo por pie perforado*



## 8 Resultados

### 8.1 *Análisis Determinístico y Sensibilidades*

Para el análisis económico de este proyecto se usó un modelo económico tipo PSC (Production Sharing Contract), al cual se le incluyeron las regalías escalonadas de la Ley 756 de 2002, que actualmente aplican a la mayoría de los campos en Colombia. Un PSC es un acuerdo entre el estado y una compañía operadora que establece los lineamientos para la explotación de un yacimiento, permitiendo al estado recibir una porción de la producción como derecho.

El indicador económico objeto de análisis es el Valor Presente Neto (NPV), ya que es el indicador por excelencia para determinar la viabilidad de los proyectos y es fundamental para que los inversionistas decidan participar en ellos. En el modelo evaluado con PetroVR, el desarrollo del yacimiento "OHANA VN", en términos absolutos y sin considerar el valor del dinero en el tiempo, agrega un valor de \$23.64 millones de dólares.

En la práctica, la evaluación de proyectos considera tasas de descuento. Para este análisis se aplicó una tasa de descuento del 10% y del 20%. Con una tasa de descuento del 10% el NPV del proyecto se redujo a \$2.8 millones de dólares. Esto significa que, al considerar el costo de oportunidad del capital, el proyecto sigue siendo rentable, aunque su rentabilidad se reduce considerablemente. Un NPV positivo de \$2.8 millones de dólares indica que el proyecto es viable, aunque con márgenes más ajustados.

Al aplicar una tasa de descuento del 20%, el valor presente neto del proyecto se volvió negativo, con un valor de \$-3.7 millones de dólares. Y, por lo tanto, al aplicar una tasa de descuento más alta (posiblemente reflejando un mayor riesgo o costo de capital), el proyecto no es viable y generaría una pérdida en términos de valor presente.

## Ilustración 28.

### NPV 10 con corrida determinística

	Single	2024	2025
Expenditure: Cost Inflation (%)	0.0		
Prices: Product Price Inflation (%)	0.0		
Results: Bonuses (\$MM)	0.00		
Results: Contractor Share (\$MM)	23.64		
Results: Government Profit Share (\$MM)	83.05		
Results: IRR (%)	13.1		
Results: Max Cash Out (\$MM)	-16.52		
Results: NPV 0 (\$MM)	23.64		
Results: NPV 10 (\$MM)	2.80		
Results: NPV 20 (\$MM)	-3.71		

## 8.2 Análisis Probabilístico

Para la inclusión de incertidumbre en las variables, primero fue necesario un análisis de sensibilidades, en el cual las perturbaciones incluidas se movieron en un rango de -30% a +30% con saltos de 10%. Como resultado de este análisis se determinó que las variables que más impactaban al NPV correspondían al Costo por pie perforado, OOIP y Costo de levantamiento.

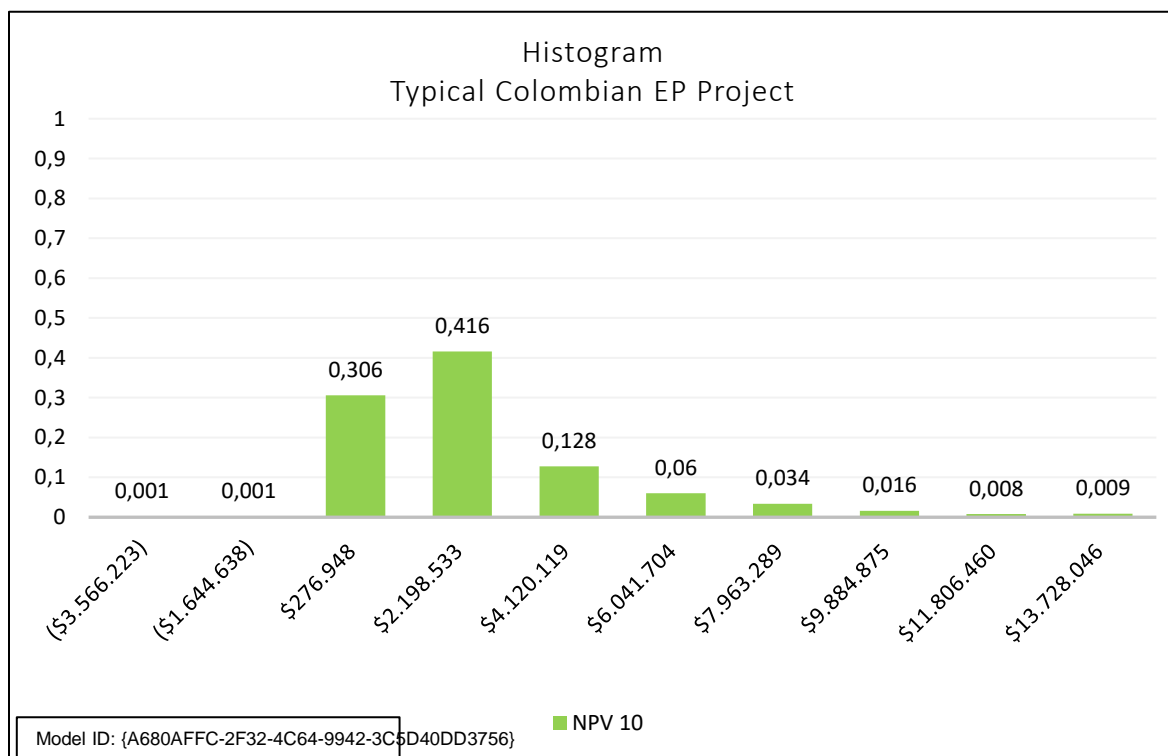
Una vez identificadas las variables de mayor influencia, y gracias a la disponibilidad de datos históricos, se caracterizaron las variables mediante funciones de distribución de densidad, y la parametrización de estas fue incluida para la simulación de Montecarlo. Mediante esta simulación, que utiliza la generación de números aleatorios para las variables a las que se le incluye incertidumbre, se quería cuantificar de manera más real el impacto de la incertidumbre y el riesgo en la economía del proyecto.

En el siguiente histograma se puede observar que los primeros dos valores de NPV 10 son negativos y tienen frecuencias muy bajas, de 1% cada uno, indicando que la probabilidad de que el proyecto tenga un valor presente neto negativo son casi nulas. Continuando con los valores de la derecha, se observa que existe una probabilidad del 30.6% de que el NPV 10 este alrededor de \$276,947.5 dólares. El siguiente valor de \$2,198,533

dólares tienen la frecuencia más alta de todas, sugiriendo una probabilidad del 41.6% de que el NPV 10 este alrededor de ese valor. Adicionalmente existen también la probabilidad de tener valor de NPV 10 extremadamente altos, pero estas a su vez van decreciendo, es decir la probabilidad de que esos valores se hagan realidad es menor.

### Ilustración 29

Histograma de proyecto EP típico en Colombia.

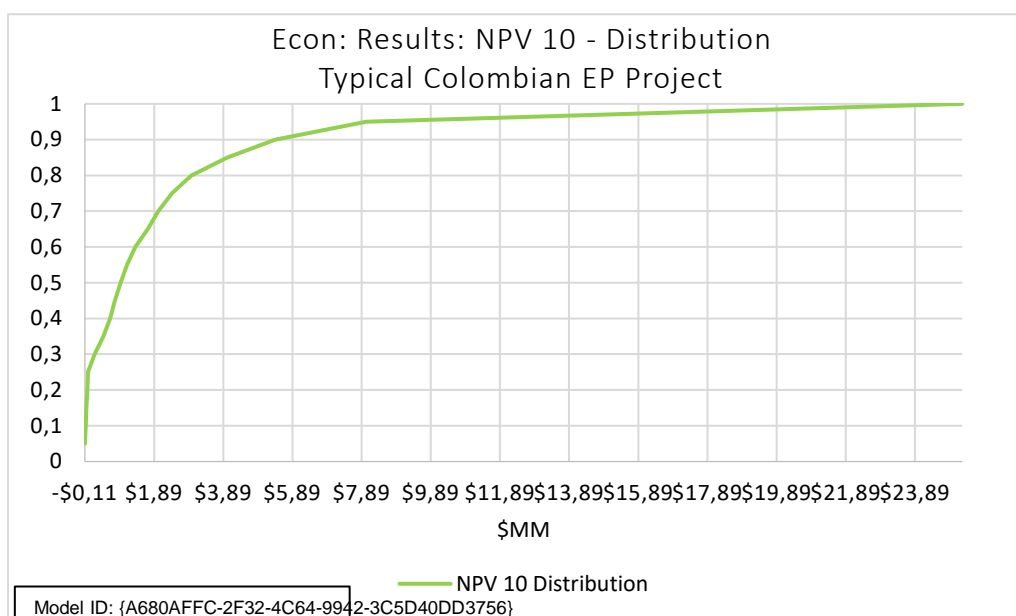


En términos generales se observa una distribución de frecuencias que sugiere un sesgamiento hacia valores positivos de NPV 10, en donde la mayor frecuencia se encuentra entre \$276,947.5 dólares y \$4,120,118.5 dólares. Si bien este proyecto en la evaluación probabilística muestra un escenario general positivo, también pone en la mesa un escenario con un 30% de probabilidad de que el NPV este alrededor de solo \$276,948 dólares, lo que es un valor de NPV bajo para un proyecto de una inversión tan alta. Con este

análisis probabilístico también se ve una diferencia de más de \$600,000 dólares si se compara el resultado determinístico con el escenario más probable de este segundo análisis.

La inclusión de la incertidumbre en el análisis proporciona una visión clara de los riesgos y las oportunidades, permitiendo generar un plan de mitigación de riesgos y una mejor planificación del proyecto.

### Ilustración 30

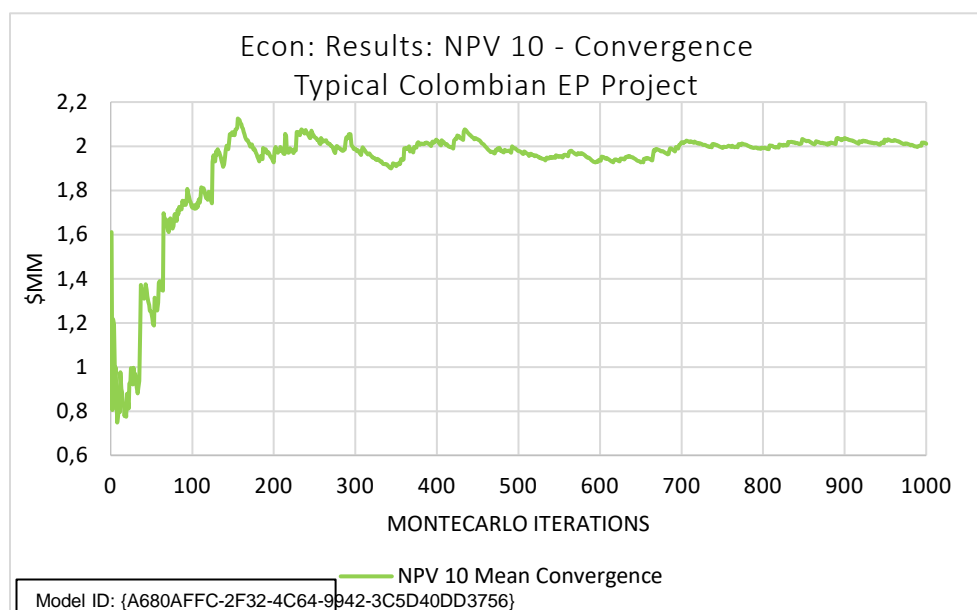


La curva de distribución acumulada permite observar cómo se distribuyen las probabilidades de los valores de NPV del proyecto. Primero se observan los valores de NPV negativos que se encuentran en la parte inferior de la distribución. De acuerdo con este gráfico, la probabilidad de que el NPV sea menor o igual a cero es del 25%. A partir de un NPV de \$174,763,286 dólares, la distribución acumulada es del 30%, lo que indica que hay un 30% de probabilidad de que el NPV sea igual o menor a este valor.

A medida que los valores de NPV se hacen más grandes, la distribución acumulada sigue incrementando hasta llegar a un NPV de más de \$25 millones de dólares, que tiene una distribución acumulada del 100%. Esto indica que todos los valores posibles de NPV están contenidos en este rango.

### Ilustración 31

*Convergencia en la simulación Montecarlo.*



La grafica de convergencia es esencial para validar la estabilidad y precisión de los resultados. Al tener como resultado esta grafica que muestra convergencia a partir de la iteración 200, se puede tener la confianza de que se realizaron las suficientes simulaciones para generar un resultado valido. Para este caso de estudio se corrió una simulación con mil iteraciones. Adicionalmente, el conocer la convergencia de la simulación también permite acotar el número de iteraciones a correr, lo que es importante en modelos complejos que tienen que pueden requerir mayores tiempos de procesamiento.

## 9 Conclusiones Y Recomendaciones

### 9.1 Conclusiones

- El estudio comparativo entre el caso base determinístico y el escenario probabilístico simulado en PetroVR permitió evaluar el impacto de la incertidumbre en la toma de decisiones en la evaluación de proyectos petroleros.



- La implementación de la simulación de Montecarlo en PetroVR proporciona una herramienta muy valiosa para evaluar cómo la incertidumbre afecta las decisiones estratégicas en proyectos de esta industria; al realizar la comparación del caso base determinístico con múltiples iteraciones bajo escenarios probabilísticos, se evidencia claramente la variabilidad en los resultados financieros debido a factores como CAPEX, OOIP y OPEX.
- De los resultados obtenidos, podemos concluir que PetroVR es una de las más importantes herramientas destinadas a realizar evaluaciones económicas de proyectos del sector Petrolero, la posibilidad de introducir incertidumbre en las evaluaciones económicas es de vital importancia para las empresas del sector, los análisis derivados de los resultados arrojados por PetroVR permitirán mitigar el riesgo económico en los proyectos
- En el presente proyecto se logró la construcción de un caso típico de proyecto petrolero en Colombia, gracias a la extensa recopilación de datos que permitió hacer una caracterización general de producción, OPEX y CAPEX. El uso de técnicas estadísticas en la etapa de análisis exploratorio de datos fue vital para la generación de datos representativos que fueron insumos en el diseño del caso típico.
- A partir del diseño del modelo, la evaluación económica del caso base y el análisis de sensibilidades, se logró una clasificación y priorización de las variables de acuerdo con el impacto generado en la estimación del indicador NPV.
- La disponibilidad de data histórica y el acceso al software Crystal Ball, permitió de manera sencilla y eficiente realizar una caracterización del comportamiento de las variables críticas para su posterior uso en el análisis probabilístico.
- La inclusión de incertidumbre en variables críticas permitió ver un panorama más real del NVP esperado con el desarrollo del yacimiento OHANA VN. Para el caso modelo de estudio,

el análisis con la herramienta PetroVR, lo cual permitió hacer una comparación del resultado determinístico frente a las múltiples probabilidades resultantes del análisis probabilístico.

- El resultado del caso base determinístico arrojó un NPV 10 de \$2.8 Millones de dólares, mientras que en el análisis probabilístico el escenario más probable arroja un NPV 10 de alrededor de \$ 2.2 Millones de dólares. Adicionalmente, se logra observar que existe un 30% de probabilidad de que el NPV 10 este alrededor de \$276 mil dólares, lo que a su vez levanta la alarma de que hay riesgos que deben mitigarse desde la etapa de planificación del proyecto.
- La inclusión de softwares especializados como PetroVR, permite hacer un análisis completo de un proyecto petrolero, en la que los resultados del análisis probabilístico generan más información y facilita la toma de decisiones en la planificación y ejecución de un proyecto.

## **9.2 Recomendaciones**

- Considerando que el mundo está evolucionando y transaccionando a energías más limpias y que cada vez existen mayores desincentivos para el sector petrolero, resulta vital la inclusión del riesgo en el análisis económico de los mismos, con el fin de tener una vista completa de todos los escenarios, que permita generar planes de acción desde la etapa de planeación de los proyectos.
- Se recomienda implementar la simulación de Montecarlo como práctica habitual en la evaluación de proyectos petroleros para una mejor gestión de la incertidumbre.
- La toma de decisiones debe considerar tanto el valor esperado como el riesgo asociado a cada alternativa, buscando un equilibrio entre rentabilidad y seguridad.
- La evaluación de proyectos debe ser un proceso iterativo que se adapte a las condiciones cambiantes del entorno y a la nueva información disponible.

## 10 Bibliografía

- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2023, Julio). ANH. Retrieved from <https://www.anh.gov.co/es/operaciones-y-regal%C3%ADas/datos-y-estadisticas/>
- Amazon Web Services. (2023). AWS. Retrieved from <https://aws.amazon.com/es/what-is/monte-carlo-simulation/>
- Agencia Nacional de Hidrocarburos. (2023, Julio). ANH. Retrieved from <https://www.anh.gov.co/es/ambiental-y-social/regionalizaci%C3%B3n/antecedentes-hist%C3%B3ricos/>
- Energy Institute. (2023). Statistical Review of World Energy.
- International Business Machines Corporation. (2023). IBM. Retrieved from <https://www.ibm.com/es-es/topics/monte-carlo-simulation>
- Muntó, R. M. (2014). Evaluación Económica de Proyectos Petroleros. Bogotá DC: HIPERGRAPH.
- Quorum Software. (2023). Retrieved from <https://documentation.aucerna.app/PetroVR/index.htm>

- Society of Petroleum Engineers et al. (2019). Sistema de Gerencia de los Recursos de Petróleo (Versión 1.01 ed.).
- LSD Law, s.f. <https://www.lsd.law/define/lifting-costs>.
- ACP. (2012). [www.acp.com.co](http://www.acp.com.co). Recuperado el Septiembre de 2013, de <http://www.acp.com.co/assets/documents/Asuntos%20Publicos/comunicaciones/Publicaciones/Revista%20ACP.pdf>
- Finance and Investing Risk Analysis in Capital Investment by David B. Hertz from de magazine (September 1979) <https://hbr.org/1979/09/risk-analysis-in-capital-investment>
- Revista Fuentes: El Reventón Energético Vol. 9 Nº 2 de 2010 - Jul/Dic - pp 33/41 [AnalisisDeRiesgoYSimulacionDeMonteCarloEnLaValorac-4811238%20\(4\).pdf](#)