

**Estimación del valor en riesgo (VAR) bajo el supuesto de normalidad de un proceso de extracción de arenas bituminosas en el departamento del Caquetá.**

**Ruben Dario Niño Rueda**

**Trabajo de Grado para Optar el Título de Ingeniero de Petróleos**

**Directora**

**Kathy Margarita Daza Brochero**

**Magister en Gestión en la Industria de los Hidrocarburos UMAR**

**Codirector**

**Nicolas Santos Santos**

**Magister en ingeniería de hidrocarburos**

**Universidad Industrial de Santander**

**Facultad de Ingeniería Físicoquímicas**

**Escuela de Ingeniería de Petróleos**

**Bucaramanga**

**2025**

## **Dedicatoria**

Este proyecto de grado lo dedico, en primer lugar, a DIOS, por acompañarme a lo largo de toda mi carrera y permitirme culminar exitosamente mis estudios universitarios. Agradezco por todas las bendiciones que me ha dado y por nunca abandonarme.

A mis padres, por el sacrificio y el apoyo incondicional para brindarme la oportunidad de estudiar y por inculcarme valores, principios y mucho amor. A mi hermana, por ser un ejemplo constante de compromiso y superación.

A mis abuelos, quienes fueron como segundos padres para mí y, aunque no pudieron verme alcanzar este logro, sé que desde el cielo se sienten orgullosos de mis éxitos.

A mi novia, por estar a mi lado en los momentos más difíciles, brindándome apoyo y creyendo siempre en mí.

Y a mis compañeros y profesores, de quienes aprendí tanto a lo largo de la carrera.

## **Agradecimientos**

Le agradezco a DIOS por permitirme cumplir mis sueños, alcanzar mis metas, y por guiarme siempre por el camino correcto. Gracias por abrirme puertas cuando otras se cerraban y por ayudarme a superar todos los obstáculos que se me presentaban, porque sé que para Él no hay nada imposible.

A mis padres, Rubén Darío Niño Hernández y Mónica Lucía Rueda Ojeda, por su amor, dedicación y perseverancia. Son los mejores padres del mundo, y todo lo que soy se lo debo a ellos.

A mi hermana, Tatiana Niño, mi amiga y modelo a seguir, quien también ha sido mi confidente y consejera en muchas ocasiones.

A mi novia, Neyla Gutiérrez, quien llegó a mi vida en uno de los momentos más difíciles y me ha brindado alegría, apoyo, motivación y amor incondicional.

A la Universidad Industrial de Santander, la institución que me abrió sus puertas y de la cual me siento orgulloso de formar parte, prometiéndole siempre representarla de la mejor manera.

A la ingeniera Kathy y el ingeniero Nicolás, por brindarme su confianza y apoyo cuando llegué buscando su dirección para mi proyecto.

Y a todas las personas del control de producción de la Cira Infantas, quienes durante estos meses en mi contrato de aprendizaje se han convertido en mentores, consejeros y amigos, y a quienes jamás olvidaré.

## Tabla de contenido

Introducción .....	9
1. Planteamiento del Problema .....	10
2. Justificación .....	11
3. Objetivos .....	11
3.1. Objetivo General .....	11
3.2. Objetivos Específicos .....	11
4. Marco Teórico.....	12
4.1. Generalidades de las Arenas Bituminosas.....	12
4.2. Arenas Bituminosas en Colombia .....	12
4.3. Recursos Prospectivos .....	13
4.3.1. Recursos Prospectivos de Petróleo.....	13
4.3.2. Recursos Prospectivos de Gas.....	14
4.3.3. Recursos Prospectivos en Fuentes no Convencionales .....	15
4.4. Métodos de Extracción .....	16
4.4.1. Explotación a Cielo Abierto .....	17
4.4.2. Explotación “In Situ” .....	18
4.5. Recobro Mejorado .....	20
4.6. VAPEX.....	22
4.7. VAR.....	26
4.7.1. Método normal paramétrico .....	27
4.7.2. Método histórico .....	28
4.7.3. Simulación Monte Carlo .....	29
5. Simulación En CMG.....	31
5.1. Creación De La Malla.....	33
5.2. Propiedades Específicas del Yacimiento y del Bitumen .....	35
5.3. Perforación de los Pozos .....	42
5.4. Constraints .....	44
5.4.1. Constraints para el pozo inyector .....	46
5.4.2. Constraints del pozo productor .....	48
5.5. Fluido de Inyección .....	51
5.6. Resultados de la Simulación.....	53

6. Cálculo del VAR.....	57
6.1. Datos en Excel.....	59
6.2. Simulación en EasyFit.....	63
6.3. Valor en Riesgo .....	67
Conclusiones .....	71
Recomendaciones .....	73
Referencias .....	75

## Lista de figuras

<b>Imagen 1.</b> Esquema VAPEX. Tomada de eM-VAPEX – Enhanced Modified Vapour Extraction Recovery .....	24
<b>Imagen 2.</b> Gráfico de valor en riesgo. ....	27
<b>Imagen 3.</b> Creación de la malla de simulación.....	35
<b>Imagen 4.</b> propiedades del yacimiento .....	37
<b>Imagen 5.</b> Malla de simulación. ....	39
<b>Imagen 6.</b> Viscosidad vs Temperatura .....	42
<b>Imagen 7.</b> Vista 3D de los pozos perforados.....	44
<b>Imagen 8.</b> Constraints pozo inyector.....	48
<b>Imagen 9.</b> Constraints pozo productor.....	50
<b>Imagen 10.</b> Resultados STARS .....	55
<b>Imagen 11.</b> Tasa de producción de crudo diaria.....	57
<b>Imagen 12.</b> Tasa de producción de gas diaria .....	57
<b>Imagen 13.</b> Datos ingresados en el software .....	65
<b>Imagen 14.</b> Resultado de la simulación en EasyFit.....	66

## Resumen

**Título:** Estimación del valor en riesgo (VAR) bajo el supuesto de normalidad de un proceso de extracción de arenas bituminosas en el departamento del Caquetá\*

**Autor:** Ruben Dario Niño Rueda\*\*

**Palabras clave:** Arenas bituminosas, VAPEX, VAR, Departamento del Caquetá.

El presente proyecto se centra en la investigación y recopilación de datos provenientes de campos en Canadá y Venezuela, donde se ha implementado la extracción de bitumen mediante el método VAPEX. Con estos datos, se utilizará el software CMG-STARS para simular un yacimiento representativo de las arenas bituminosas presentes en el departamento del Caquetá, con el objetivo de analizar su comportamiento productivo durante un período de tres años.

Posteriormente, se empleará el software EasyFit para determinar los parámetros correspondientes a una distribución estadística normal, tales como la media ( $\mu$ ) y la desviación estándar ( $\sigma$ ), a partir de los datos de producción obtenidos con CMG-STARS.

Finalmente, con los parámetros proporcionados por EasyFit, se calculará el Valor en Riesgo (VAR) del proyecto para evaluar las posibles pérdidas máximas en dos escenarios, con niveles de confianza del 95% y 99%.

La conclusión general del proyecto es que, con un nivel de confianza del 95%, las pérdidas no excederán los \$3,029, lo que significa que en el 95% de los casos las pérdidas estarán por debajo de este valor. Sin embargo, en el 5% restante, las pérdidas podrían superar dicha cantidad. Con un nivel de confianza del 99%, las pérdidas no superarán los \$3,048, lo que reduce aún más la probabilidad de pérdidas mayores. En otras palabras, el 99% de las veces las pérdidas estarán por debajo de los \$3,048, y solo en el 1% de los casos podrían ser superiores. Este análisis proporciona una medida de seguridad y un marco para evaluar los riesgos en los escenarios más desfavorables. Finalmente, el proyecto culmina con la elaboración de un artículo de investigación que presenta los resultados obtenidos.

---

\* Trabajo de Grado

\*\* Facultad de Ingenierías fisicoquímicas. Escuela de Ingeniería de petróleo. Pregrado en ingeniería de petróleo. Directora: Kathy Margarita Daza Brochero. Magister en Gestión en la Industria de los Hidrocarburos UMAR. Codirector: Nicolas Santos Santos. Magister en ingeniería de hidrocarburos.

### Abstract

**Title:** Estimation of Value at Risk (VAR) under the Assumption of Normality for a Bitumen Extraction Process in the Caquetá Department\*

**Author(s):** Ruben Dario Niño Rueda\*\*

**Keywords:** Tar Sands, VAPEX, VAR, Caquetá Department.

### Abstract

This project focuses on the research and data collection from fields in Canada and Venezuela, where bitumen extraction has been implemented using the VAPEX method. Using this data, the CMG-STARs software will be employed to simulate a representative reservoir of the oil sands present in the Caquetá department, with the objective of analyzing its production behavior over a three-year period.

Subsequently, the EasyFit software will be used to determine the parameters corresponding to a normal statistical distribution, such as the mean ( $\mu$ ) and standard deviation ( $\sigma$ ), based on the production data obtained from CMG-STARs.

Finally, with the parameters provided by EasyFit, the project's Value at Risk (VAR) will be calculated to assess the potential maximum losses in two scenarios, with 95% and 99% confidence levels.

The general conclusion of the project is that, with a 95% confidence level, the losses will not exceed \$3,029, meaning that in 95% of the cases, the losses will be below this amount. However, in the remaining 5% of cases, losses could exceed this figure. With a 99% confidence level, the losses will not exceed \$3,048, further reducing the probability of higher losses. In other words, 99% of the time, the losses will be below \$3,048, and only in 1% of the cases could they be higher. This analysis provides a measure of security and a framework to assess risks in the worst-case scenarios. Finally, the project concludes with the preparation of a research paper presenting the results obtained.

---

\* Degree Work

\*\* Faculty of Physicochemical Engineering. School of Petroleum Engineering. Bachelor's degree in petroleum engineering. Director: Kathy Margarita Daza Brochero. Master's Degree in Management in the Hydrocarbons Industry UMAR. Co-director: Nicolás Santos Santos. Master's degree in hydrocarbon engineering.

## Introducción

Colombia cuenta con un potencial bastante alto de hidrocarburos en arenas bituminosas según información brindada por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). Los recursos prospectivos están localizados en el piedemonte de la Cordillera Oriental en la cuenca CaguánPutumayo. Las arenas bituminosas actualmente no se explotan en Colombia, sin embargo, se tiene conocimiento del potencial que poseen, un claro ejemplo es Canadá. A nivel mundial se implementan 2 métodos de explotación: a cielo abierto y métodos de extracción a profundidad (método In Situ y método VAPEX). Por temas ambientales, se definió que el más oportuno de implementar es VAPEX. Es un método de recobro mejorado de petróleo que hace uso de la inyección de solventes para reducir la viscosidad por medio de procesos miscibles de transferencia de masa y que surge como una variación de los métodos térmicos. A pesar de tener antecedentes sobre proyectos de explotación de arenas bituminosas en la industria (como es el caso de Canadá), aún se desconoce si implementar el método VAPEX es rentable en Colombia; Para poder determinar la rentabilidad de este proyecto es necesario tener conocimiento de información técnica y precisa para plantear un modelo de negocio sólido. Se requiere utilizar metodologías donde se mida el valor en riesgo (VAR) con la finalidad de determinar las pérdidas que puede sufrir un inversor al adquirir una determinada cartera de inversión.

## 1. Planteamiento del Problema

El potencial de hidrocarburos en arenas bituminosas en Colombia es bastante alto de acuerdo con ANH. Se encuentran localizadas en el piedemonte de la Cordillera Oriental en la cuenca Caguán-Putumayo identificados en la Formación Rumiyo, al sur de Florencia en la subcuenca de Putumayo, y en la Formación Pepino, al norte de esta localidad en la subcuenca Caguán, todo esto ubicado en el departamento del Caquetá. Los procesos de extracción de las arenas bituminosas generan mucha controversia desde el punto de vista social, ambiental y económico, por el riesgo de las inversiones. Se reconocen 2 alternativas de explotación de las arenas bituminosas a nivel mundial: Explotación a cielo abierto y los métodos a extracción a profundidad, entre ellos el proceso de extracción VAPEX el cual es un método no termal donde el principio básico es utilizar solventes gaseosos para aumentar la recuperación de petróleo y disminuir la viscosidad de este, además es un método más amigable con el medio ambiente. Para generar un proyecto de explotación del recurso prospectivo, es necesario disponer de la información necesaria para que los inversores puedan tomar las mejores decisiones financieras. Por lo anterior se requiere utilizar metodologías donde se mida el valor en riesgo (VAR) con la finalidad de determinar las pérdidas que puede sufrir un inversor al adquirir una determinada cartera de inversión. Así las cosas, el actual proyecto de grado abordará el siguiente planteamiento del problema ¿Cómo estimar el valor en riesgo (VAR) bajo el supuesto de normalidad de un proceso de extracción de arenas bituminosas en el departamento del Caquetá?

## **2. Justificación**

Colombia posee una gran cantidad de hidrocarburos en arenas bituminosas, reflejados como recursos prospectivos que a hoy en día aún no se tiene en cuenta y que si se aprovechara podría ser de gran utilidad para el país, sin embargo, para poder desarrollar un proyecto de explotación de este recurso prospectivo, es necesario tener conocimiento técnico para estimar las pérdidas a las que se puede enfrentar el inversionista interesado en el desarrollo del proyecto.

## **3. Objetivos**

### **3.1. Objetivo General**

Estimar el valor en riesgo (VAR) bajo el supuesto de normalidad de un proceso de extracción de arenas bituminosas en el departamento del Caquetá.

### **3.2. Objetivos Específicos**

- Determinar de forma técnica y económica, un proceso de extracción VAPEX de las arenas bituminosas en el departamento del Caquetá utilizando el software CMG.
- Calcular el valor en riesgo (VAR) para un proceso de extracción VAPEX de las arenas bituminosas en el departamento del Caquetá utilizando el software EASYFIT.
- Realizar un artículo de investigación de carácter publicable a partir de la investigación realizada.

## **4. Marco Teórico**

### **4.1. Generalidades de las Arenas Bituminosas**

Las arenas bituminosas, también conocidas como "tar sands", son depósitos de arena impregnados de bitumen, un hidrocarburo altamente viscoso que requiere procesos intensivos para su extracción y transformación. Este recurso no convencional se considera una fuente importante de energía debido a la creciente demanda de combustibles fósiles, aunque está asociado con impactos ambientales significativos (Brandt, 2011).

El bitumen tiene una densidad API menor a 10° y está compuesto principalmente por hidrocarburos pesados con un alto contenido de carbono y bajo de hidrógeno. También contiene metales traza como níquel, vanadio y hierro, que pueden influir en los métodos de procesamiento y refinamiento (Meyer & Attanasi, 2003). Su extracción y transformación en combustibles líquidos implica una serie de procesos químicos y físicos debido a su alta viscosidad y complejidad molecular.

### **4.2. Arenas Bituminosas en Colombia**

Las áreas colombianas donde se han identificado depósitos de Arenas Bituminosas abarcan varias cuencas, incluyendo Caguán-Putumayo, Llanos Orientales, Cordillera Oriental, VSM y VMM. En los Llanos Orientales, se destacan manifestaciones significativas en el piedemonte de la Cordillera Oriental, al norte de Restrepo, específicamente en la Formación Mirador. Al sur, en San José del Guaviare, se encuentran en la Serranía de La Lindosa, en la Formación Guadalupe, y en el flanco occidental de la Serranía de la Macarena, en las formaciones Guadalupe al norte y Losada al sur. En el Valle Medio del Magdalena, se han registrado presencias de arenas bituminosas en las formaciones Honda (en Nare), La Paz (en Barrancabermeja), y Cimarrona (en Honda). Por

otro lado, en el Valle Superior del Magdalena, se mencionan en las formaciones Guadalupe o Monserrate al sur y oriente del Tolima, así como en Honda, en el área de Guataquí-Piedras.

Según investigaciones realizadas por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH), los depósitos más relevantes se encuentran en las Formaciones Rumiayaco y Pepino en el departamento del Caquetá, donde el bitumen presenta características geológicas similares a los depósitos de Alberta, Canadá (ANH, 2015). Los procesos de extracción de las arenas bituminosas generan mucha controversia desde el punto de vista social, ambiental y económico, comprometiendo el riesgo de las inversiones.

#### **4.3. Recursos Prospectivos**

Los recursos prospectivos son una categoría de estimación en la industria de hidrocarburos que incluye acumulaciones no descubiertas pero inferidas como técnica y económicamente recuperables. Estos recursos representan un potencial clave para satisfacer la creciente demanda energética, especialmente en países como Colombia, que poseen una rica diversidad de cuencas sedimentarias con posibilidades tanto convencionales como no convencionales (ANH, 2020).

El cálculo de los recursos prospectivos implica la integración de datos sísmicos, estudios geológicos, y modelamiento matemático para estimar la probabilidad de existencia y cantidad de hidrocarburos en una acumulación no explorada. Según Babadagli y Al-Bemani (2016), estas estimaciones son esenciales para orientar la inversión en exploración, evaluar riesgos y establecer estrategias de desarrollo sostenible.

#### **4.3.1. Recursos Prospectivos de Petróleo**

Los recursos prospectivos de petróleo se definen como aquellas estimaciones de crudo que no han sido descubiertas aún pero que, basándose en inferencias geológicas y técnicas, se consideran potencialmente recuperables a futuro. Estas estimaciones incluyen tanto yacimientos convencionales como no convencionales, como el petróleo extra-pesado y el bitumen.

En el caso de los recursos no convencionales como el bitumen, su explotación representa una solución para mantener la oferta energética frente a la creciente demanda. Sin embargo, su desarrollo implica mayores costos y complejidades técnicas debido a la viscosidad del petróleo y a las limitaciones en infraestructura. Estudios realizados en Canadá y Colombia destacan que el bitumen requiere técnicas avanzadas de extracción como el SAGD o el VAPEX, que son menos dependientes de factores como la profundidad del depósito y las condiciones geológicas (Butler, 1991; ANH, 2020).

La Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) clasifica los recursos prospectivos de petróleo en convencionales y no convencionales. En Colombia, los recursos convencionales son más accesibles desde el punto de vista técnico y económico, pero los no convencionales están adquiriendo mayor relevancia debido a su potencial, especialmente en cuencas como Caguán- Putumayo y Llanos Orientales, donde existen grandes acumulaciones de petróleo pesado y extra- pesado (ANH, 2015).

#### **4.3.2. Recursos Prospectivos de Gas**

Los recursos prospectivos de gas natural se refieren a las estimaciones de volúmenes de gas aún no descubiertos, pero que se consideran técnicamente recuperables basándose en

análisis geológicos y geofísicos. Estos incluyen tanto formaciones convencionales (reservorios de alta permeabilidad) como no convencionales, como el gas de esquisto, el gas contenido en arenas compactas y el gas asociado a formaciones de petróleo pesado.

En Colombia, las áreas prospectivas de gas incluyen la cuenca del Valle Inferior del Magdalena y las cuencas marinas en el Caribe, donde se han identificado estructuras prometedoras para el desarrollo de gas natural convencional. Sin embargo, el país también cuenta con un potencial significativo en gas no convencional, especialmente en formaciones de esquisto en el Valle Medio del Magdalena (ANH, 2020).

El desarrollo de gas no convencional plantea retos tecnológicos y ambientales, especialmente en lo relacionado con la fracturación hidráulica (fracking). Según Stephenson et al. (2011), la fracturación hidráulica puede ser una solución viable para liberar el gas atrapado en formaciones de baja permeabilidad, pero requiere un manejo cuidadoso del agua y medidas para minimizar los impactos ambientales.

La relevancia del gas natural como recurso prospectivo radica en su rol como combustible de transición hacia energías más limpias. Al tener menores emisiones de CO<sub>2</sub> en comparación con otros hidrocarburos, el gas natural se posiciona como un componente clave en las estrategias de descarbonización de la matriz energética global (Rahman & Balasubramanian, 2018).

#### **4.3.3. Recursos Prospectivos en Fuentes no Convencionales**

Los recursos prospectivos en fuentes no convencionales incluyen depósitos como arenas bituminosas, esquistos, petróleos extra-pesados y gas en reservorios de baja permeabilidad. Estos hidrocarburos representan una fuente energética estratégica debido a su amplia distribución

geográfica y su capacidad para suplir el déficit de producción convencional (Rahman & Balasubramanian, 2018).

En el caso de las arenas bituminosas, su explotación enfrenta desafíos técnicos y ambientales importantes. Estos depósitos, como los de Alberta en Canadá y los Llanos Orientales en Colombia, requieren métodos avanzados para su desarrollo. Según Butler (1991), tecnologías como el VAPEX y la inyección de vapor son fundamentales para superar las limitaciones inherentes a estos recursos, como la alta viscosidad y los altos costos de extracción.

Adicionalmente, las fuentes no convencionales tienen implicaciones ambientales más pronunciadas debido a su consumo intensivo de energía y agua. Estudios recientes enfatizan la necesidad de enfoques sostenibles y de la implementación de políticas regulatorias estrictas para minimizar los impactos ecológicos, como el aumento de emisiones de gases de efecto invernadero (Jordaan et al., 2009).

#### **4.4. Métodos de Extracción**

La extracción de bitumen, debido a sus propiedades físicas y químicas únicas, requiere el uso de métodos especializados que se dividen principalmente en minería superficial y técnicas in situ. La elección del método depende de factores como la profundidad del depósito, la geología de la región, la viscosidad del bitumen y las condiciones económicas. Cada método tiene ventajas, limitaciones y diferentes grados de impacto ambiental.

El bitumen no fluye naturalmente debido a su alta viscosidad y contenido de sólidos. Por lo tanto, los métodos convencionales de extracción, como los utilizados para el petróleo

liviano, no son aplicables. Las técnicas diseñadas tienen como objetivo reducir la viscosidad y permitir su extracción eficiente.

Los métodos implementados para las arenas bituminosas pueden ser:

#### **4.4.1. *Explotación a Cielo Abierto***

La minería a cielo abierto es el método preferido para la explotación de depósitos superficiales de arenas bituminosas, que se encuentran a profundidades de hasta 70 metros. Este método implica la remoción de la capa superior de suelo y roca para exponer las arenas bituminosas. Durante este proceso, grandes excavadoras y camiones transportan el material extraído a plantas de procesamiento, donde el bitumen se separa utilizando métodos físicos y químicos.

Este enfoque presenta varias ventajas. En primer lugar, permite una alta recuperación, alcanzando hasta el 90% del bitumen contenido en los depósitos accesibles. Además, es económicamente eficiente para depósitos superficiales, ya que los costos asociados con la remoción de material son relativamente bajos. Es una tecnología madura, especialmente en países como Canadá, donde la experiencia acumulada durante la curva de aprendizaje ha permitido el desarrollo de equipos y procesos optimizados.

Sin embargo, la minería a cielo abierto genera importantes impactos ambientales. La remoción de suelo y vegetación conduce a la pérdida de biodiversidad, destruyendo hábitats naturales y afectando significativamente a la flora y fauna locales (Jordaan et al., 2009). Los procesos de separación de bitumen utilizan grandes volúmenes de agua, lo que genera efluentes tóxicos conocidos como "aguas residuales" o "tailings". Estos contienen metales pesados y productos químicos que representan un riesgo ambiental significativo. Además, la

minería y el procesamiento producen grandes cantidades de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), contribuyendo al cambio climático.

La remediación ambiental de los terrenos afectados por la minería a cielo abierto es compleja y costosa. Incluye procesos como la revegetación, que consiste en plantar especies autóctonas para restaurar el ecosistema original, y la restauración de humedales, que busca rehabilitar áreas inundadas para fomentar la biodiversidad y regular los ciclos hidrológicos. También se implementan controles de residuos, como la construcción de diques para contener las aguas residuales y su posterior tratamiento químico para minimizar los riesgos de contaminación (Charpentier et al., 2009).

Un ejemplo destacado de minería a cielo abierto se encuentra en la región de Alberta, Canadá, que alberga los mayores proyectos de este tipo en arenas bituminosas. Estas operaciones, lideradas por empresas como Syncrude y Suncor, han generado importantes beneficios económicos para la región. Sin embargo, también han enfrentado fuertes críticas debido a sus impactos ambientales, que incluyen la deforestación masiva, la contaminación hídrica y las emisiones de gases de efecto invernadero.

#### **4.4.2. Explotación “In Situ”**

Para depósitos más profundos, generalmente superiores a 70 metros, las técnicas in situ son las más adecuadas. Estas no requieren la remoción del suelo, ya que el bitumen es extraído directamente del subsuelo mediante métodos térmicos, químicos o una combinación de ambos. Este enfoque es ideal para preservar la superficie, pero implica desafíos técnicos y ambientales significativos.

Uno de los métodos principales es el Steam Assisted Gravity Drainage (SAGD), que

consiste en perforar dos pozos horizontales paralelos: uno para inyectar vapor y otro para recolectar el bitumen licuado. El vapor calienta el bitumen, reduciendo su viscosidad y permitiendo que fluya hacia el pozo de producción. Este método es altamente eficiente, logrando recuperar entre el 60% y el 70% del bitumen presente en el yacimiento (Butler, 1991). Otro método utilizado es el Cyclic Steam Stimulation (CSS), que implica ciclos repetidos de inyección de vapor y producción de bitumen. Este enfoque es más adecuado para depósitos heterogéneos donde el SAGD no es viable. Finalmente, el método Vapour Extraction (VAPEX) utiliza solventes ligeros en combinación con vapor para disolver el bitumen y reducir su viscosidad. Este método tiene menores requerimientos energéticos y un impacto ambiental reducido en comparación con el SAGD (Butler, 1994).

Las técnicas in situ presentan varias ventajas. Generan un menor impacto superficial, ya que no requieren la remoción de grandes áreas de suelo ni alteran significativamente el paisaje. Además, las instalaciones de perforación ocupan áreas mucho más pequeñas que las minas a cielo abierto, lo que implica un ahorro considerable de espacio. También son la única opción viable para depósitos ubicados a mayores profundidades. Sin embargo, enfrentan importantes desafíos. Por ejemplo, la generación de vapor en el SAGD implica un uso intensivo de gas natural, lo que incrementa las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). Asimismo, estas técnicas dependen de grandes cantidades de agua para generar vapor, lo que plantea problemas en regiones con escasez de este recurso. Por otro lado, factores como la heterogeneidad del yacimiento y la presencia de agua en las formaciones pueden afectar significativamente la eficiencia de recuperación.

En términos de impactos ambientales, las técnicas in situ generan una cantidad considerable de emisiones de GEI debido al consumo de energía, aunque estas emisiones

son menores en comparación con la minería superficial. Además, el uso de solventes o químicos puede conllevar riesgos de contaminación del subsuelo, especialmente de acuíferos, si no se implementan medidas adecuadas para mitigar estos riesgos.

En Colombia, los métodos in situ son particularmente relevantes en regiones como el departamento del Caquetá, donde los depósitos se encuentran a mayor profundidad. Según la ANH (2015), estas técnicas podrían ser adaptadas a las condiciones geológicas locales, ofreciendo una opción más sostenible y eficiente para la extracción de bitumen.

Un ejemplo destacado del uso de estas tecnologías es el caso del SAGD y el VAPEX en Alberta, Canadá, donde compañías como Cenovus Energy y MEG Energy han liderado proyectos exitosos. En el contexto colombiano, estas tecnologías representan una oportunidad prometedora para el desarrollo de recursos en áreas como los Llanos Orientales y la cuenca Caguán-Putumayo, donde se identifican condiciones favorables para su implementación.

#### **4.5. Recobro Mejorado**

El recobro mejorado, también conocido como recuperación mejorada de petróleo (Enhanced Oil Recovery, EOR), engloba un conjunto de métodos avanzados diseñados para maximizar la producción de hidrocarburos en yacimientos donde los métodos primarios y secundarios han dejado de ser eficientes. Este enfoque es esencial para extender la vida útil de los yacimientos maduros, aumentar la eficiencia de extracción y optimizar los recursos energéticos disponibles. Según Manrique et al. (2010), el recobro mejorado puede incrementar significativamente las reservas recuperables de petróleo, lo que resulta crucial en regiones con yacimientos complejos o en declive.

El objetivo principal del recobro mejorado es incrementar la movilidad del crudo dentro del reservorio y aumentar la presión en el yacimiento, permitiendo que una mayor cantidad de hidrocarburos alcance los pozos de producción. Este proceso se logra mediante la implementación de tecnologías que incluyen la inyección de agua, gases (como CO<sub>2</sub> o nitrógeno), polímeros, agentes químicos y métodos térmicos. Estos últimos son particularmente efectivos para crudos pesados, ya que disminuyen su viscosidad, facilitando su flujo hacia los pozos.

En Colombia, el factor de recobro promedio se encuentra en el 19%, muy por debajo del promedio mundial del 38%. Esto significa que el país tiene un amplio margen de mejora en la recuperación de petróleo existente en sus yacimientos. Empresas como Ecopetrol han liderado la implementación de proyectos de recobro mejorado, especialmente en campos maduros como Cira-Infantas. Este campo es emblemático debido al uso intensivo de inyección de agua para mantener la presión del yacimiento, aprovechando además la gran cantidad de agua producida en el proceso (Ecopetrol, 2022).

El impacto del recobro mejorado en la producción petrolera es significativo. En el tercer trimestre de 2022, el 36% de la producción diaria de Ecopetrol (equivalente a 720.400 barriles por día) provino de 33 campos donde se aplican tecnologías de recobro secundario y terciario. Estas incluyen la inyección de polímeros, que aumenta la viscosidad del agua inyectada para mejorar la eficiencia del desplazamiento del petróleo, y el uso de agentes surfactantes para reducir la tensión interfacial entre el crudo y el agua.

La implementación de recobro mejorado enfrenta desafíos técnicos y económicos. Según la ANH, factores como la heterogeneidad de los yacimientos, la alta relación agua-petróleo (BSW, por sus siglas en inglés) y los costos asociados a la infraestructura limitan su

adopción masiva en Colombia. Sin embargo, la inversión en investigación y desarrollo, junto con el uso de tecnologías emergentes, está permitiendo superar algunas de estas barreras.

En términos de sostenibilidad, el recobro mejorado también plantea desafíos ambientales. La inyección de CO<sub>2</sub>, por ejemplo, es una técnica prometedora que no solo mejora la recuperación, sino que también ofrece una solución para el almacenamiento geológico de dióxido de carbono, contribuyendo a mitigar el cambio climático (Stephenson et al., 2011). Sin embargo, métodos como la inyección de agua generan grandes volúmenes de agua producida que deben ser gestionados adecuadamente para evitar contaminación ambiental.

#### **4.6. VAPEX**

El método Vapour Extraction (VAPEX) es una técnica avanzada de recobro mejorado que utiliza solventes ligeros para reducir la viscosidad de los hidrocarburos presentes en yacimientos de crudo pesado y bitumen. Este método surge como una alternativa eficiente a los métodos térmicos tradicionales, como el SAGD (Steam-Assisted Gravity Drainage), especialmente en yacimientos donde los métodos térmicos no son aplicables debido a condiciones específicas como la presencia de acuíferos, alta saturación de agua, fracturas verticales, baja porosidad o una conductividad térmica limitada.

El principio del VAPEX se basa en la inyección de un solvente ligero en estado de vapor a través de un pozo horizontal superior. Este solvente entra en contacto con el bitumen o crudo pesado en el yacimiento, disolviendo los hidrocarburos y reduciendo significativamente su viscosidad. El crudo diluido fluye entonces por gravedad hacia un pozo horizontal inferior, donde es recolectado para su procesamiento en superficie. La eficiencia del método depende de factores como la presión y temperatura del solvente, el

diseño del pozo y la composición del yacimiento.

Este método presenta ventajas significativas en comparación con los procesos térmicos. Por un lado, el VAPEX consume menos energía, ya que no requiere la generación de vapor a alta presión y temperatura. Esto no solo reduce los costos operativos, sino que también disminuye las emisiones de gases de efecto invernadero asociadas al consumo de combustibles fósiles para la producción de vapor. Además, el solvente utilizado puede ser recuperado y reutilizado, lo que mejora la viabilidad económica y reduce el impacto ambiental del proceso.

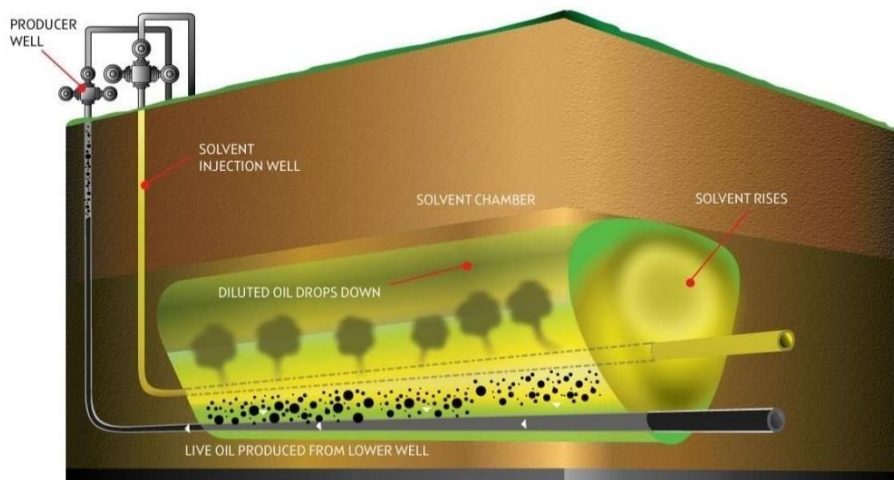
Otra ventaja importante del VAPEX es su capacidad para operar en yacimientos con características desafiantes. Por ejemplo, en yacimientos con alta saturación de agua, los métodos térmicos suelen ser ineficaces porque el vapor se dispersa en el agua en lugar de calentar el crudo. En estos casos, el VAPEX es una solución más viable, ya que el solvente interactúa directamente con el bitumen, independientemente de la presencia de agua. Además, al no depender de la conductividad térmica del yacimiento, el VAPEX puede ser implementado en formaciones de baja permeabilidad.

A pesar de sus ventajas, el método VAPEX también enfrenta desafíos. Su implementación requiere un diseño preciso de los pozos horizontales y una selección adecuada de los solventes utilizados. Además, la eficiencia del proceso puede verse afectada por factores geológicos, como la heterogeneidad del yacimiento y la composición del bitumen. Por esta razón, se realizan estudios detallados antes de su aplicación para garantizar la factibilidad técnica y económica.

En el contexto global, el VAPEX ha sido utilizado principalmente en Canadá, donde los extensos depósitos de arenas bituminosas han impulsado el desarrollo de tecnologías

avanzadas de recobro. En Colombia, esta técnica podría representar una alternativa prometedora para yacimientos complejos en regiones como los Llanos Orientales o la cuenca Caguán-Putumayo, donde las condiciones geológicas presentan retos para los métodos térmicos tradicionales.

La **imagen 1** muestra un esquema del proceso VAPEX, donde se observa la disposición de los pozos horizontales, la formación de la cámara de solvente y el flujo del crudo diluido hacia el pozo productor. Este diseño optimiza la extracción de bitumen mientras minimiza la perturbación ambiental y el consumo energético, posicionándolo como una solución sostenible para la explotación de recursos no convencionales.



**Imagen 1.** Esquema VAPEX. Tomada de [eM-VAPEX – Enhanced Modified Vapour Extraction Recovery](#)

Este método destaca por su alta eficiencia energética. En el VAPEX se utilizan solventes ligeros combinados con vapor a menores presiones, lo que reduce significativamente el consumo energético. Esto se traduce en una menor dependencia de

combustibles fósiles para el proceso, lo que a su vez disminuye las emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), posicionándolo como una alternativa más sostenible frente a métodos convencionales.

Otro aspecto importante es su impacto ambiental relativamente bajo en comparación con la minería a cielo abierto o incluso con algunos métodos in situ, como el SAGD. La extracción mediante VAPEX no genera residuos sólidos, como escombros o material estéril, ni desechos líquidos tóxicos, como los producidos en procesos de separación en minería superficial. Esto minimiza la necesidad de almacenamiento y manejo de grandes volúmenes de desechos, lo que a su vez reduce la huella ecológica del proyecto. Además, al no alterar significativamente la superficie, el impacto sobre el paisaje y los ecosistemas locales es considerablemente menor.

En términos económicos, el VAPEX puede resultar más rentable tanto en la etapa inicial como en la operación continua. La inversión inicial para instalar equipos de inyección y recuperación de solventes es generalmente más baja que la requerida para sistemas de generación de vapor a gran escala. Además, los costos operativos se reducen debido al menor consumo de energía y la capacidad de recuperar y reutilizar los solventes ligeros utilizados en el proceso.

Esto no solo mejora la sostenibilidad económica del proyecto a largo plazo, sino que también lo hace competitivo en escenarios donde los precios del petróleo son volátiles.

La capacidad de recuperar solventes es una de las principales ventajas económicas del VAPEX. Este proceso implica la condensación y recolección del solvente utilizado, permitiendo su reciclaje en ciclos sucesivos. Este factor, además de disminuir los costos asociados con la compra de nuevos insumos, reduce la generación de residuos químicos, lo

que es crucial para cumplir con normativas ambientales cada vez más estrictas en la industria energética.

Es particularmente adecuado para yacimientos donde los métodos térmicos no son viables, como aquellos con alta saturación de agua o en formaciones de baja conductividad térmica. Esto amplía su aplicabilidad a una variedad de contextos geológicos y lo posiciona como una solución versátil para la extracción de crudos pesados y bitumen en condiciones desafiantes. En general, el VAPEX combina eficiencia energética, menor impacto ambiental y viabilidad económica, haciendo de este método una opción destacada para la explotación de recursos no convencionales.

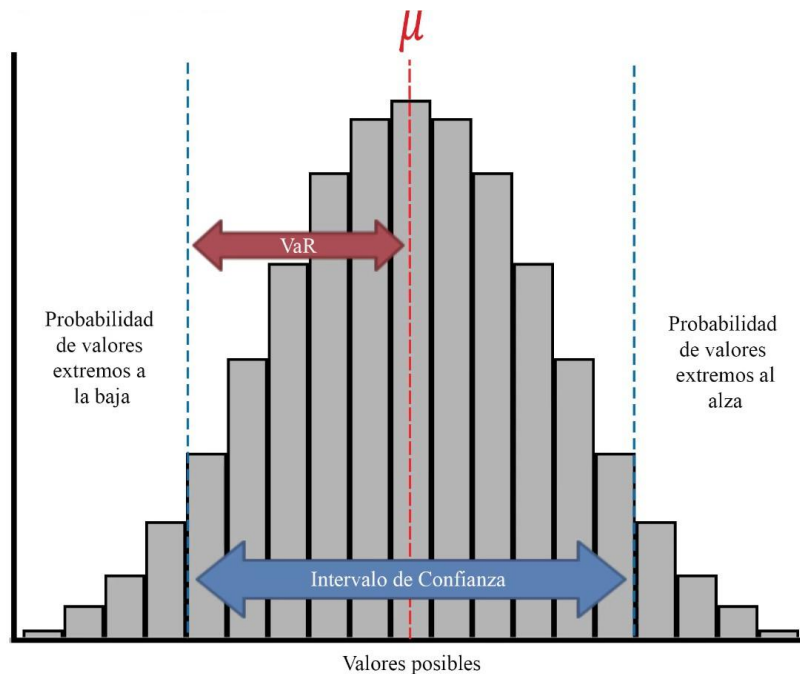
#### **4.7. VAR**

El Valor en Riesgo (VaR, por sus siglas en inglés) es una técnica estadística ampliamente utilizada en finanzas para medir y gestionar el riesgo financiero de una inversión, portafolio o proyecto. Esta herramienta permite cuantificar la pérdida máxima que podría sufrir una inversión con un nivel de confianza predefinido (generalmente del 95% o 99%) durante un horizonte temporal específico, brindando a los inversores una estimación clara de los riesgos asociados a sus decisiones financieras. En esencia, el VaR responde a la pregunta: "¿Cuál es la pérdida máxima que puedo esperar con una probabilidad dada en un periodo determinado?".

El cálculo del VaR se basa en tres variables fundamentales: la magnitud de la pérdida potencial, la probabilidad de que esta ocurra y el horizonte temporal considerado. Por ejemplo, un VaR diario del 1% con un nivel de confianza del 99% indica que existe una probabilidad del 1% de que las pérdidas en un solo día superen el valor calculado. Esta métrica es esencial para instituciones financieras, fondos de inversión y corporaciones, ya

que les permite identificar exposiciones al riesgo, asignar capital de manera eficiente y cumplir con regulaciones financieras, como las normas de Basilea para bancos.

Una característica clave del VaR es su versatilidad. Puede aplicarse a diferentes niveles de análisis, desde activos individuales hasta portafolios diversificados. Además, su enfoque probabilístico lo convierte en una herramienta poderosa para evaluar riesgos bajo diferentes escenarios económicos y de mercado. Sin embargo, su efectividad depende de la precisión de los datos utilizados y de los supuestos inherentes al modelo de cálculo seleccionado.



**Imagen 2.** Gráfico de valor en riesgo.

*Nota.* Adaptado de ¿Qué es el VaR y cómo se calcula? [Fotografía], por Mis Finanzas U, 2018, Youtube ([https://www.youtube.com/watch?v=oAHZBqTRuyI&ab\\_channel=MisFinanzasU](https://www.youtube.com/watch?v=oAHZBqTRuyI&ab_channel=MisFinanzasU)).

Existen tres métodos para calcular el valor en riesgo de un proyecto, las cuales son el método histórico, el método normal paramétrico y la simulación Monte Carlo. Los tres se basan en un mismo enfoque dado que parten de la distribución de la probabilidad de los

rendimientos, pero tienen como variante la forma de modelarla.

#### **4.7.1. Método normal paramétrico**

. El método normal paramétrico es una técnica ampliamente utilizada para calcular el Valor en Riesgo (VaR) debido a su simplicidad y rapidez. Este enfoque se basa en la suposición de que los rendimientos de los activos financieros siguen una distribución normal y que existe una relación lineal entre los factores de riesgo del mercado, como tasas de interés o precios de activos, y el valor de la cartera. Para aplicarlo, se utilizan la media y la desviación estándar de los rendimientos históricos de la cartera, lo que permite estimar la pérdida máxima esperada en un horizonte temporal dado con un nivel de confianza específico, generalmente del 95% o 99%. Esta metodología es ideal para carteras lineales compuestas por instrumentos financieros estándar, como acciones o bonos, y ofrece resultados rápidos y sencillos, lo que la hace adecuada para el monitoreo frecuente del riesgo en instituciones financieras. Sin embargo, presenta importantes limitaciones, especialmente en contextos donde los rendimientos no siguen una distribución normal, ya que esta simplificación tiende a subestimar las pérdidas potenciales en eventos extremos, como crisis financieras, y a sobreestimarlas en escenarios de baja volatilidad. Además, su aplicabilidad está restringida a carteras que no contienen instrumentos financieros no lineales, como opciones o derivados complejos, que requieren modelos más sofisticados. A pesar de estas limitaciones, sigue siendo una herramienta valiosa en la gestión del riesgo financiero, aunque debe complementarse con métodos alternativos, como simulaciones de Monte Carlo o análisis históricos, para capturar adecuadamente los riesgos en condiciones de mercado más complejas.

#### **4.7.2. Método histórico**

El método histórico para calcular el Valor en Riesgo (VaR) se basa en el análisis de datos históricos de los retornos diarios de una inversión o cartera. Estos datos se ordenan de menor a mayor, y el VaR se calcula identificando el percentil correspondiente al nivel de confianza deseado, generalmente el 1% o el 5%. Por ejemplo, un nivel de confianza del 99% implica que el VaR se situará en el percentil más bajo del 1% de los retornos, indicando la pérdida máxima esperada en ese intervalo. Este enfoque tiene la ventaja de no requerir suposiciones sobre la distribución de los rendimientos, ya que se basa directamente en las observaciones históricas, lo que lo convierte en una técnica sencilla y directa. Sin embargo, el método histórico también presenta limitaciones significativas. Su principal desventaja radica en su dependencia exclusiva de los datos históricos, lo que significa que los resultados están condicionados por los eventos pasados y no consideran escenarios futuros o eventos extremos que no estén reflejados en la muestra histórica. Esto puede llevar a una subestimación o sobreestimación del riesgo en situaciones de mercado inusuales o altamente volátiles. Por esta razón, aunque es útil en contextos de estabilidad relativa, el método histórico debe complementarse con otros enfoques para capturar mejor los riesgos en condiciones de mercado dinámicas y cambiantes.

#### **4.7.3. Simulación Monte Carlo**

La Simulación Monte Carlo es un método avanzado y flexible utilizado para calcular el Valor en Riesgo (VaR), basado en la generación de múltiples escenarios simulados que representan posibles rendimientos futuros de un activo o cartera de

inversión. Este enfoque se fundamenta en el uso de funciones de distribución de probabilidad que modelan el comportamiento del activo bajo análisis, permitiendo capturar tanto la incertidumbre como la complejidad de los mercados financieros. A través de esta metodología, se generan numerosas trayectorias de rendimiento — comúnmente entre 5.000 y 10.000 realizaciones— para un horizonte temporal previamente definido. Posteriormente, se calculan las métricas estadísticas clave, como la desviación estándar, necesarias para estimar el VaR con el nivel de confianza deseado.

Uno de los principales beneficios de la Simulación Monte Carlo es su capacidad para manejar portafolios compuestos por múltiples activos. En estos casos, si los activos no están correlacionados, el proceso implica la simulación independiente de las trayectorias de cada activo, repitiendo el procedimiento para cada uno. Por otro lado, si los activos están correlacionados, la simulación requiere el uso de matrices de correlación que representen la relación entre ellos, incrementando la precisión del modelo. Esto hace que Monte Carlo sea especialmente útil para portafolios diversificados o para la evaluación de instrumentos financieros complejos, como derivados, cuya naturaleza no lineal no puede ser capturada adecuadamente por métodos más simples, como el método normal paramétrico o el método histórico (Jorion, 2007).

La Simulación Monte Carlo permite incorporar dinámicas complejas de mercado, como variaciones en la volatilidad, correlaciones cambiantes entre activos o eventos extremos. Esto lo convierte en un método robusto para evaluar riesgos bajo condiciones de incertidumbre y volatilidad. Sin embargo, esta flexibilidad viene acompañada de un mayor costo computacional y una mayor complejidad en su

implementación. La precisión del método depende de la calidad de los datos de entrada y de la elección de la función de distribución de probabilidad, que debe reflejar con precisión el comportamiento del activo en cuestión. Además, el número de realizaciones afecta directamente la confiabilidad del VaR calculado; un número insuficiente puede subestimar o sobreestimar el riesgo, mientras que un número elevado incrementa significativamente los tiempos de cálculo.

Aunque la Simulación Monte Carlo tiene ventajas significativas, también enfrenta limitaciones. Por ejemplo, asume que los parámetros de las distribuciones de probabilidad (como la media y la volatilidad) son constantes durante el horizonte de inversión, lo cual puede no ser realista en mercados altamente dinámicos. Además, el método requiere un conocimiento técnico avanzado para configurar adecuadamente el modelo y seleccionar las funciones de distribución apropiadas. No obstante, su capacidad para adaptarse a una amplia gama de situaciones y su aplicabilidad en portafolios complejos hacen que Monte Carlo sea una herramienta esencial en la gestión de riesgos financieros modernos (Glasserman, 2004).

La Simulación Monte Carlo es una metodología poderosa y versátil que permite calcular el VaR bajo escenarios realistas y variados, capturando de manera efectiva la complejidad de los mercados financieros. Su uso es particularmente valioso para carteras con múltiples activos, instrumentos financieros complejos y contextos de alta incertidumbre, aunque requiere recursos computacionales significativos y un diseño cuidadoso para garantizar resultados precisos y confiables.

## 5. Simulación En CMG

Las herramientas de simulación proporcionadas por Computer Modelling Group (CMG) son tecnologías avanzadas diseñadas para modelar y simular la dinámica de fluidos en reservorios de petróleo y gas. Estas herramientas permiten a los ingenieros del petróleo comprender cómo los hidrocarburos y los fluidos asociados se comportan dentro de los yacimientos bajo diferentes condiciones operativas, facilitando la planificación y optimización de los procesos de extracción. Mediante simulaciones precisas, los usuarios pueden predecir el rendimiento del yacimiento a lo largo del tiempo, identificar problemas potenciales y evaluar diferentes estrategias de producción, lo que resulta esencial para maximizar la recuperación de hidrocarburos y minimizar costos operativos.

CMG ofrece una gama de productos especializados que abarcan diferentes necesidades de simulación en la industria del petróleo y gas. Entre los principales se encuentran IMEX, GEM, CMOST, y STARS, cada uno adaptado a escenarios y procesos específicos. IMEX es una herramienta de simulación de yacimientos convencional que se centra en la dinámica de fluidos no composicionales, ideal para procesos primarios y secundarios de recobro. GEM, por su parte, es una herramienta avanzada diseñada para modelar procesos complejos como los relacionados con el manejo de gases y químicos en yacimientos no convencionales, incluidos los relacionados con el shale gas y la fracturación hidráulica. CMOST actúa como una plataforma de optimización y análisis de sensibilidad, permitiendo a los ingenieros evaluar múltiples escenarios y tomar decisiones informadas basadas en datos simulados.

Entre estas herramientas, STARS es especialmente relevante para la simulación de procesos térmicos y mejorados de recobro de hidrocarburos pesados, como el VAPEX (Vapour

Extraction), SAGD (Steam-Assisted Gravity Drainage) y otros métodos térmicos de recobro mejorado. STARS permite modelar detalladamente cómo el calor, los solventes y otros agentes interactúan con el petróleo pesado y el bitumen dentro del reservorio, simulando las condiciones necesarias para reducir su viscosidad y mejorar su movilidad. Esto es particularmente útil en yacimientos de arenas bituminosas y petróleo pesado, donde las características físicas del crudo dificultan su extracción mediante métodos convencionales.

El uso de STARS para modelar el VAPEX es crucial para analizar la eficiencia de este método y prever posibles desafíos operativos. La herramienta permite simular la inyección de solventes ligeros, la formación de cámaras de solvente en el yacimiento y el flujo de hidrocarburos hacia los pozos productores. Además, STARS incluye funcionalidades avanzadas para modelar interacciones complejas entre el crudo, los solventes y las formaciones geológicas, proporcionando una visión integral del proceso de extracción. Este nivel de detalle permite a los operadores ajustar parámetros clave, como las tasas de inyección y las temperaturas de operación, para maximizar la eficiencia del proceso y reducir los costos asociados.

El empleo de herramientas como las de CMG, y en particular STARS, representa un avance significativo en la industria del petróleo y gas, ya que facilita la toma de decisiones basadas en datos confiables y simulaciones realistas. Además, estas herramientas permiten evaluar el impacto ambiental y económico de los métodos de extracción, ayudando a las empresas a cumplir con normativas regulatorias y objetivos de sostenibilidad. La capacidad de CMG para integrar procesos térmicos y mejorados en sus simulaciones lo convierte en un aliado indispensable para abordar los desafíos de la explotación de recursos no convencionales.

## **5.1. Creación De La Malla**

La creación de la malla es uno de los pasos fundamentales para llevar a cabo la simulación de un proceso como el VAPEX (Vapour Extraction), ya que constituye la representación tridimensional del reservorio que se utilizará en el modelo numérico. Este proceso consiste en dividir el espacio del reservorio en una serie de celdas discretas, lo que permite simular con precisión la dinámica de los fluidos, el transporte de calor y las interacciones químicas dentro del yacimiento. En este caso, la malla está compuesta por 50 celdas en la dirección I (horizontal, eje X), 50 celdas en la dirección J (horizontal, eje Y) y 40 celdas en la dirección K (vertical, eje Z), cada una con un espesor de 5 pies, tal y como se ilustra en la **imagen 3**. Esta configuración define el dominio físico del reservorio que se está modelando.

El tamaño y la resolución de la malla son factores críticos en la precisión de la simulación. Un mayor número de celdas permite captar detalles más finos del comportamiento del reservorio, como los gradientes de presión, temperatura y saturación de fluidos. Sin embargo, esto también incrementa el tiempo de cálculo y la demanda computacional. Por ello, la configuración de 50 x 50 x 40 celdas con espesores uniformes de 5 pies se selecciona como un compromiso adecuado entre precisión y eficiencia computacional para representar las características del yacimiento y los procesos físicos involucrados.

Cada celda de la malla contiene propiedades específicas del reservorio, como permeabilidad, porosidad, saturación de fluidos, presión inicial y temperatura. Estos valores se asignan utilizando datos geológicos y geofísicos obtenidos a partir de estudios de campo, registros de pozos y análisis de laboratorio. La distribución espacial de estas propiedades es esencial para modelar el flujo de fluidos y la propagación del solvente en el proceso VAPEX.

Por ejemplo, en un yacimiento de bitumen, las celdas de la parte superior pueden tener una saturación más alta de bitumen, mientras que las inferiores podrían estar ocupadas por agua o gas, dependiendo de la configuración del reservorio.

En el contexto del proceso VAPEX, la malla permite modelar con detalle cómo el solvente ligero inyectado se dispersa en el reservorio, formando una cámara de solvente que reduce la viscosidad del bitumen y facilita su flujo hacia el pozo productor. La resolución de la malla también influye en la precisión con la que se simulan fenómenos como la expansión de la cámara de solvente, la dilución del bitumen y el desplazamiento gravitacional del crudo diluido. Además, la orientación y tamaño de las celdas pueden ajustarse para capturar mejor las características anisotrópicas del reservorio, como variaciones en la permeabilidad y heterogeneidades geológicas.

La calidad de la malla se verifica mediante análisis preliminares para garantizar que no existan distorsiones o irregularidades que puedan afectar la estabilidad y precisión del modelo numérico. Este proceso, conocido como refinamiento de la malla, puede implicar ajustar el número de celdas o cambiar el tamaño en áreas de interés particular, como las cercanías de los pozos horizontales utilizados en el VAPEX. Una vez completada la configuración de la malla, se procede

a integrar las condiciones iniciales y de frontera que definirán el comportamiento del sistema durante la simulación, marcando el inicio del análisis dinámico del reservorio.

**Imagen 3.** Creación de la malla de simulación

## 5.2. Propiedades Específicas del Yacimiento y del Bitumen

El análisis y modelado de las propiedades específicas del yacimiento y del bitumen son esenciales para realizar simulaciones precisas en procesos como el VAPEX (Vapour Extraction). En el caso de Colombia, aunque las arenas bituminosas en zonas como el departamento del Caquetá han sido identificadas, su explotación aún no se ha llevado a cabo a gran escala, lo que genera una falta de caracterización geológica y de propiedades específicas del yacimiento. Esto plantea un desafío para realizar simulaciones, ya que las propiedades como porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos y viscosidad del bitumen deben ser estimadas con base en correlaciones obtenidas de proyectos similares en otros países, como Canadá y Venezuela.

En el departamento del Caquetá, se sabe que las arenas bituminosas son someras, lo que

implica que se encuentran a profundidades relativamente bajas. Sin embargo, para que el proceso VAPEX sea viable desde un punto de vista técnico, la profundidad mínima para perforar los pozos horizontales debe ser de al menos 1.100 pies, lo que garantiza un diferencial de presión suficiente para facilitar la extracción del bitumen diluido. En esta simulación, se determinó que el tope de la malla representativa del reservorio sería de 1.000 pies, asegurando una base para modelar las condiciones iniciales del yacimiento. Este dato es consistente con estudios realizados en Canadá, donde los depósitos someros en Alberta también requieren profundidades mínimas para optimizar la perforación y garantizar la estabilidad de los pozos horizontales (Butler, 1994).

En términos de porosidad, las arenas bituminosas canadienses, particularmente en Alberta, presentan valores típicos entre el 30% y 35%, lo que facilita la infiltración y propagación de los solventes utilizados en el VAPEX. Por otro lado, en Venezuela, donde se encuentran importantes depósitos de crudo extra-pesado y bitumen en la Faja Petrolífera del Orinoco, los valores de porosidad tienden a ser más bajos, oscilando entre el 20% y el 30% (Rivas et al., 2010). Para esta simulación, se seleccionó un valor promedio de porosidad del 30%, considerando una correlación razonable entre estos dos escenarios. Este valor permite modelar de manera adecuada la capacidad del reservorio para almacenar y movilizar fluidos, adaptándolo a las condiciones generales de los depósitos identificados en el Caquetá.

La viscosidad del bitumen es otra propiedad fundamental para modelar el comportamiento del yacimiento durante el proceso VAPEX. En Canadá, los bitúmenes de Athabasca tienen viscosidades que pueden superar los 10 millones de cP a temperatura ambiente, mientras que en Venezuela los valores suelen ser ligeramente menores debido a la composición química del crudo extra-pesado (Butler, 1991; Rivas et al., 2010). Estas viscosidades extremas destacan la importancia de reducirlas mediante la inyección de

solventes ligeros, lo que es el principio central del VAPEX. Aunque en Colombia no se cuenta con datos específicos para los bitúmenes del Caquetá, es razonable asumir que sus propiedades estarán dentro de rangos similares, lo que refuerza la relevancia de utilizar datos de referencia de Canadá y Venezuela para estas simulaciones. En la **imagen 4** se evidencian los datos equivalentes a las propiedades específicas del yacimiento ingresados en STARS.

	Grid Top	Grid Thickness	Porosity	Permeability I
UNITS:	ft	ft		
SPECIFIED:	X	X	X	
HAS VALUES:	X	X	X	
Whole Grid		5	0.3	50
Layer 1	1000			
Layer 2				
Layer 3				
Layer 4				
Layer 5				
Layer 6				
Layer 7				
Layer 8				
Layer 9				

**Imagen 4.** propiedades del yacimiento

La permeabilidad es una propiedad clave en el análisis y simulación de yacimientos, ya que determina la capacidad del reservorio para permitir el flujo de fluidos, como agua, petróleo o gas, a través de su matriz porosa. En el caso de los yacimientos de bitumen, donde el crudo es extremadamente viscoso y los depósitos suelen encontrarse en condiciones geológicas desafiantes, la permeabilidad juega un papel fundamental en la viabilidad de los métodos de extracción. Generalmente, los valores de permeabilidad en yacimientos de bitumen oscilan entre 10 y 50 milidarcys (mD), lo que refleja una capacidad limitada para el flujo de fluidos, especialmente en comparación con yacimientos de petróleo liviano, que

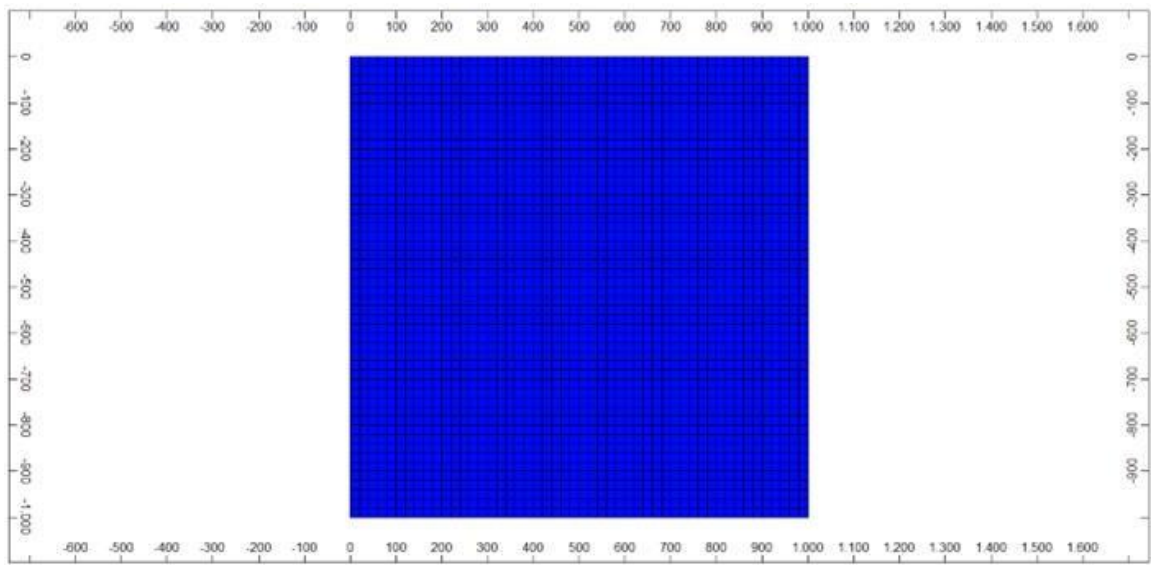
pueden alcanzar permeabilidades de varios darcys. Para esta simulación, al tratarse de un yacimiento somero, se asignó un valor uniforme de permeabilidad de 50 mD en todas las direcciones de la malla (I, J y K). Este valor representa el extremo superior del rango típico de permeabilidad en depósitos de bitumen y es consistente con estudios realizados en yacimientos similares, como los depósitos de la formación Clearwater en Canadá y algunas áreas de la Faja Petrolífera del Orinoco en Venezuela (Butler, 1991; Rivas et al., 2010). La selección de un valor de permeabilidad más alto dentro del rango permite modelar condiciones más favorables para el flujo de solventes y bitumen diluido, optimizando la simulación del proceso VAPEX.

La asignación uniforme de la permeabilidad en la malla simplifica el modelo numérico y es una práctica común en simulaciones iniciales donde los datos geológicos específicos del yacimiento son limitados o cuando la heterogeneidad no se considera un factor crítico en el análisis preliminar. Sin embargo, en la realidad, la permeabilidad en los yacimientos suele ser anisotrópica, es decir, puede variar dependiendo de la dirección del flujo debido a características como la orientación de los granos minerales, fracturas o cambios litológicos. En simulaciones más avanzadas, estas variaciones anisotrópicas pueden ser incorporadas para reflejar de manera más realista la heterogeneidad del reservorio.

El valor de 50 mD también tiene implicaciones importantes en términos de diseño de operación. Una mayor permeabilidad facilita la propagación de los solventes inyectados en el proceso VAPEX, permitiendo una formación más rápida y eficiente de la cámara de solvente. Esto mejora la dilución del bitumen y su movilidad hacia los pozos productores. Por otro lado, si el valor de permeabilidad fuera significativamente más bajo (cercano a 10 mD), la propagación del solvente sería más lenta, lo que podría requerir ajustes operativos

como tasas de inyección más bajas o tiempos de residencia más largos para alcanzar una eficiencia similar. Estudios realizados en los yacimientos de bitumen en Athabasca, Canadá, indican que los valores de permeabilidad superiores a 20 mD son generalmente adecuados para el éxito de procesos térmicos y solventes, siempre que se combinen con niveles adecuados de presión y temperatura (Butler, 1994). De manera similar, investigaciones en la Faja Petrolífera del Orinoco destacan que valores cercanos a 50 mD son favorables para el desarrollo de tecnologías avanzadas como el VAPEX, especialmente en depósitos someros donde las condiciones de presión pueden ser limitantes (Rojas et al., 2012).

En síntesis, la selección de un valor de permeabilidad de 50 mD para esta simulación permite modelar un escenario idealizado dentro del rango típico de yacimientos de bitumen, proporcionando un balance entre viabilidad operativa y precisión numérica. Este enfoque no solo facilita el diseño de los pozos y la planificación operativa, sino que también ayuda a evaluar la eficiencia potencial del proceso bajo condiciones específicas del reservorio.



*Imagen 5. Malla de simulación.*

Para caracterizar las propiedades Presión-Volumen-Temperatura (PVT) de la región estudiada, se emplearon correlaciones del modelo black oil, una metodología comúnmente utilizada para describir fluidos de yacimientos con propiedades bien definidas, como el bitumen. Estas correlaciones permiten modelar las relaciones termodinámicas entre la presión, el volumen y la temperatura del fluido en diferentes condiciones de operación. En este caso, se establecieron valores representativos para el bitumen del área, considerando que se trata de un fluido extremadamente viscoso con características particulares que dificultan su flujo natural dentro del reservorio.

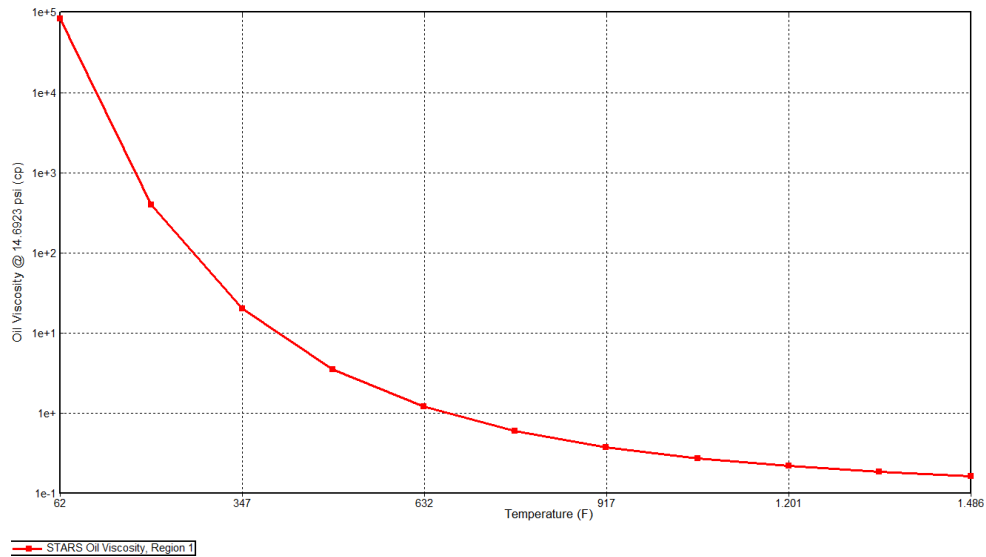
El valor asignado de gravedad API para este bitumen es de  $10^\circ$ , lo que confirma su clasificación como un crudo extra-pesado. Este nivel de gravedad indica una densidad significativamente mayor que la del agua, reflejando la alta concentración de compuestos de alto peso molecular presentes en el bitumen. Estas propiedades físicas hacen que el fluido sea incapaz de fluir por su propio medio sin la ayuda de técnicas de recobro mejorado. Además, se estableció una presión de burbuja de 2000 psi, un parámetro crítico que define el punto de equilibrio entre las fases líquida y gaseosa del fluido bajo las condiciones del yacimiento. Este valor es importante para diseñar las estrategias de inyección de solventes y optimizar la extracción mediante procesos como el VAPEX.

La temperatura del yacimiento se estimó en  $100^\circ\text{F}$ , lo que es característico de formaciones someras como las de la región en estudio. A esta temperatura, el bitumen mantiene una viscosidad extremadamente alta, lo que limita su movilidad. Sin embargo, al aplicar calor o solventes, se observa una disminución progresiva de la viscosidad, un fenómeno fundamental para lograr la migración del fluido hacia el pozo productor. Este comportamiento es clave en el

diseño del proceso, ya que el objetivo principal es reducir la viscosidad lo suficiente para que el fluido pueda ser transportado a la superficie de manera eficiente.

La **imagen 6** modela la gráfica generada por el software de simulación, donde se ilustra cómo la viscosidad del bitumen disminuye a medida que se incrementa la temperatura del yacimiento. Este comportamiento sigue una relación exponencial inversa, donde pequeñas variaciones en la temperatura inicial pueden generar cambios significativos en la movilidad del fluido. Este efecto es particularmente importante en procesos térmicos o termo-químicos, como el VAPEX, donde el calor y los solventes trabajan en conjunto para reducir la resistencia al flujo del bitumen. La gráfica también proporciona información clave para ajustar parámetros operativos como la temperatura del solvente y la tasa de inyección, asegurando así la formación de una cámara eficiente de solvente que facilite la extracción.

Estudios realizados en depósitos similares, como los de Athabasca en Canadá, muestran que la viscosidad del bitumen puede reducirse en varios órdenes de magnitud cuando la temperatura alcanza los 150-200°F, dependiendo de la composición del crudo y de los solventes utilizados (Butler, 1991). Este comportamiento es consistente con el modelo generado para esta región, donde se espera que la combinación de calor y solventes permita una migración efectiva del bitumen hacia los pozos horizontales productores.



*Imagen 6. Viscosidad vs Temperatura*

### 5.3. Perforación de los Pozos

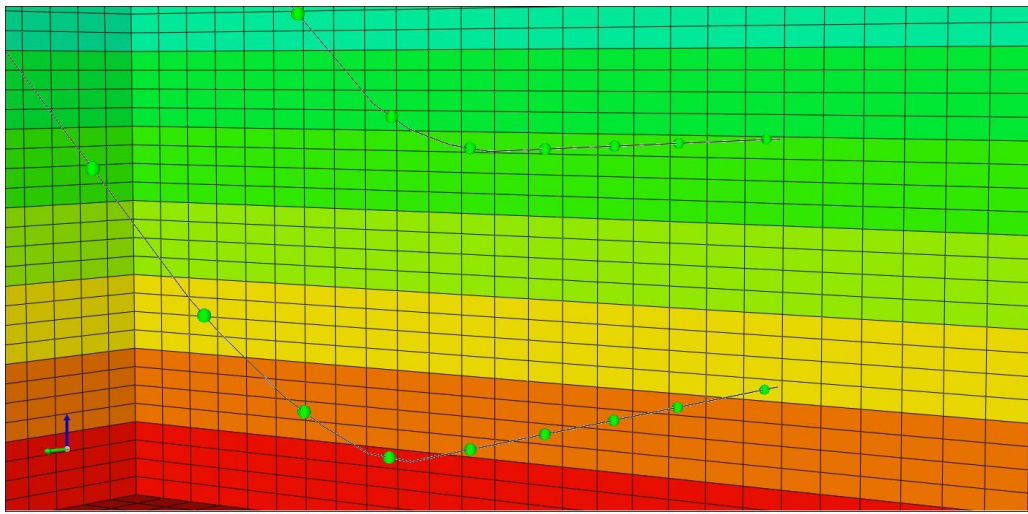
La perforación de pozos horizontales es un componente clave en la implementación del método VAPEX (Vapour Extraction), ya que permite la formación de una cámara de solvente efectiva para extraer hidrocarburos de alta viscosidad, como el bitumen. Este método de extracción se basa en un diseño de doble pozo, que incluye un pozo inyector, encargado de introducir vapor y un solvente ligero, y un pozo productor, que recolecta el crudo diluido después de que su viscosidad ha disminuido significativamente debido al efecto del solvente. La proximidad y alineación precisa de estos pozos son esenciales para garantizar la eficiencia del proceso y maximizar la recuperación del hidrocarburo.

En este caso de estudio, la perforación se realiza en una zona somera, donde la profundidad del reservorio permite operaciones relativamente accesibles desde el punto de vista técnico. El pozo inyector se perforó hasta una profundidad de 1100 pies, mientras que el pozo productor se colocó a 1145 pies, lo que establece una separación vertical de 45 pies entre ambos, tal y como se muestra en la **imagen 7**. Esta distancia es fundamental, ya que permite la formación y expansión de la cámara de solvente en la zona de interés. La ubicación estratégica de los pozos se diseña considerando factores como la permeabilidad, la porosidad y la presión inicial del yacimiento, garantizando una migración eficiente del bitumen hacia el pozo productor.

El uso del simulador proporcionado por CMG facilita el diseño y configuración precisa de los pozos en el modelo de yacimiento. Esta herramienta permite ajustar la trayectoria de los pozos, su ubicación dentro de la malla, y simular el comportamiento del sistema bajo diferentes condiciones operativas. En este caso, se consideraron parámetros como la inclinación y el alcance horizontal para optimizar la intersección del pozo inyector con las capas más ricas en bitumen, maximizando la efectividad del proceso de inyección de solventes y minimizando el desperdicio de recursos.

La separación vertical de 45 pies entre los pozos inyector y productor está diseñada para promover un flujo gravitacional eficiente del bitumen diluido hacia el pozo productor. Este flujo es facilitado por la disminución drástica de la viscosidad del bitumen, lograda a través de la inyección de solventes ligeros que forman una cámara en expansión. La cámara permite que el bitumen diluido fluya por gravedad, reduciendo la necesidad de métodos adicionales de impulsión mecánica, lo que hace que el proceso sea más eficiente desde el punto de vista energético.

Este diseño también tiene en cuenta las limitaciones y desafíos asociados a los reservorios someros, como la necesidad de evitar interferencias con acuíferos superiores o capas de baja permeabilidad. Además, la configuración asegura que la presión y temperatura alcanzadas en el pozo inyector sean suficientes para disolver el bitumen sin comprometer la estabilidad estructural del reservorio. Estudios en campos similares, como los de Athabasca en Canadá, han demostrado que configuraciones de pozos con separaciones entre 40 y 50 pies son ideales para maximizar la recuperación y minimizar las pérdidas de solventes (Butler, 1994).



*Imagen 7. Vista 3D de los pozos perforados.*

#### **5.4. Constraints**

Los constraints son restricciones o condiciones impuestas sobre un modelo de simulación para controlar y regular el comportamiento del sistema modelado, asegurando que opere dentro de parámetros específicos definidos por el usuario o por las condiciones naturales del sistema. En el contexto de simulaciones de reservorios, como las realizadas para

procesos térmicos o de solventes como el VAPEX, los constraints desempeñan un papel crucial en la representación realista del comportamiento del yacimiento y en la obtención de resultados confiables.

Estos constraints están directamente relacionados con propiedades clave del sistema, tales como la presión, temperatura, flujo de fluidos, tasas de inyección o producción, y características geológicas del reservorio. Por ejemplo, en simulaciones que modelan procesos de recobro mejorado, es común imponer restricciones en la presión máxima y mínima del yacimiento para evitar daños a la formación, o establecer límites en la tasa de inyección de solventes para optimizar el consumo de recursos y minimizar los costos operativos. Asimismo, pueden definirse límites de producción para garantizar que el modelo respete capacidades reales de infraestructura, como la capacidad de procesamiento de plantas o el manejo de agua producida.

Los constraints se dividen en dos categorías principales: físicos y operacionales. Los constraints físicos incluyen variables naturales del sistema, como la presión de fractura de la formación, la saturación de fluidos, o los límites térmicos del yacimiento. Estas restricciones garantizan que el modelo no exceda los límites físicos del reservorio, evitando resultados no realistas o inviables. Por ejemplo, en un yacimiento somero como los estudiados para VAPEX, se podrían imponer constraints para mantener la presión por debajo de los valores que puedan causar fracturas indeseadas en la formación superior o interferencias con acuíferos cercanos.

Por otro lado, los constraints operacionales están relacionados con las condiciones prácticas de operación, como la capacidad máxima de los equipos de superficie, la tasa de inyección de vapor o solventes, y los límites de producción establecidos por las condiciones

económicas o logísticas del proyecto. Por ejemplo, en una simulación de VAPEX, se podría imponer un constraint en la tasa de inyección de solventes para evitar pérdidas excesivas en la formación, optimizando su uso y minimizando los costos.

Además de controlar el comportamiento del modelo, los constraints también ayudan a identificar soluciones operativas viables dentro del rango permitido. Por ejemplo, en simulaciones de producción de hidrocarburos, los constraints permiten evaluar escenarios de operación como tasas de producción sostenibles, tiempos de recuperación, y volúmenes máximos de extracción en un periodo determinado. Esto proporciona información valiosa para la planificación y toma de decisiones, asegurando que las estrategias propuestas sean técnica y económicamente viables.

En términos prácticos, los simuladores como CMG permiten implementar constraints mediante configuraciones específicas en la interfaz del software. Los usuarios pueden establecer valores límite para variables clave, como la presión de fondo del pozo, el flujo de fluidos, o la temperatura de inyección. Estas configuraciones permiten al simulador ajustar automáticamente las condiciones de operación dentro de los límites impuestos, asegurando que los resultados reflejen un escenario operativo realista.

#### **5.4.1. *Constraints para el pozo inyector***

Los constraints definidos para el pozo inyector, ilustrados en la **imagen 8**, son fundamentales para garantizar la eficiencia y seguridad del proceso de extracción mediante VAPEX. En este caso, se establecen dos tipos principales de constraints: una de monitoreo y una de operación, que regulan las condiciones de presión en el fondo del pozo durante el tiempo de simulación.

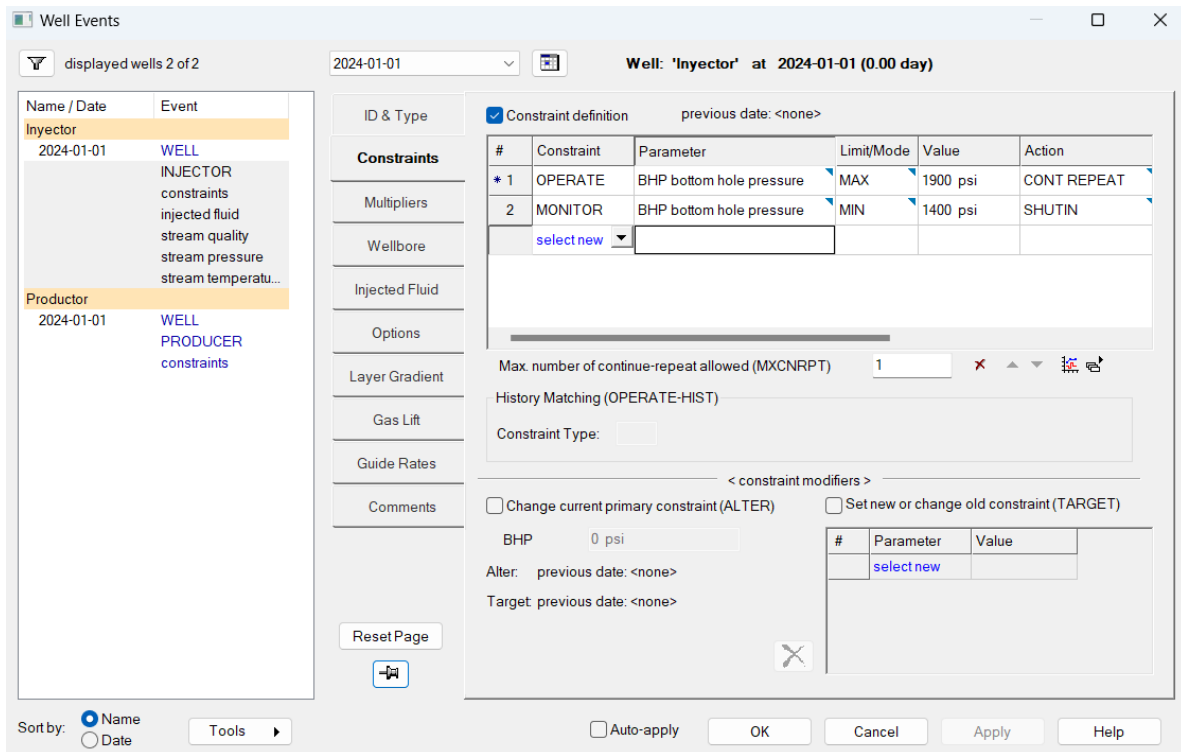
La constraint de monitoreo establece que la presión en el fondo del pozo inyector debe mantenerse en un mínimo de 1400 psi. Este valor es crítico para asegurar que el solvente inyectado tenga la presión suficiente para desplazarse de manera efectiva en el reservorio y mezclarse con el bitumen, reduciendo su viscosidad y facilitando su migración hacia el pozo productor. Mantener la presión por encima de este valor también garantiza que el solvente alcance un estado supercrítico, lo que mejora significativamente su capacidad para disolver el bitumen y expandir la cámara de solvente en el yacimiento. Además, esta presión mínima asegura la continuidad del proceso de dilución, evitando interrupciones en la formación de la cámara de solvente y maximizando la eficiencia de la extracción.

Por otro lado, la constraint de operación establece que la presión en el fondo del pozo inyector no debe exceder un máximo de 1900 psi. Este límite superior se define estratégicamente para evitar alcanzar la presión de burbuja del bitumen bajo las condiciones del yacimiento. Si se superara este umbral, podría generarse la separación de fases líquida y gaseosa dentro del reservorio, lo que complicaría la dinámica del flujo y reduciría la eficiencia del proceso. Además, exceder este límite podría generar fracturas indeseadas en la formación o causar una fuga de solvente hacia capas no deseadas, como acuíferos adyacentes, comprometiendo la integridad del reservorio y generando costos adicionales de operación.

Estas condiciones de presión no solo garantizan la estabilidad del sistema, sino que también buscan optimizar la tasa de inyección de solvente. Una tasa de inyección adecuada asegura que el solvente penetre de manera uniforme en el yacimiento y se mezcle eficazmente con el bitumen, manteniendo una dilución constante a lo largo del tiempo de

simulación. Esto es esencial para evitar zonas no barridas o ineficiencias en la formación de la cámara de solvente.

Estudios realizados en yacimientos similares, como los de Athabasca en Canadá, muestran que mantener la presión del pozo inyector dentro de un rango controlado mejora significativamente la recuperación del bitumen. Por ejemplo, Butler (1994) destaca que las operaciones de VAPEX con un control preciso de la presión de inyección logran tasas de recuperación superiores al 60% en comparación con métodos menos controlados. Este rango de presión también asegura que el solvente inyectado permanezca en estado supercrítico, maximizando su capacidad para interactuar con el bitumen y facilitar su extracción.



*Imagen 8. Constraints pozo inyector*

#### 5.4.2. Constraints del pozo productor

Los constraints definidos para el pozo productor son esenciales para regular las condiciones de operación y garantizar una extracción eficiente y económicamente viable del bitumen diluido en el proceso de VAPEX. En este caso, se establecen tres constraints: dos de naturaleza operativa y una de monitoreo. Estas restricciones buscan optimizar la producción, mantener las condiciones adecuadas en el reservorio y lograr un equilibrio sostenible entre la inyección de solventes y la extracción de crudo. La primera limitación operativa establece que la presión en el fondo del pozo productor debe mantenerse en un mínimo de 1600 psi, valor que también se utiliza como referencia en el pozo inyector. Este mínimo asegura que el solvente presente en el reservorio permanezca en condiciones supercríticas, donde su capacidad para diluir el bitumen y reducir su viscosidad es máxima. Mantener esta presión es crucial para evitar que el solvente pierda eficacia y para garantizar que el bitumen fluya de manera constante hacia el pozo productor. Además, esta condición minimiza las posibilidades de que el bitumen se solidifique parcialmente o cree bloqueos en el pozo productor, lo que podría interrumpir la continuidad del proceso.

La segunda limitación operativa se enfoca en establecer una tasa máxima de producción de crudo de 100 barriles por día (bbl/day). Este límite tiene como objetivo evitar una extracción excesiva que pueda desestabilizar el equilibrio del reservorio o provocar una caída prematura de la presión en el fondo del pozo. Una tasa de producción constante y controlada permite que la cámara de solvente se expanda gradualmente en el yacimiento, maximizando la recuperación del bitumen y minimizando la fuga de solvente hacia zonas no deseadas. Este enfoque también garantiza que la infraestructura de superficie, como tanques de almacenamiento y sistemas de transporte, pueda manejar de manera eficiente el volumen de crudo extraído.

Por otro lado, la constraint de monitoreo establece un límite mínimo de producción de crudo de 20 barriles por día (bbl/day). Este umbral se define con el propósito de mantener un equilibrio económico entre la cantidad de solvente inyectado y la producción diaria de bitumen. Si la producción cae por debajo de este nivel, podría no ser rentable continuar con la operación, ya que los costos asociados con la inyección de solventes y el manejo del yacimiento superarían los beneficios obtenidos por la extracción. Este constraint también actúa como un indicador para detectar problemas operativos, como bloqueos en el pozo, pérdida de presión en la cámara de solvente o ineficiencia en el contacto entre el solvente y el bitumen.

En conjunto, estos constraints ilustrados en la **imagen 9** buscan mantener un balance adecuado entre las operaciones de inyección y producción, optimizando la eficiencia del proceso y asegurando su sostenibilidad económica. Estudios realizados en proyectos similares de VAPEX, como los llevados a cabo en la región de Athabasca, Canadá, destacan la importancia de definir límites precisos en las tasas de producción y las condiciones de presión para garantizar el éxito del proceso. Por ejemplo, Gates y Chakrabarty (2006) demostraron que mantener tasas de producción moderadas y presiones controladas en los pozos productores mejora significativamente la recuperación del bitumen y reduce las pérdidas de solvente, maximizando la rentabilidad del proyecto.

Well Events

displayed wells 2 of 2      2024-01-01      Well: 'Producer' at 2024-01-01 (0.00 day)

Name / Date	Event
Injector	
2024-01-01	WELL INJECTOR
	constraints
	injected fluid
	stream quality
	stream pressure
	stream temperatu...
Producer	
2024-01-01	WELL PRODUCER
	constraints

ID & Type

Constraint definition      previous date: <none>

#	Constraint	Parameter	Limit/Mode	Value	Action
* 1	OPERATE	BHP bottom hole pressure	MIN	1600 psi	CONT REPEAT
2	OPERATE	STO surface oil rate	MAX	100 bbl/day	CONT REPEAT
3	MONITOR	STO surface oil rate	MIN	20 bbl/day	SHUTIN
		<a href="#">select new</a>			

Multipliers

Wellbore

Injected Fluid

Options

Layer Gradient

Gas Lift

Guide Rates

Comments

ResetPage

Max. number of continue-repeat allowed (MXCNRPT)      1

History Matching (OPERATE-HIST)

Constraint Type:

< constraint modifiers >

Change current primary constraint (ALTER)       Set new or change old constraint (TARGET)

BHP      0 psi

Alter:      previous date: <none>

Target:      previous date: <none>

#	Parameter	Value
	<a href="#">select new</a>	

Sort by:  Name       Date      Tools

Auto-apply      OK      Cancel      Apply      Help

*Imagen 9. Constraints pozo productor.*

## 5.5. Fluido de Inyección

El fluido de inyección es un elemento clave en el proceso de extracción de hidrocarburos mediante técnicas avanzadas como el VAPEX (Vapour Extraction), ya que su composición y condiciones de operación influyen directamente en la eficiencia del proceso y en la recuperación del bitumen. En este caso, el fluido se encuentra en condición de vapor y ha sido diseñado para cumplir con características específicas de calidad, concentración de solvente y presión, optimizando su interacción con el bitumen en el yacimiento.

Para el solvente inyectado, se optó por CO<sub>2</sub>, una elección estratégica basada en su alta eficiencia para disminuir la viscosidad del bitumen. El CO<sub>2</sub> es particularmente eficaz debido a su volatilidad, que facilita su dispersión en el reservorio y su capacidad para diluir componentes pesados del crudo. Aunque el propano también es una opción comúnmente utilizada en procesos como el VAPEX por su facilidad de manipulación y alta capacidad de disolución, el CO<sub>2</sub> presenta ventajas significativas en términos de sostenibilidad ambiental y viabilidad económica. A diferencia del propano, el CO<sub>2</sub> es menos contaminante y puede ser fácilmente reciclado dentro del sistema, lo que reduce costos operativos y minimiza su impacto ambiental. Este aspecto lo convierte en una opción preferida en proyectos donde la eficiencia económica y la sostenibilidad son prioridades.

La presión de inyección es otro factor crítico para garantizar que el solvente se mantenga en un estado de vapor supercrítico, lo que maximiza su capacidad para penetrar en el reservorio y reducir la viscosidad del bitumen. En este caso, la presión de inyección se fijó en 1800 psi, un valor cuidadosamente seleccionado para cumplir con dos objetivos clave: mantener el solvente en su estado supercrítico y evitar que el bitumen alcance su punto de burbuja en las condiciones del yacimiento. Este control de presión asegura una interacción

óptima entre el solvente y el bitumen, evitando problemas operativos como la separación de fases o la formación de emulsiones no deseadas.

La calidad del vapor es otro parámetro esencial en el diseño del fluido de inyección. En esta simulación, se determinó una calidad del 80%. Esta proporción garantiza que el vapor tenga suficiente energía térmica para calentar el bitumen y facilitar su dilución, al mismo tiempo que proporciona un medio eficiente para la dispersión del solvente. La temperatura del vapor se fijó en 500°F, lo que es adecuado para mantener la fase gaseosa del CO<sub>2</sub> y para aportar la energía térmica necesaria para reducir la viscosidad del bitumen de manera significativa.

La concentración del solvente en el fluido de inyección se estableció en un 60%, un valor óptimo que equilibra la capacidad de disolución del solvente con los costos asociados a su uso. Esta concentración permite formar una cámara de solvente eficaz en el yacimiento, promoviendo la expansión del bitumen diluido hacia el pozo productor. Además, este porcentaje de concentración facilita la recuperación y reutilización del solvente, lo que reduce los costos operativos y mejora la sostenibilidad del proceso.

La simulación se llevó a cabo utilizando el software STARS de CMG, configurado con estas condiciones de inyección por un período de 3 años. Este tiempo permite evaluar la evolución del proceso, incluyendo la formación y expansión de la cámara de solvente, la eficiencia de la dilución del bitumen y las tasas de recuperación. Durante este periodo, se monitorean variables clave como la presión, temperatura y flujo de fluidos, asegurando que el sistema opera dentro de los límites establecidos y permitiendo ajustes en tiempo real para optimizar el desempeño del proceso.

## 5.6. Resultados de la Simulación

Los resultados de la simulación proporcionan una visión detallada del comportamiento del sistema bajo las condiciones operativas definidas, destacando tanto la eficiencia del proceso de extracción como la estabilidad de las variables clave a lo largo del tiempo. En los primeros días de operación, el pozo productor logró alcanzar una producción inicial de 28 barriles de crudo por día, con una tasa constante de inyección de 208.000 pies cúbicos de solvente al día. Este resultado inicial refleja el proceso de interacción entre el solvente inyectado y el bitumen en el yacimiento, donde la formación de la cámara de solvente comienza a diluir el bitumen y facilita su migración hacia el pozo productor.

Conforme el proceso avanzó, se observó un aumento periódico en la tasa de producción de crudo, alcanzando un máximo de 52 barriles por día mientras se mantenía la misma tasa de inyección de solvente. Este incremento progresivo puede atribuirse a la expansión de la cámara de solvente, que permitió un contacto más efectivo entre el solvente y el bitumen, reduciendo aún más su viscosidad y mejorando la movilidad del crudo hacia el pozo. Este comportamiento es consistente con estudios previos realizados en yacimientos similares, donde la producción de crudo aumenta significativamente en las etapas iniciales del proceso VAPEX y se estabiliza una vez que la cámara de solvente alcanza su tamaño máximo operativo (Butler, 1994).

Además de la producción de crudo, la simulación mostró un comportamiento consistente en la producción de gas asociado. Durante los primeros días, la tasa de producción de gas fue de 4600 pies cúbicos por día, aumentando gradualmente hasta alcanzar 7280 pies cúbicos por día. Este incremento puede explicarse por la desgasificación del solvente inyectado y la liberación de gases disueltos en el bitumen a medida que este es

diluido y movilizado hacia el pozo productor. La producción de gas asociada no solo representa una fase adicional del proceso, sino que también puede ser aprovechada como una fuente de energía secundaria, dependiendo de la infraestructura disponible en el campo.

A lo largo del periodo de simulación de 3 años, el sistema mostró un comportamiento estable tanto en la producción de crudo como en la de gas. Esta estabilidad sugiere que los constraints definidos para la operación (presión, tasa de inyección y límites de producción) fueron adecuados para mantener el equilibrio del sistema y evitar fluctuaciones significativas que pudieran comprometer la eficiencia del proceso. Este resultado es especialmente relevante en proyectos de extracción como el VAPEX, donde la estabilidad operativa es crucial para maximizar la recuperación del yacimiento y minimizar los costos asociados.

La eficiencia del proceso también se ve reflejada en la relación entre la tasa de inyección de solvente y la producción de hidrocarburos. La capacidad del solvente para diluir y movilizar el bitumen sin incrementos adicionales en la tasa de inyección demuestra que el diseño del fluido de inyección y las condiciones operativas fueron óptimos para las características del yacimiento. Estos resultados no solo validan la viabilidad técnica del proceso, sino que también ofrecen información valiosa para su escalamiento o aplicación en otros yacimientos con características similares.

En resumen, los resultados de la simulación ilustrados en la **imagen 10** destacan el éxito del modelo planteado, mostrando una producción constante de crudo y gas a lo largo del periodo de tres años. El aumento progresivo en las tasas de producción durante las etapas iniciales y la posterior estabilidad del sistema confirman que las condiciones definidas para la operación fueron adecuadas para maximizar la eficiencia del proceso y garantizar la sostenibilidad del proyecto.

S T A R S T I M E S T E P S U M M A R Y												
Time Step		Time			Production				Injection			
No.	Size	C	U	days	yy/mm/dd	Oil	Gas	Water	GOR	Wat.	Gas	Water
	days	IT	T			bbl/d	ft3/d	bbl/d	ft3	Cut	ft3/d	bbl/d
									/bbl	%		
261	1.6e-2	1	3.411	2024/01/04	39.94	6541			163.8		3.12e5	
262	1.6e-2	5	3.427	2024/01/04	44.54	7292			163.7		2.08e5	
263	4.8e-3	1	3.432	2024/01/04	44.51	7288			163.7		2.08e5	
264	4.8e-3	1	3.437	2024/01/04	44.50	7285			163.7		2.08e5	
265	4.8e-3	1	3.442	2024/01/04	44.48	7283			163.7		2.08e5	
266	4.9e-3	1	3.447	2024/01/04	44.47	7281			163.7		2.08e5	
267	5.7e-3	1	3.453	2024/01/04	44.47	7280			163.7		2.08e5	
268	5.7e-3	1	3.458	2024/01/04	44.46	7279			163.7		2.08e5	
269	6.6e-3	1	3.465	2024/01/04	44.45	7278			163.7		2.08e5	
270	7.8e-3	1	3.473	2024/01/04	44.45	7278			163.7		2.08e5	
271	7.8e-3	1	3.481	2024/01/04	44.45	7277			163.7		2.08e5	
272	7.8e-3	1	3.488	2024/01/04	44.45	7277			163.7		2.08e5	
273	9.1e-3	1	3.498	2024/01/04	44.45	7277			163.7		2.08e5	
274	9.1e-3	1	3.507	2024/01/04	44.45	7277			163.7		2.08e5	
275	9.1e-3	1	3.516	2024/01/04	44.45	7276			163.7		2.08e5	
276	9.1e-3	1	3.525	2024/01/04	44.45	7276			163.7		2.07e5	
277	9.1e-3	1	3.534	2024/01/04	44.45	7276			163.7		2.07e5	
278	9.1e-3	1	3.543	2024/01/04	44.44	7276			163.7		2.07e5	
279	9.1e-3	1	3.552	2024/01/04	44.44	7276			163.7		2.07e5	
280	9.1e-3	1	3.561	2024/01/04	44.44	7275			163.7		2.07e5	

#	Item	Units	Value
1	Gross formation v...	ft3	2.0000E+08
2	Formation pore v...	ft3	6.0000E+07
3	Aqueous phase ...	ft3	0.0000E+00
4	Oil phase volume	ft3	6.0000E+07
5	Gaseous phase ...	ft3	1.2000E+02

**Imagen 10. Resultados STARS.**

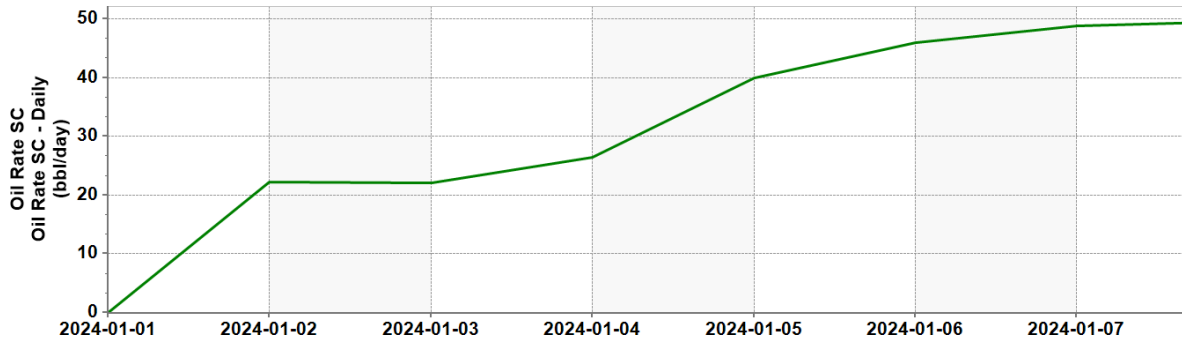
A pesar de que la zona de interés estudiada correspondía a un yacimiento de dimensiones relativamente pequeñas, el desempeño observado durante la simulación evidenció una respuesta adecuada a la inyección de solvente, lo que resultó en una producción significativa tanto de crudo como de gas, tal y como se muestra en la **imagen 11** y la **imagen 12**. Este comportamiento positivo destaca la capacidad del solvente, en este caso el CO<sub>2</sub>, para interactuar eficazmente con el bitumen y promover su dilución, incluso en un reservorio de tamaño reducido. Esto se debe a la alta eficiencia del solvente en estado supercrítico, que permitió maximizar el contacto con el bitumen, facilitando la reducción de su viscosidad y su movilización hacia el pozo productor.

El éxito de la extracción en un yacimiento de estas características resalta la importancia del diseño adecuado de los parámetros operativos, como la presión, la tasa de inyección y la concentración del solvente, los cuales fueron definidos específicamente para las condiciones geológicas y físicas del reservorio. La selección de un rango de presión

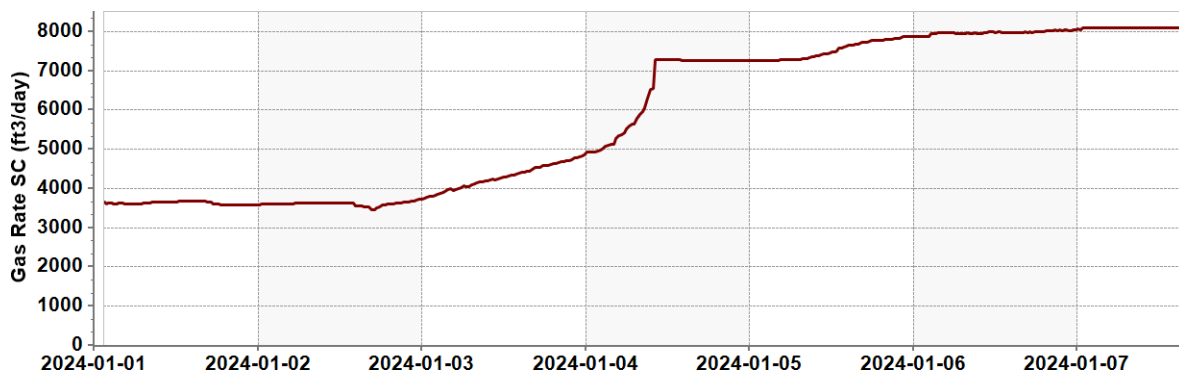
controlado entre 1400 y 1900 psi, junto con la calidad del vapor y la concentración de solvente del 60%, aseguró un equilibrio óptimo entre la eficiencia del proceso y la estabilidad del reservorio, evitando problemas como la fracturación de la formación o la pérdida de solvente hacia zonas no deseadas.

El hecho de obtener una producción significativa en un yacimiento pequeño también sugiere que el proceso VAPEX es una técnica altamente versátil y adaptable, capaz de ofrecer resultados positivos en reservorios de diferentes tamaños y características. Este éxito se traduce en una oportunidad para maximizar la recuperación de recursos en zonas de interés limitadas que, de otro modo, podrían considerarse económicamente inviables utilizando métodos de extracción convencionales. Además, el comportamiento favorable del yacimiento bajo las condiciones de simulación valida el modelo planteado y abre la posibilidad de replicar este enfoque en otros yacimientos con características similares.

Desde el punto de vista económico, la capacidad del yacimiento para responder eficazmente al solvente en una zona pequeña también implica menores costos operativos en comparación con proyectos de mayor escala. Al tratarse de un área reducida, los requerimientos de infraestructura y recursos, como el volumen de solvente y la energía necesaria para mantener las condiciones del sistema, son proporcionalmente más bajos, lo que incrementa la rentabilidad del proyecto. Esto, combinado con la capacidad de reciclar el solvente utilizado, refuerza la viabilidad económica del proceso incluso en escenarios de operación de menor escala.



*Imagen 11. Tasa de producción de crudo diaria.*



*Imagen 12. Tasa de producción de gas diaria.*

## 6. Cálculo del VAR

El Valor en Riesgo (VaR) es una técnica estadística ampliamente utilizada en la evaluación de riesgos financieros, y su cálculo implica una combinación de herramientas analíticas y datos específicos del proyecto. En este contexto, el software EasyFit se convierte en una herramienta clave para realizar el análisis de distribución de probabilidades, lo que es fundamental para identificar la incertidumbre y los riesgos inherentes al proyecto. Este software es reconocido por su capacidad para ajustar una amplia variedad de distribuciones estadísticas a

conjuntos de datos, permitiendo modelar con precisión el comportamiento de las variables clave, como ganancias y costos.

El cálculo del VaR comienza con la organización de los datos relevantes en una hoja de cálculo, como Excel, donde se registran de manera detallada las ganancias y costos asociados al proyecto. Esta base de datos constituye el insumo principal para el análisis, ya que proporciona una representación cuantitativa de los flujos de efectivo del proyecto a lo largo del tiempo. La calidad y consistencia de los datos son esenciales en esta etapa, ya que cualquier error en el registro podría distorsionar los resultados del análisis de riesgo.

Una vez que los datos han sido organizados, EasyFit se utiliza para seleccionar la distribución estadística que mejor se ajusta a las ganancias y costos del proyecto. Esto se logra mediante técnicas de ajuste de distribución, como el cálculo de medidas de bondad de ajuste (por ejemplo, el test de Kolmogorov-Smirnov o el test de Anderson-Darling). Estas pruebas ayudan a identificar cuál de las distribuciones disponibles en el software —como la normal, log-normal, Weibull, entre otras— proporciona la representación más adecuada de los datos. La selección de una distribución adecuada es crítica, ya que influye directamente en la precisión del cálculo del VaR.

El objetivo principal de este análisis es determinar la distribución de probabilidad de los retornos del proyecto, lo que permite modelar escenarios de pérdidas potenciales bajo diferentes condiciones del mercado. Una vez identificada la distribución óptima, se utiliza esta información para realizar simulaciones y cálculos que estimen el VaR, definiendo la pérdida máxima esperada dentro de un nivel de confianza específico, como el 95% o el 99%. En este caso, EasyFit puede generar simulaciones basadas en la distribución seleccionada,

facilitando el cálculo de percentiles que representan los límites del VaR. Además, el uso de EasyFit permite integrar este análisis con herramientas adicionales como simulaciones Monte Carlo, donde se generan múltiples escenarios de ganancias y pérdidas para evaluar cómo se comportaría el proyecto bajo diferentes condiciones. Este enfoque no solo proporciona una estimación más robusta del VaR, sino que también ayuda a identificar los factores de mayor impacto en el riesgo financiero del proyecto, como fluctuaciones en costos operativos o variaciones en los ingresos proyectados.

El cálculo del VaR a través de este proceso tiene múltiples beneficios para la toma de decisiones. En primer lugar, proporciona una medida cuantitativa del riesgo que puede ser fácilmente interpretada por los tomadores de decisiones, ayudándolos a evaluar si el nivel de riesgo es aceptable en relación con los objetivos del proyecto. Además, permite identificar estrategias de mitigación para reducir la exposición al riesgo, como ajustar las tasas de inyección en procesos operativos, optimizar el uso de solventes o establecer límites más estrictos en costos.

### **6.1. Datos en Excel**

El análisis de datos es un paso esencial para calcular el Valor en Riesgo (VaR) de cualquier proyecto, y en este caso, se utiliza Excel como herramienta para estructurar y procesar los datos de producción recopilados durante el periodo de simulación de tres años. Esta hoja de cálculo actúa como la base sobre la cual se construye el análisis de riesgo financiero, organizando y sintetizando información clave sobre las ganancias y los gastos diarios del proyecto.

La construcción del archivo en Excel comienza con la recopilación de los datos generados durante la simulación, que incluyen las tasas diarias de producción de crudo, las

tasas de inyección de solvente, y otros factores relevantes como el precio del crudo, los costos operativos asociados a la inyección de solventes.

<b>DIAS</b>	<b>PRODUCCION TOTAL DE CRUDO (bbl)</b>	<b>PRODUCCION TOTAL DE GAS (ft3)</b>	<b>GANANCIA TOTAL DE CRUDO</b>	<b>GANANCIA TOTAL DE GAS</b>
1095	49.752	7.782.468	\$ 2.736.360	\$ 1.556.493

**Tabla 1.** Resumen de producción y ganancias.

<b>Precio por barril de crudo</b>	\$ 55
<b>Precio de venta del gas por cada 2.5 ft3</b>	\$ 0.50
<b>Precio por cada 1000 ft3 de solvente</b>	\$ 10

**Tabla 2.** Precios de compra y venta.

La producción acumulada a lo largo de los tres años de operación alcanzó un total de 49.752 barriles de crudo y 7.782.468 pies cúbicos de gas, lo que representa un rendimiento significativo para un yacimiento de estas características. Este nivel de producción evidencia la eficacia del método VAPEX y la configuración operativa utilizada, maximizando la recuperación de hidrocarburos bajo las condiciones del yacimiento.

Para el cálculo del ingreso por la venta de crudo, se consideró el precio promedio anual en el mercado internacional, ajustado después de restar el lifting cost, que incluye costos operativos relacionados con la extracción y transporte del petróleo hasta el punto de venta. Este análisis resultó en un precio ajustado de 55 dólares por barril, lo que asegura que los costos asociados a la producción estén cubiertos y se genere una rentabilidad adecuada.

La venta total de crudo durante los tres años generó una ganancia acumulada de 2.736.360 dólares, representando la principal fuente de ingresos del proyecto. En cuanto al gas producido, se tomó como referencia el precio promedio en el mercado internacional para el año 2024, fijado en 0.50 dólares por cada 2.5 pies cúbicos. Aunque el gas representa una fracción menor del total de ingresos en comparación con el crudo, sigue siendo una contribución importante a la rentabilidad general del proyecto. La producción de 7.782.468 pies cúbicos de gas generó una ganancia total de 1.556.493 dólares durante los tres años de operación. Este ingreso adicional es particularmente valioso, ya que el gas asociado puede aprovecharse como combustible en procesos internos o venderse en el mercado, incrementando la diversificación de las fuentes de ingresos.

El análisis económico también consideró los costos asociados a la inyección de vapor y solvente, que son componentes clave en el proceso VAPEX. El costo del vapor y solvente inyectados se fijó en 10 dólares por cada 1000 pies cúbicos, lo que incluye el gasto energético para la generación de vapor y la adquisición del solvente. Dado que el método VAPEX implementado logró un factor de recuperación del 80% del CO<sub>2</sub>, una proporción significativa del solvente inyectado pudo ser reciclada y reutilizada, lo que redujo considerablemente los costos operativos.

Este factor de recuperación indica que, de cada 1000 pies cúbicos de solvente inyectado, 800 pies cúbicos fueron recuperados y reutilizados, reduciendo el consumo neto a 200 pies cúbicos por cada 1000 inyectados. Este nivel de eficiencia permitió disminuir los costos asociados al solvente y maximizar la sostenibilidad económica del proyecto, ya que el CO<sub>2</sub> recuperado pudo ser procesado y reintegrado al sistema de inyección con costos mínimos adicionales.

<b>INYECCION TOTAL (ft3)</b>	<b>INYECCION RECUPERADA (80%)</b>	<b>SOLVENTE NUEVO ADQUIRIDO (ft3)</b>	<b>INVERSION TOTAL DE SOLVENTE</b>	<b>PRECIO SOLVENTE POR CADA 1000 FT3</b>
227.760.000	182.208.000	45.718.400	\$ 457.184	\$ 10

**Tabla 3.** Costos de inyección.

Durante el primer día de operación, el costo inicial de inyección se calculó en 2.080 dólares, correspondiente a la cantidad total de solvente y vapor inyectados en el sistema sin considerar la recuperación del solvente. Este valor inicial refleja los costos brutos de la operación antes de implementar el reciclaje del solvente.

A partir del segundo día, la implementación de un sistema eficiente de recuperación permitió reutilizar el 80% del solvente inyectado diariamente. Esto significa que, de los 2.080 dólares invertidos en el primer día, 1.664 dólares corresponden al solvente recuperado y reutilizado, mientras que el costo neto de inyección se redujo a 416 dólares por día. Este reciclaje eficiente es clave para reducir los costos operativos y mejorar la rentabilidad del proyecto, ya que minimiza la necesidad de adquirir grandes cantidades de solvente adicional.

Durante el transcurso de los tres años de operación, el costo diario promedio se mantuvo estable en 416 dólares, reflejando la consistencia del sistema de recuperación y la estabilidad del proceso operativo. Al finalizar el periodo de tres años, los costos acumulados de inyección alcanzaron un total de 457.184 dólares. Este valor incluye tanto los costos iniciales de inyección como las reducciones logradas por el reciclaje del solvente, lo que evidencia la importancia de implementar tecnologías de recuperación eficientes para optimizar los gastos operativos.

La reducción de costos lograda mediante el reciclaje del solvente no solo representa

un ahorro económico significativo, sino que también contribuye a la sostenibilidad del proyecto. Al recuperar y reutilizar el 80% del solvente inyectado, se disminuye la demanda de recursos externos y se reduce el impacto ambiental asociado con la extracción, transporte y procesamiento de nuevos solventes. Además, este enfoque mejora la eficiencia energética del proyecto, ya que la reutilización del solvente implica menores requerimientos energéticos para su preparación en comparación con solventes nuevos.

El costo acumulado de 457.184 dólares al tercer año destaca la viabilidad económica del proyecto, especialmente si se compara con otros métodos de extracción menos eficientes o con menores tasas de recuperación de solvente. Por ejemplo, estudios realizados en yacimientos similares han demostrado que la recuperación de solventes por debajo del 50% puede duplicar o incluso triplicar los costos operativos, afectando significativamente la rentabilidad del proyecto (Butler, 1991).

Aunque el sistema implementado logró una recuperación del 80%, existen oportunidades para mejorar aún más esta tasa mediante el uso de tecnologías avanzadas de separación y recuperación, como sistemas de absorción química o destilación mejorada. Incrementar la recuperación del solvente incluso en un 5-10% adicional podría traducirse en ahorros operativos significativos a lo largo de la vida útil del proyecto.

## **6.2. Simulación en EasyFit**

El software EasyFit es una herramienta clave para analizar y modelar la incertidumbre asociada a las ganancias netas del proyecto mediante el ajuste de distribuciones estadísticas. En este caso, se ingresarán al programa los datos de ganancias netas diarias correspondientes a los 1095 días de operación, que cubren los tres años completos del proyecto, como se muestra en la **imagen 13**. Estos datos incluyen la

diferencia diaria entre los ingresos generados por la producción de crudo y gas, y los costos asociados con la inyección de vapor y solvente, lo que permite obtener una representación precisa del comportamiento financiero del proyecto. Una vez ingresados los datos en EasyFit, el software evaluará múltiples distribuciones estadísticas para identificar cuál se ajusta mejor al comportamiento de las ganancias netas. Entre las distribuciones que se suelen considerar están la Normal, Log-Normal, Weibull, y otras específicas que puedan reflejar variaciones asimétricas o sesgadas en los datos. EasyFit utiliza métricas de bondad de ajuste como el test de Kolmogorov-Smirnov, Anderson-Darling, o el criterio de información de Akaike (AIC) para determinar la distribución más adecuada.

La selección de una distribución precisa es fundamental para modelar las variaciones diarias en las ganancias netas, permitiendo proyectar el comportamiento financiero del proyecto en diferentes escenarios. Por ejemplo, una distribución normal podría ser apropiada si las ganancias tienen una variabilidad equilibrada alrededor de un promedio, mientras que una log-normal podría reflejar mejores escenarios donde predominan ganancias positivas con pocas pérdidas significativas.

<b>GANANCIA TOTAL DE CRUDO</b>	<b>GANANCIA TOTAL DE GAS</b>	<b>INVERSION TOTAL DE SOLVENTE</b>	<b>GANANCIA NETA</b>
\$ 2.736.360	\$ 1.556.493	\$ 457.184	\$3.835.669

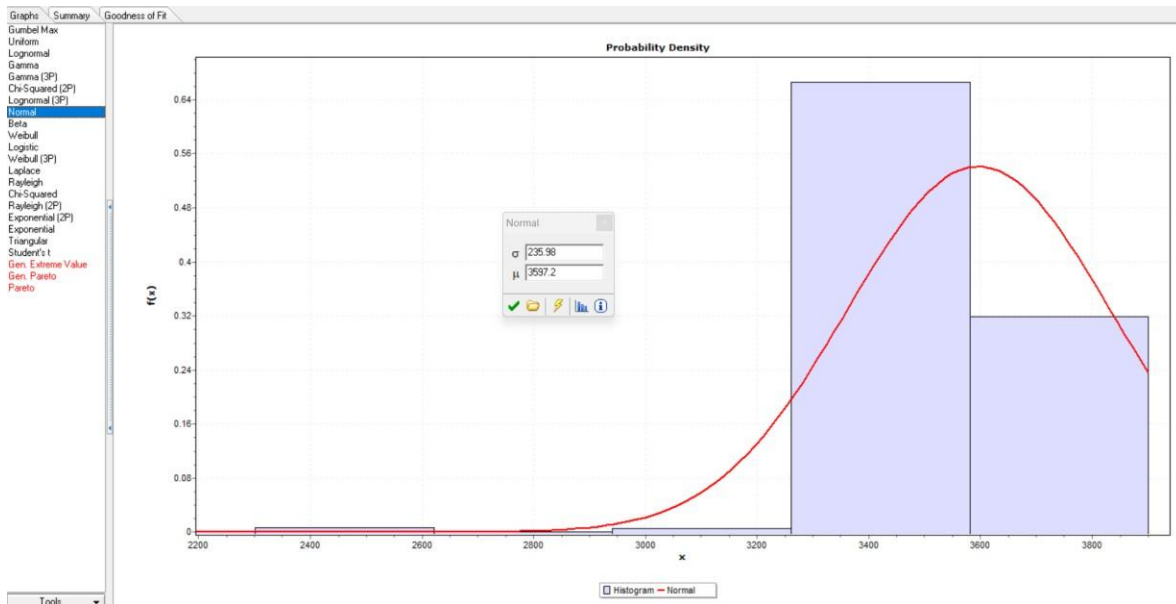
**Tabla 3.** Ganancia neta del proyecto.

	A	B	C	D	E	F	G	H
1	1	380						
2	2	2044						
3	3	2044						
4	4	2044						
5	5	2044						
6	6	2044						
7	7	2044						
8	8	2044						
9	9	2044						
10	10	2044						
11	11	2044						
12	12	2044						
13	13	2044						
14	14	2044						
15	15	2044						
16	16	2044						
17	17	2044						
18	18	2044						
19	19	2044						
20	20	2044						

*Imagen 13. Datos ingresados en el software*

En el análisis de riesgo financiero, la elección de la distribución normal para calcular el Valor en Riesgo (VaR) se fundamenta en la suposición de que los retornos o las ganancias netas diarias del proyecto se distribuyen de manera simétrica alrededor de una media. Esta distribución es ampliamente utilizada en el ámbito financiero debido a su simplicidad matemática y su capacidad para modelar datos en los que las variaciones se concentran alrededor de un valor promedio, con menor probabilidad de eventos extremos, ya sean ganancias excepcionales o pérdidas significativas. La distribución normal resulta especialmente adecuada cuando los datos presentan simetría, lo que implica que las ganancias netas tienen una probabilidad similar de desviarse hacia arriba o hacia abajo respecto a la media. Además, la mayoría de los valores tienden a concentrarse cerca de la media, generando la característica forma de campana en el gráfico de la distribución, como se puede evidenciar en la **imagen 14**, donde aproximadamente el 68% de los valores se encuentran dentro de una desviación estándar y el 95% dentro de dos desviaciones estándar. Aunque los eventos extremos son menos frecuentes y pueden ser subestimados por esta

distribución en ciertos contextos, su utilidad radica en ofrecer una primera aproximación al riesgo en proyectos con comportamiento financiero estable y sin variaciones extremas recurrentes.



*Imagen 14. Resultado de la simulación en EasyFit.*

El software proporciona valores clave para el análisis estadístico, específicamente la media ( $\mu$ ) y la desviación estándar ( $\sigma$ ), que son fundamentales para describir el comportamiento de las ganancias netas del proyecto. En este caso, la media fue calculada como 3597,2 dólares, lo que representa el ingreso promedio diario obtenido después de considerar las ganancias por producción de crudo y gas, menos los costos asociados a la inyección de vapor y solvente. Este valor refleja una tendencia positiva en el desempeño financiero del proyecto, indicando que, en promedio, las operaciones generan ingresos consistentes.

La desviación estándar ( $\sigma$ ), calculada en 235,98 dólares, mide la dispersión o

variabilidad de las ganancias netas diarias alrededor de la media. Este valor indica que las ganancias diarias tienden a variar en un rango moderado en comparación con el promedio, lo que sugiere un nivel de estabilidad en las operaciones. Una desviación estándar relativamente baja, como la reportada aquí, es indicativa de un sistema bien controlado y de bajo riesgo operativo, donde las variaciones significativas en ingresos o costos son poco frecuentes.

Estos valores son fundamentales para el cálculo del Valor en Riesgo (VaR), ya que permiten modelar la distribución de las ganancias netas del proyecto. Por ejemplo, utilizando la distribución normal y un nivel de confianza del 95%, el VaR puede determinar la pérdida máxima esperada en un día, con base en estos parámetros. Asimismo, estos indicadores ayudan a evaluar la eficiencia del diseño operativo y económico del proyecto, proporcionando información valiosa para la toma de decisiones estratégicas. La media refleja el éxito general del modelo de producción, mientras que la desviación estándar permite anticipar posibles fluctuaciones y planificar medidas de mitigación en caso de variaciones inesperadas en el mercado o en los costos operativos.

### **6.3. Valor en Riesgo**

Una vez obtenidos los valores de media ( $\mu$ ) y desviación estándar ( $\sigma$ ) a partir de EasyFit, se procede a calcular el Valor en Riesgo (VaR) utilizando la ecuación estándar de la distribución normal. Este enfoque permite estimar la pérdida máxima esperada en un periodo determinado bajo un nivel de confianza específico, generalmente del 95% o 99%, que son los más comunes en el análisis financiero.

La ecuación empleada es:

$$Z = \frac{X - \mu}{\sigma}$$

Donde:

$Z$  = representa el valor crítico de la distribución normal estándar correspondiente al nivel de confianza deseado. Por ejemplo, para un nivel de confianza del 95%,

$Z \approx$

$-1.645$  y para un nivel de confianza del 99%,  $Z \approx -2.33$ .

$X$  = es el rendimiento mínimo buscado o el límite inferior de las ganancias esperadas.

$\mu$  = es la media de las ganancias netas diarias, calculada previamente como 3597,2 dólares.

$\sigma$  = es la desviación estándar, calculada como 235,98 dólares.

El valor de  $Z$  varía dependiendo del porcentaje de rendimiento con el que se desee hacer el cálculo.

#### **Cálculo del VAR para un rendimiento del 95%:**

$$Z = -1,644$$

$$\mu = 3597,2$$

$$\sigma = 235,98$$

$$X = 235,98 * (-1,644) + 3597,2$$

$$X = 3029$$

Según los datos analizados, se puede afirmar con un 95% de certeza que las pérdidas del proyecto no superarán los \$3.029. Este resultado se deriva del cálculo del Valor en

Riesgo (VaR), que establece el límite máximo de pérdidas esperadas bajo condiciones normales en un nivel de confianza definido. En este contexto, el VaR al 95% indica que, en el 95% de los escenarios posibles, las pérdidas se mantendrán dentro de este rango. Esto implica que las condiciones operativas y económicas del proyecto están diseñadas para mitigar riesgos significativos, lo que proporciona una base sólida para la toma de decisiones estratégicas.

Desde una perspectiva práctica, este análisis sugiere que la probabilidad de que las pérdidas superen los \$3.029 es relativamente baja, ocurriendo solo en un 5% de los casos. Estos escenarios, aunque posibles, representan situaciones extremas o atípicas que podrían resultar de factores externos inesperados, como fluctuaciones drásticas en los precios del crudo o interrupciones operativas significativas.

#### **Cálculo del VAR para un rendimiento del 99%:**

$$Z = -2,326$$

$$\mu = 3597,2$$

$$\sigma = 235,98$$

$$X = 235,98 * (-2,326) + 3597,2$$

$$X = 3048$$

Al incrementar el nivel de confianza al 99%, el análisis del valor en riesgo sugiere que las pérdidas del proyecto no excederán los \$3.048. Este resultado implica que, en el 99% de los casos, las pérdidas se mantendrán dentro de este umbral más alto. En este escenario, las

probabilidades de que las pérdidas superen los \$3.048 son extremadamente bajas (únicamente un 1% de los casos). Este resultado refuerza la previsibilidad del proyecto, al ofrecer un rango aún más seguro para las pérdidas. Solo en el 1% de las situaciones se experimentarían pérdidas mayores a los \$3.048, lo cual se considera un riesgo muy bajo. Este dato puede ser útil para una planificación financiera más conservadora, dado que la probabilidad de un escenario adverso significativo es mínima.

Comparando los resultados entre el 95% y el 99% de confianza, se observa que el rango de pérdidas es relativamente estrecho, lo que demuestra una alta concentración de los resultados dentro de márgenes manejables. Con un nivel de confianza del 95%, las pérdidas no superarán los \$3.029, mientras que con un nivel del 99%, el límite se incrementa ligeramente a \$3.048.

Este análisis pone de manifiesto que los riesgos asociados al proyecto son bajos y están bien controlados, lo que fortalece la confianza en la viabilidad operativa y financiera de la iniciativa.

Este tipo de análisis también es particularmente útil para comunicar la estabilidad del proyecto a los inversionistas y otras partes interesadas. La capacidad de demostrar que incluso bajo niveles de confianza más altos las pérdidas se mantienen en rangos predecibles y manejables refuerza la percepción de seguridad y minimiza las preocupaciones sobre la exposición a riesgos financieros significativos. Además, al considerar escenarios extremos en los que las pérdidas puedan superar los \$3.048, los gestores pueden diseñar planes de contingencia específicos, aunque la probabilidad de que tales situaciones ocurran sea mínima.

## Conclusiones

El método de extracción VAPEX aplicado a las arenas bituminosas, aunque inicialmente presenta un costo elevado, ofrece un potencial significativo para aumentar la producción de hidrocarburos en países con grandes reservas de bitumen, como es el caso de Colombia, especialmente en regiones como el Caquetá. Estas áreas, que cuentan con una rica concentración de bitumen en sus subsuelos, podrían beneficiarse de la implementación de tecnologías más avanzadas de extracción, como lo es el VAPEX, para aprovechar de manera más eficiente este recurso no convencional y representa un daño significativamente menor al medio ambiente en comparación de otros métodos de extracción de bitumen.

El análisis de riesgo muestra que, con un nivel de confianza del 95%, las pérdidas del proyecto no excederán los \$3,029, esto implica que en la gran mayoría de los casos (95%) las pérdidas estarán por debajo de este valor. Sin embargo, en el 5% de las situaciones, las pérdidas podrían superar esta cantidad. Por otro lado, con un nivel de confianza del 99%, las pérdidas no superarán los \$3,048, lo que reduce aún más la probabilidad de pérdidas mayores. Es decir, el 99% de las veces las pérdidas del proyecto estarán por debajo de los \$3,048, y solo en el 1% de los casos podrían llegar a ser mayores. Esto proporciona una medida de seguridad y un marco para evaluar los posibles riesgos en los peores escenarios.

En el contexto actual de escasez de gas natural, que está afectando a varios países de la región, el VAPEX podría jugar un papel crucial. Este método permite no solo la extracción de bitumen, sino también la producción de gas como subproducto, lo cual podría aliviar la demanda interna de gas natural y contribuir a mejorar el balance energético del país. Dado que el gas se está convirtiendo en un recurso escaso, disponer de alternativas para generar gas a partir de los

mismos yacimientos de bitumen podría ser una solución estratégica para asegurar el abastecimiento y evitar posibles crisis energéticas futuras.

Si bien siempre existe un riesgo inherente en cualquier proyecto, los resultados obtenidos sugieren que las pérdidas no serán sustanciales en la mayoría de los escenarios posibles. Sin embargo, sería recomendable tener en cuenta el 5% (en el caso de \$3.029) o el 1% (en el caso de \$3.048) de probabilidades de pérdidas superiores, para poder implementar estrategias de mitigación en caso de que se materialicen los escenarios más adversos.

La implementación del VAPEX podría tener un impacto económico positivo bastante significativo para las regiones ricas en bitumen, como el Caquetá, al incrementar la producción de hidrocarburos de manera más eficiente. El aumento en la producción de bitumen y la posible reducción de costos operativos a largo plazo generan un potencial de crecimiento económico tanto para el sector energético como para las economías locales. En este sentido, el proyecto no solo es viable desde el punto de vista técnico y ambiental, sino también desde una perspectiva económica y social, ya que puede generar empleo e incentivar el desarrollo regional.

Una de las principales ventajas del VAPEX sobre otros procesos de extracción de bitumen, como la minería a cielo abierto, es su capacidad para reducir el impacto ambiental. Al utilizar vapor y disolventes, este método no solo disminuye la necesidad de perforaciones invasivas, sino que también produce menos residuos tóxicos y minimiza la alteración del entorno natural. Este aspecto hace que el uso del VAPEX sea una opción más alineada con las estrategias de sostenibilidad y la creciente demanda global por tecnologías más limpias en la industria.

## Recomendaciones

Si bien el análisis de riesgos muestra que las pérdidas del proyecto se mantienen dentro de un rango controlable, es fundamental que se implementen estrategias de mitigación ante escenarios adversos. La probabilidad de pérdidas superiores a los \$3.029 es baja, pero siempre existe la posibilidad de que factores externos, como fluctuaciones en los precios del petróleo o cambios en las políticas energéticas, afecten los resultados. Por lo tanto, se recomienda contar con planes de contingencia y asegurarse contra riesgos inesperados para proteger la viabilidad financiera del proyecto.

Realizar un estudio de viabilidad para evaluar la replicabilidad del proyecto en otras regiones con características geológicas similares. Este estudio debería incluir una evaluación de la infraestructura existente, los posibles costos de implementación y los beneficios sociales y económicos derivados de la expansión del proyecto.

Es crucial adoptar un enfoque integral para la ejecución del proyecto, que considere no solo los aspectos técnicos y financieros, sino también las implicaciones sociales y ambientales. Se recomienda crear un comité de monitoreo y evaluación continua que supervise el cumplimiento de los indicadores clave de desempeño, el impacto en las comunidades locales y la evolución del mercado energético. Además, se debe asegurar que el proyecto sea adaptable a posibles cambios en el contexto económico, ambiental y regulatorio.

Se sugiere integrar un plan de desarrollo regional que maximice los beneficios sociales, económicos y ambientales para las comunidades cercanas, y un monitoreo constante

del impacto ambiental para asegurar que el proyecto cumpla con los estándares de sostenibilidad.

A largo plazo, este proyecto tiene el potencial no solo de ser replicable en otras regiones con características geológicas similares, sino también de posicionar a Colombia como un referente en la utilización de tecnologías limpias para la extracción de hidrocarburos.

## Referencias

- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2015). Informe técnico sobre recursos no convencionales en Colombia. Bogotá, Colombia.
- Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH). (2020). Prospectiva del sector de hidrocarburos. Bogotá, Colombia.
- Almanza, D. y Pulido, M. (2009). Caracterización de la cadena estratégica de valor para la explotación de arenas bituminosas en Colombia como fuente no convencional de petróleo. [Tesis para obtener el título de Ingeniero Petrolero, Pontificia Universidad Javeriana].  
<https://repository.javeriana.edu.co/bitstream/handle/10554/7262/Tesis249.pdf?sequence=3&isAllowed=y>
- Araque, K. (2009). Caracterización de reservorios de arenas bituminosas en afloramiento y definición de parámetros correlacionables con características de subsuelo. Área de Sogamoso, Cordillera Oriental – Colombia. [Trabajo de grado para optar el título de Magíster en Geología, Universidad Industrial de Santander].  
<https://noesis.uis.edu.co/server/api/core/bitstreams/8cdd2857-4ee2-48ef-b081-f997e26d97f9/content>
- Aziz, K., & Settari, A. (1979). Petroleum Reservoir Simulation. Applied Science Publishers.
- Butler, R. M. (1991). Thermal recovery of oil and bitumen. Prentice Hall.
- Butler, R. M. (1994). Vapour extraction of heavy oil and bitumen. Journal of Canadian Petroleum Technology, 33(9), 17-20. <https://doi.org/10.2118/94-09-01>

Castaño, H. (2022). Desarrollo de un Modelo Conceptual de la Simulación Numérica de un Proyecto de Inyección Continua de Vapor y un Proyecto de Inyección de Aire en un Campo de Crudo Pesado. [Tesis para obtener el título de Ingeniero Petrolero, Fundación Universidad de América].

<https://repository.uamerica.edu.co/bitstream/20.500.11839/8816/4/5161484-2022-1-IP.pdf>

Charpentier, A. D., Bergerson, J. A., & MacLean, H. L. (2009). Understanding the Canadian oil sands industry's greenhouse gas emissions. *Environmental Research Letters*, 4(1), 014005. <https://doi.org/10.1088/1748-9326/4/1/014005>

CMG (Computer Modelling Group). (2020). STARS Reservoir Simulation User Guide. <https://www.cmgl.ca>

Ecopetrol. (2022). Informe trimestral de producción. Bogotá, Colombia. <https://www.ecopetrol.com.co>

Expansión. (8 de noviembre, 2024). Precio del petróleo OPEP por barril. Expansión - Datomacro.com. <https://datosmacro.expansion.com/materias-primas/opec>

Flores, A. y Marín, C. (2016). VAPEX inyección de solventes y potencial aplicación en yacimientos de México. [Tesis para obtener el título de Ingeniero Petrolero, Universidad Nacional Autónoma de México]. <https://ru.dgb.unam.mx/bitstream/20.500.14330/TES01000755490/3/0755490.pdf>

Gates, I. D., & Chakrabarty, C. (2006). Optimization of steam-assisted gravity drainage in Athabasca bitumen reservoirs. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 9(1), 44-56.

<https://doi.org/10.2118/97919-PA>

Gonzalez, M. (2011). Valor en riesgo (VaR) bajo el supuesto de normalidad y empleando teoría del valor extremo (EVT) para acciones argentinas. *Scalahed*, 1(1), pp. 1-25.

<https://gc.scalahed.com/recursos/files/r161r/w24635w/Fundamentos%20estadisticos.pdf#page14>

Hull, J. C. (2018). *Options, Futures, and Other Derivatives*. Pearson.

Jorion, P. (2007). *Value at Risk: The New Benchmark for Managing Financial Risk* (3rd ed.). McGraw-Hill.

Jordaan, S. M., Keith, D. W., & Stelfox, B. (2009). Quantifying land use of oil sands production: A life cycle perspective. *Environmental Research Letters*, 4(2), 024004.

<https://doi.org/10.1088/1748-9326/4/2/024004>

Manrique, E., Thomas, C., Ravikiran, R., & Izadi, M. (2010). EOR: Current status and opportunities. *SPE Journal*, 15(2), 344-353.

<https://doi.org/10.2118/130113-PA>

Ministerio de Minas y Energía. (s.f.). *Memoria Técnica*. Minenergía.

<https://www.minenergia.gov.co>

Pardo, L. y Rozo, G. (2023). Metodología para la simulación de un proceso de calentamiento electromagnético en la recuperación de crudos pesados usando un simulador de yacimientos comercial. [Tesis para obtener el título de Ingeniero Petrolero, Universidad Industrial de Santander].

<https://noesis.uis.edu.co/server/api/core/bitstreams/43d7235c-9914-44b1-af25>

Rahman, M., & Balasubramanian, D. (2018). Advances in unconventional hydrocarbon resources. *Energy Reports*, 4, 99-121.

<https://doi.org/10.1016/j.egy.2018.02.002>

Rojas, M., Perez, D., & Contreras, J. (2012). Permeability assessment in heavy oil sands reservoirs: A comparative study. *Petroleum Science and Engineering*, 86(1), 55-62.

<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2012.08.002>

