



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA  
DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
INSTITUTO DE POSTGRADO**

**TÍTULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN**

MODELIZACIÓN COMPUTACIONAL DE INYECCIÓN DE GAS  
ALTERNO GAS EN LA RECUPERACIÓN DE GAS NATURAL EN EL  
CAMPO AMISTAD – BLOQUE 6

**AUTOR**

ING. REYES ARIAS CRISTHIAN EZEQUIEL

**TRABAJO DE TITULACIÓN**

Previo a la obtención del grado académico en  
MAGÍSTER EN PETRÓLEOS

**TUTOR**

ING. SALCEDO ARCINIEGA MARCO ANTONIO, PhD.

**Santa Elena, Ecuador**

**Año 2025**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA  
DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
INSTITUTO DE POSTGRADO**

**TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN**

---

**Econ. Álvarez Acosta Roxana, PhD.  
COORDINADORA DEL  
PROGRAMA**

---

**Ing. Salcedo Arciniega Marco, PhD.  
TUTOR**

---

**Ing. González Maya Jaime, PhD.  
DOCENTE  
ESPECIALISTA 1**

---

**Ing. Salas Barzola Xavier, PhD  
DOCENTE  
ESPECIALISTA 2**

---

**Ab. Rivera González María, Mgtr.  
SECRETARIA GENERAL  
UPSE**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA  
DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
INSTITUTO DE POSTGRADO**

**CERTIFICACIÓN**

Certifico que luego de haber dirigido científica y técnicamente el desarrollo y estructura final del trabajo, este cumple y se ajusta a los estándares académicos, razón por el cual apruebo en todas sus partes el presente trabajo de titulación que fue realizado en su totalidad por Cristhian Ezequiel Reyes Arias, como requerimiento para la obtención del título de Magister en Petróleos.

**TUTOR**

---

**ING. SALCEDO ARCINIEGA MARCO ANTONIO, PhD.**

**26 días del mes de agosto del año 2025**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA  
DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
INSTITUTO DE POSTGRADO  
DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD**

Yo, **CRISTHIAN EZEQUIEL REYES ARIAS**

**DECLARO QUE:**

El trabajo de Titulación, MODELIZACIÓN COMPUTACIONAL DE INYECCIÓN DE GAS ALTERNO GAS EN LA RECUPERACIÓN DE GAS NATURAL EN EL CAMPO AMISTAD – BLOQUE 6, previo a la obtención del título en Magister en Petróleos, ha sido desarrollado respetando derechos intelectuales de terceros conforme las citas que constan en el documento, cuyas fuentes se incorporan en las referencias o bibliografías. Consecuentemente este trabajo es de mi total autoría.

En virtud de esta declaración, me responsabilizo del contenido, veracidad y alcance del Trabajo de Titulación referido.

Santa Elena, a los 26 días del mes de agosto del año 2025

**EL AUTOR**

---

**ING. CRISTHIAN EZEQUIEL REYES ARIAS**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA  
DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA INSTITUTO DE  
POSTGRADO**

**CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO**

Certifico que después de revisar el documento final del trabajo de titulación denominado, Modelización Computacional De Inyección De Gas Alterno Gas En La Recuperación De Gas Natural En El Campo Amistad – Bloque 6, presentado por el estudiante, Crsthian Ezequiel Reyes Arias, fue enviado al Sistema Antiplagio COMPILATIO, presentando un porcentaje de similitud correspondiente al 8%, por lo que se aprueba el trabajo para que continúe con el proceso de titulación.

 **CERTIFICADO DE ANÁLISIS**  
magister

## FORMATO ANTIPLAGIO

**8%**  
Textos sospechosos

**8% Similitudes**  
0% similitudes entre comillas  
0% entre las fuentes mencionadas

**3% Idiomas no reconocidos (ignorado)**

**29% Textos potencialmente generados por la IA (ignorado)**

|   |   |  |
|---|---|--|
| Nombre del documento: FORMATO ANTIPLAGIO.docx<br>ID del documento: 29e8273924f7a680ce1fd4daa3a7ab8e51889bfd<br>Tamaño del documento original: 218,99 kB | Depositante: Marco Antonio Salcedo Arciniega<br>Fecha de depósito: 9/8/2025<br>Tipo de carga: interface<br>fecha de fin de análisis: 9/8/2025 | Número de palabras: 7626<br>Número de caracteres: 50.872 |
|---|---|--|

**TUTOR**

---

**ING. SALCEDO ARCINIEGA MARCO ANTONIO, PhD.**



**UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA  
DE SANTA ELENA  
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA  
INSTITUTO DE POSTGRADO**

**AUTORIZACIÓN**

**Yo, CRISTHIAN EZEQUIEL REYES ARIAS**

Autorizo a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, para que haga de este trabajo de titulación o parte de él, un documento disponible para su lectura consulta y procesos de investigación, según las normas de la Institución.

Cedo los derechos en línea patrimoniales de informe de investigación con fines de difusión pública, además apruebo la reproducción de este artículo académico dentro de las regulaciones de la Universidad, siempre y cuando esta reproducción no suponga una ganancia económica y se realice respetando mis derechos de autor

Santa Elena, a los 26 días del mes de agosto del año 2025

**EL AUTOR**

---

**ING. CRISTHIAN EZEQUIEL REYES ARIAS**

## **AGRADECIMIENTO**

Deseo expresar mi profundo reconocimiento al Gobierno Nacional por brindarme la oportunidad de acceder a esta formación de posgrado a través del programa de becas, lo cual ha sido determinante para alcanzar mis objetivos académicos y contribuir al desarrollo del sector energético del país.

De igual manera, extiendo mi sincero agradecimiento a las autoridades de la Universidad Estatal Península de Santa Elena por haber creado las condiciones excepcionales que hicieron posible mi desarrollo profesional durante la Maestría en Petróleos.

Quiero agradecer de manera especial al Ing. Marco Antonio Salcedo Arciniega, PhD, mi tutor de tesis y principal colaborador en este proyecto de investigación, por su guía experta, paciencia y dedicación constante que han sido fundamentales para el desarrollo exitoso de este trabajo.

*Cristhian Ezequiel Reyes Arias*

## **DEDICATORIA**

Le dedico este trabajo a mi Abuelita, jamás hubiera conseguido todo lo que me he propuesto sin ella. Siendo mi cómplice; mi ángel día y noche.

A mi Mamia, por ser mi inspiración y jamás dejarme solo, brindarme apoyo en cada etapa de mi vida, sin importar la situación. Mi mayor ejemplo.

A mi Yago y Kendra, mis angelitos, que siempre me cuidarán desde el cielo. Lograré todo lo que un día les prometí, lo que soñé y siempre estarán incluidos.

Finalmente, quiero agradecer a mi novia Gabriela Ontaneda, dándome sus consejos y jamás permitiéndome caer, siendo parte fundamental en cada etapa.

*Cristhian Ezequiel, Reyes Arias*

# ÍNDICE GENERAL

|   |             |
|---|-------------|
| <b>TÍTULO DEL TRABAJO DE TITULACIÓN .....</b>                   | <b>I</b>    |
| <b>TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN .....</b>                           | <b>II</b>   |
| <b>CERTIFICACIÓN.....</b>                                       | <b>III</b>  |
| <b>DECLARACIÓN DE RESPONSABILIDAD .....</b>                     | <b>IV</b>   |
| <b>DECLARO QUE: .....</b>                                       | <b>IV</b>   |
| <b>CERTIFICACIÓN DE ANTIPLAGIO .....</b>                        | <b>V</b>    |
| <b>AUTORIZACIÓN .....</b>                                       | <b>VI</b>   |
| <b>AGRADECIMIENTO .....</b>                                     | <b>VII</b>  |
| <b>DEDICATORIA.....</b>   | <b>VIII</b> |
| <b>ÍNDICE GENERAL .....</b>                                     | <b>IX</b>   |
| <b>ÍNDICE DE TABLAS .....</b>                                   | <b>XII</b>  |
| <b>ÍNDICE DE FIGURAS .....</b>                                  | <b>XIII</b> |
| <b>INDICE DE ECUACIONES.....</b>                                | <b>XV</b>   |
| <b>RESUMEN .....</b>  | <b>XVI</b>  |
| <b>ABSTRACT.....</b>  | <b>XVII</b> |
| <b>INTRODUCCIÓN .....</b>                                       | <b>18</b>   |
| <b>CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL.....</b>               | <b>24</b>   |
| 1.1.    Revisión de literatura.....                             | 24          |
| 1.2.    Desarrollo teórico .....                                | 30          |
| 1.2.1.    Ubicación geográfica del Campo Amistad.....           | 30          |
| 1.3.    Geología del Campo Amistad.....                         | 32          |
| 1.3.1.    Estructuras Principales en el Golfo de Guayaquil..... | 34          |
| 1.3.2.    Marco Estratigráfico.....                             | 36          |

|                                     |  |           |
|-------------------------------------|--|-----------|
| 1.3.3.                              | Formaciones Sedimentarias del Golfo de Guayaquil .....   | 38        |
| 1.3.3.1.                            | Formación Zapotal (Mioceno inferior Aquitaniano).....  | 38        |
| 1.3.3.2.                            | Formaciones Dos Bocas/Villingota (Mioceno Inferior Budigaliano) .....  | 39        |
| 1.3.3.3.                            | Formación Subibaja.....  | 39        |
| 1.3.3.4.                            | Formación Progreso (Mioceno Medio Superior) .....  | 39        |
| 1.3.3.5.                            | Formación Puná (Plioceno Inferior – Pleistoceno Superior).....   | 40        |
| 1.4.                                | Caracterización petrofísica del Campo Amistad .....  | 42        |
| 1.4.1.                              | Porosidad.....   | 42        |
| 1.4.2.                              | Permeabilidad.....   | 42        |
| 1.4.3.                              | Saturación de los fluidos .....  | 43        |
| 1.5.                                | Propiedades de los gases.....  | 44        |
| 1.5.1.                              | Composiciones de los gases naturales.....  | 44        |
| 1.5.2.                              | Cromatografía de los gases.....  | 45        |
| 1.5.3.                              | Diagrama de fases .....  | 46        |
| 1.5.4.                              | Densidad.....  | 47        |
| 1.5.5.                              | Viscosidad .....   | 48        |
| 1.5.6.                              | Solubilidad .....  | 49        |
| 1.5.7.                              | Compresibilidad. ....  | 49        |
| 1.6.                                | Factor de recobro .....  | 50        |
| <b>CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA.....</b> |  | <b>52</b> |
| 2.1.                                | Contexto de la investigación .....   | 52        |
| 2.2.                                | Diseño y alcance de la investigación .....   | 52        |
| 2.3.                                | Tipo y métodos de investigación.....   | 52        |
| 2.4.                                | Población y muestra .....  | 52        |
| 2.5.                                | Técnicas e instrumentos de recolección de datos.....   | 53        |
| 2.6.                                | Procesamiento de la evaluación: Validez y confiabilidad de los instrumentos aplicados para el levantamiento de información. .... | 54        |
| 2.7.                                | Procesamiento del modelo. ....   | 54        |
| 2.7.1.                              | Modelado de la formación. ....   | 55        |
| 2.7.2.                              | Caracterización del reservorio.....  | 58        |
| 2.8.                                | Simulación de la formación. ....   | 59        |
| 2.8.1.                              | Inicialización del simulador .....   | 59        |

|  |            |
|--|------------|
| 2.8.2. Creación del mallado.....   | 60         |
| 2.9. Caracterización de las propiedades del fluido del reservorio.....             | 62         |
| 2.9.1. Ingreso de componentes.....   | 63         |
| <b>CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN .....</b>                                    | <b>69</b>  |
| 3.1 Validación del modelo base.....  | 69         |
| 3.2. Resultados del escenario de inyección alternada de CO <sub>2</sub> (GAG)..... | 69         |
| 3.3. Producción de gas y agua .....  | 70         |
| 3.4. Factor de recobro .....   | 76         |
| 3.5. Presión de reservorio .....   | 78         |
| 3.6. Almacenamiento de CO <sub>2</sub> .....                                       | 79         |
| 3.7. Análisis económico.....   | 81         |
| 3.7.1. Costos iniciales.....   | 83         |
| 3.7.2. Flujo efectivo.....   | 85         |
| 3.7.3. Tasa de descuento.....  | 88         |
| <b>CONCLUSIONES .....</b>  | <b>91</b>  |
| <b>RECOMENDACIONES .....</b>   | <b>93</b>  |
| <b>REFERENCIAS.....</b>  | <b>95</b>  |
| <b>ANEXOS.....</b>   | <b>102</b> |

## ÍNDICE DE TABLAS

|  |     |
|--|-----|
| Tabla 1 Comparativa de Factor de recobro. Elaboración propia. ....                                   | 76  |
| Tabla 2 Componentes Clave del Análisis Económico y Métricas Financieras (Aboagyé et al., 2024) ..... | 82  |
| Tabla 3 Descripción de los pozos. Elaboración propia.....  | 102 |

# ÍNDICE DE FIGURAS

|  |    |
|--|----|
| Ilustración 1 Adsorción competitiva cuando se inyecta una mezcla de N <sub>2</sub> /CO <sub>2</sub> para la producción de gas natural (Aoun et al., 2024).....   | 29 |
| Ilustración 2 Localización geográfica del campo Amistad.(Cochea & Tumbaco, 2024)30   |    |
| Ilustración 3 Ubicación de la formación Subibaja del campo Amistad. (EPPetroEcuador, 2025) .....   | 31 |
| Ilustración 4 Presentación DNH-Revisión del Campo Amistad (DNH, 2008) .....  | 33 |
| Ilustración 5 Corte estructural W-E del Golfo de Guayaquil (DNH, 2008).....  | 34 |
| Ilustración 6 Estructura del Campo Amistad (Deniaud, 1998).....  | 36 |
| Ilustración 7 Columna Estratigráfica Generalizada (ARCH, 2006) .....   | 37 |
| Ilustración 8 Propiedades del reservorio del campo Amistad. (EPPetroEcuador, 2024) .....   | 43 |
| Ilustración 9 Diagrama de sistema de cromatografía de gases.(Blumberg, 2021).....  | 45 |
| Ilustración 10 Diagrama de fases de una composición típica de gas natural. (Aursand & Hammer, 2018) .....  | 46 |
| Ilustración 11 Comportamiento de densidad de disolventes a diversas temperaturas,(Al-Bodour, A., Alomari, N., Gutiérrez, A., Aparicio, S., & Atilhan, 2023)..... | 48 |
| Ilustración 12 Generación de puntos de espesores y fallas de FORMACIÓN SUBIBAJA DEL MIEMBRO ZACACHUM. Elaboración propia. ....                                   | 56 |
| Ilustración 13 Puntos generados en GMSH. Elaboración propia. ....  | 57 |
| Ilustración 14 Profundidades de la formación Subibaja del miembro Zacachum.(EPPetroEcuador, 2024).....   | 58 |
| Ilustración 15 Ventana de selección del modelado (Computer Modelling Group, 2024) .....  | 60 |

|   |    |
|---|----|
| Ilustración 16 Mapa en 3D de profundidades, espesores y propiedades de interpolación. (Computer Modelling Group, 2024)..... | 62 |
| Ilustración 17 Ingreso de las componentes a WINPROP. (Computer Modelling Group, 2024).....                                  | 63 |
| Ilustración 18 Fracciones moles presentes en la formación. (Computer Modelling Group, 2024).....                            | 64 |
| Ilustración 19 Presiones y temperaturas para la prueba “Two-phase Flash”.(Computer Modelling Group, 2024) .....             | 65 |
| Ilustración 20 Producción de gas vs Tiempo. (Computer Modelling Group, 2024) .....  | 70 |
| Ilustración 21 Producción de agua vs Tiempo. (Computer Modelling Group, 2024) ....  | 72 |
| Ilustración 22 Factor de recobro. (Computer Modelling Group, 2024).....   | 76 |
| Ilustración 23 Presión en el tiempo. (Computer Modelling Group, 2024).....  | 78 |
| Ilustración 24 Almacenamiento de CO2. (Computer Modelling Group, 2024).....   | 79 |
| Ilustración 25 Costo capital para proyecto de Gas Alterno Gas. (Skorek-Osikowska et al., 2020) .....                        | 84 |
| Ilustración 26 Flujo efectivo para diferentes escenarios. Elaboración propia .....  | 87 |
| Ilustración 27 Tasa de descuento. Elaboración propia .....  | 89 |

## INDICE DE ECUACIONES

|  |    |
|--|----|
| Ecuación 1 Ecuación para determinar el factor de recobro (Skorek-Osikowska et al., 2020) .....   | 50 |
| Ecuación 2 Ecuación de estado de Peng–Robinson (PR) (Skorek-Osikowska et al., 2020) .....        | 66 |
| Ecuación 3 Ecuación de estado de Soave–Redlich–Kwong (SRK) (Skorek-Osikowska et al., 2020) ..... | 67 |
| Ecuación 4 Ecuación para el flujo de caja anual. (Skorek-Osikowska et al., 2020).....            | 86 |
| Ecuación 5 Ecuación para el valor actual neto. (Skorek-Osikowska et al., 2020) .....             | 88 |

## RESUMEN

Esta investigación evaluó la viabilidad técnica y económica de la inyección de Gas Alterno Gas (GAG) con CO<sub>2</sub> para mejorar la recuperación de gas natural en el Campo Amistad – Bloque 6, Ecuador. Utilizando el software CMG, se llevó a cabo el modelado del yacimiento y se analizaron diferentes escenarios de inyección en comparación del flujo natural. Los resultados muestran aumento del factor del recobro; siendo el aumento del 12% en flujo natural, hasta el 49% con el escenario de mayor inyección. Además, se consiguió almacenar  $7,15 \times 10^8$  moles de CO<sub>2</sub>, apoyando la sostenibilidad ambiental. El estudio económico indicó una posibilidad financiera favorable con una TIR de entre el 23% y el 85%, superando la tasa de referencia. Se concluye que la técnica GAG es una alternativa sostenible y rentable para optimizar la recuperación de gas natural, aunque requiere manejo estratégico de la producción de agua en etapas tardías.

**Palabras claves:** SIMULADOR GEM, FACTOR DE RECOBRO, SIMULACIÓN DE RESERVORIO

## ABSTRACT

This research evaluated the technical and economic feasibility of Gas Alternating Gas (GAG) injection with CO<sub>2</sub> to enhance natural gas recovery in the Amistad Field – Block 6, Ecuador. Using CMG software, the reservoir was modeled, and different injection scenarios were analyzed in comparison to natural flow. The results show an increase in the recovery factor, from a 12% rise under natural flow up to 49% in the highest injection scenario. In addition,  $7,15 \times 10^8$  moles of CO<sub>2</sub> were successfully stored, supporting environmental sustainability. The economic study indicated a favorable financial outlook with an IRR ranging between 23% and 85%, exceeding the reference rate. It is concluded that the GAG technique is a sustainable and profitable alternative to optimize natural gas recovery, although it requires strategic management of water production in late stages.

**Keywords:** GEM SIMULATOR, RECOVERY FACTOR, RESERVOIR SIMULATION

# INTRODUCCIÓN

El aumento de la necesidad energética en Ecuador ha evidenciado la urgencia de mejorar la producción de gas natural, sobre todo en yacimientos maduros como el Campo Amistad – Bloque 6. Este yacimiento ha visto una reducción en su actividad extractiva debido al agotamiento natural de sus reservas y al aumento en la producción de agua, lo que dificulta las operaciones y merma la efectividad del proceso de extracción. Asimismo, la complicada composición química del gas, mayormente metano, plantea retos adicionales en su tratamiento y comercialización.

Ante esta situación, han surgido las técnicas de recuperación mejorada de gas como soluciones prácticas para aumentar la producción en yacimientos en declive. Entre estas técnicas, la inyección de Gas Alterno Gas (GAG) se ha destacado como una alternativa prometedora, ya que mezcla ciclos alternos de diversos gases para potenciar la eficiencia del barrido y sostener la presión del yacimiento. Investigaciones recientes han indicado que el enfoque GAG puede resultar en una recuperación superior frente a la inyección continua de un solo tipo de gas, gracias a la segregación gravitacional entre los gases y la limitación del movimiento temprano de los componentes más pesados hacia las capas superiores del yacimiento (Samba et al., 2019).

La adopción de la técnica GAG no solo optimiza la recuperación, sino que también apoya la sostenibilidad ambiental al permitir la co-inyección de gases como el CO<sub>2</sub> y el N<sub>2</sub>, facilitando a la vez la extracción de gas natural y la captura de carbono. Un estudio experimental demostró que la inyección alternada de N<sub>2</sub> y CO<sub>2</sub> en muestras de roca consolidada mejoró considerablemente tanto la extracción de metano como la capacidad de almacenamiento de CO<sub>2</sub>, subrayando así el potencial dual de esta técnica en la generación de energía y la reducción del cambio climático (Mohammed et al., 2020).

Para valorar y optimizar la aplicación de la inyección GAG en el Campo Amistad, se utilizará simulación numérica a través del software del Computer Modelling Group (CMG). CMG proporciona herramientas sofisticadas como GEM, un simulador composicional que se basa en ecuaciones de estado. En el simulador GEM de CMG, se aplican ecuaciones de estado como Peng-Robinson (PR) y Soave-Redlich-Kwong (SRK)

para representar el comportamiento termodinámico de los fluidos del yacimiento. Estas ecuaciones forman la base matemática que permite al simulador calcular las propiedades de fase del gas natural y del CO<sub>2</sub> bajo las condiciones particulares de presión y temperatura del reservorio. La relevancia de estas ecuaciones radica en su habilidad para prever con precisión los cambios de fase que el CO<sub>2</sub> atraviesa durante el proceso de inyección. Estas capacidades son fundamentales para examinar el comportamiento del yacimiento ante diferentes escenarios de inyección y para desarrollar estrategias de producción efectivas. (Computer Modelling Group, 2024)

La simulación numérica ofrecerá datos precisos sobre factores esenciales como la presión del reservorio, la saturación de líquidos, la efectividad del barrido y la cantidad total de gas producido. Esta información ayudará a determinar las mejores condiciones para operar, incluyendo los volúmenes y tasas de inyección, el orden de los gases y los períodos entre ciclos, ajustados a las particularidades del Campo Amistad.

Además del análisis técnico, se realizará una evaluación económica exhaustiva para determinar la viabilidad financiera de la implementación de la técnica GAG. Este análisis incluirá la estimación de los costos de inversión, operación y mantenimiento, así como las proyecciones de ingresos por ventas de gas. La combinación de resultados técnicos y económicos permitirá tomar decisiones informadas sobre la adopción de esta tecnología en el campo.

La efectiva implementación de la técnica GAG en el Campo Amistad podría servir como un ejemplo para otras reservas similares en Ecuador y en la región, fomentando la adopción de tecnologías avanzadas para la recuperación mejorada y contribuyendo a la seguridad energética del país. Además, incorporar prácticas sostenibles en la producción de hidrocarburos alineará al sector con los objetivos de desarrollo sostenible y las metas de reducción de emisiones de gases de efecto invernadero.

Cabe señalar que, aunque la técnica GAG ha demostrado resultados alentadores en estudios y aplicaciones a nivel internacional, su aplicación en el contexto ecuatoriano necesita ser cuidadosamente ajustada a las condiciones geológicas, operativas y económicas locales. Es por ello que, el desarrollo de este trabajo se encontrará enfocado en la caracterización del yacimiento y como se podrá aplicar y adaptar el proceso de recuperación en el mismo.

Mediante la investigación propuesta, se busca analizar la viabilidad técnica y económica de la inyección de Gas Alterno Gas en el Campo Amistad, Bloque 6 mediante simulaciones numéricas con CMG, con el fin de aumentar la recuperación de gas natural y contribuir al desarrollo sostenible del sector de hidrocarburos en Ecuador. Los resultados logrados podrían tener un impacto considerable en la estrategia energética del país e impulsar la adopción de tecnologías innovadoras en la industria.

## **Planteamiento de la investigación (Fundamentación de la investigación)**

La creciente necesidad energética, junto con la disminución natural de los yacimientos de gas en producción, ha llevado a la industria hidrocarburífera a buscar tecnologías que para optimizar recuperación del gas. Una de las técnicas emergentes en este ámbito es la inyección de Gas Alterno Gas (GAG), que combina la eficiencia del desplazamiento por gas con los beneficios de ciclos alternos, mejorando la relación entre las fases y la aumentando la eficiencia del barrido del yacimiento.

El Campo Amistad – Bloque 6, situado en la costa sur de Ecuador, es un ejemplo representativo de un yacimiento que aún posee potencial latente. Este campo, que es parte de la formación Subibaja-Zacachum, ha evidenciado una disminución en la producción bajo métodos convencionales según los reportes emitidos por EPPetroEcuador, lo que obliga a buscar alternativas como la técnica GAG para aumentar su recobro final.

La investigación actual propone analizar el comportamiento de la inyección de Gas Alterno Gas en la recuperación de gas natural en el Campo Amistad – Bloque 6 a través de modelización computacional usando CMG (Computer Modelling Group). Para ello, se plantea como primer paso la caracterización de las propiedades físicas y químicas del gas natural presente en la formación objetivo. Posteriormente, se analizará la eficiencia y respuesta del yacimiento frente al proceso de inyección GAG bajo distintos escenarios operativos.

Además, este trabajo contribuye al cuerpo técnico y científico del país. De esta forma, la investigación no solo aportará conocimientos útiles para la industria nacional, sino que también puede abrir nuevas líneas de estudio en técnicas de recobro mejorado en la región.

El estudio también busca establecer las condiciones físicas óptimas del proceso, considerando presión, volumen inyectado y tiempos de ciclo, para luego desarrollar un análisis económico detallado, que incluya los costos de implementación, operación y las proyecciones financieras, con el fin de determinar la viabilidad del proyecto. Finalmente, la validación de la técnica se realizará a través de simulación numérica de yacimientos en CMG, permitiendo una evaluación integral del comportamiento del sistema.

La justificación de esta investigación se sustenta en la urgencia de maximizar el aprovechamiento de los recursos gasíferos nacionales, optimizando la producción en campos en declinación como el Amistad. Al utilizar herramientas avanzadas como la simulación numérica, se reduce la incertidumbre técnica y económica, lo que facilita la toma de decisiones informadas antes de llevar a cabo intervenciones costosas en campo.

Además, este trabajo contribuye al cuerpo técnico y científico del país. De esta forma, la investigación no solo aportará conocimientos útiles para la industria nacional, sino que también puede abrir nuevas líneas de estudio en técnicas de recobro mejorado en la región.

### **Formulación del problema de investigación**

¿Cómo influye la implementación del proceso de inyección de Gas Alterno Gas (GAG) en la recuperación de gas natural en el Campo Amistad – Bloque 6, según los resultados obtenidos mediante simulación computacional en CMG?

### **Objetivo General:**

Evaluar el comportamiento de la inyección de Gas Alterno Gas en la recuperación de gas natural en el Campo Amistad-Bloque 6 mediante CMG.

### **Objetivos Específicos:**

- Caracterizar las propiedades físicas y químicas del gas natural de la formación Subibaja-Zacachum del Campo Amistad-Bloque 6.
- Analizar el comportamiento y efectividad en la inyección de Gas Alterno Gas para aumentar la producción en el Campo Amistad-Bloque 6.
- Establecer las condiciones físicas en el proceso de inyección en el Campo Amistad-Bloque 6.
- Desarrollar un análisis económico a detalle de los costos de implementación, operación y las proyecciones financieras en el Campo Amistad-Bloque 6.

- Evaluar la inyección de Gas Alterno Gas mediante la simulación numérica de yacimientos en el Campo Amistad-Bloque 6.

### **Planteamiento hipotético**

El Campo Amistad – Bloque 6, principal yacimiento de gas natural en producción costa afuera del Ecuador, enfrenta un desafío crítico: su producción bajo métodos convencionales ha mostrado un marcado declive, comprometiendo la sostenibilidad energética y económica del país. A pesar de la existencia de técnicas de recuperación mejorada de gas exitosas a nivel internacional, como la Inyección Alternada de Gas (GAG), estas aún no han sido aplicadas localmente.

Por otro lado, la quema continua de gas asociado representa no solo una pérdida económica directa para el Estado por ingresos no percibidos, sino también un impacto negativo en el ambiente al generar emisiones innecesarias de CO<sub>2</sub>. Esta situación refleja una oportunidad desaprovechada para aprovechar un recurso estratégico y transformarlo en valor económico.

Además, el potencial geológico del Campo Amistad permanece subutilizado, pues carece de un esquema integral de recuperación que combine eficiencia técnica y rentabilidad financiera. La incorporación de técnicas como el GAG permitiría aumentar el factor de recobro, mejorar la productividad y contribuir a los objetivos de la transición energética del Ecuador, mediante la recuperación de gas y la reducción de emisiones.

# CAPÍTULO 1. MARCO TEÓRICO REFERENCIAL

## 1.1. Revisión de literatura

La Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (EOR) es un conjunto de técnicas utilizadas para aumentar la cantidad de petróleo que puede ser extraída de un yacimiento después de que las técnicas convencionales de producción, como la recuperación primaria y secundaria, ya no son suficientes. La recuperación mejorada de petróleo (EOR) con CO<sub>2</sub> se ha utilizado ampliamente en Norteamérica durante más de 50 años (Lake, 1989).

Las fuentes de energía alternativas aún no han resultado adecuadas para satisfacer la demanda energética mundial; por lo tanto, el petróleo crudo desempeñará un papel esencial en el consumo energético futuro. La recuperación mejorada de petróleo (EOR) es un campo complejo para diversas disciplinas científicas (Nagy et al., 2015).

La tecnología de Recuperación Mejorada de Petróleo (EOR) abarca la inyección de un tipo específico de fluido o fluidos en el yacimiento mediante diversos métodos (por ejemplo, químicos, térmicos y microbianos). El fluido inyectado promueve la dislocación del crudo hacia el pozo productor. Además, los fluidos inyectados interactúan con el sistema roca-petróleo del yacimiento y generan condiciones favorables para la recuperación de petróleo (Nagy et al., 2015).

Es una de las técnicas más relevantes en el contexto de la EOR, que consiste en la inyección alternada de dos tipos de gas, generalmente gas natural y dióxido de carbono, en el yacimiento para maximizar la recuperación de petróleo. Esta técnica es especialmente útil en campos maduros donde las reservas remanentes son difíciles de recuperar mediante métodos convencionales.

La alternancia de gases tiene ventajas sobre la inyección continua de un solo gas, como mejorar la eficiencia de la movilidad del petróleo y optimizar la captura del gas. El CO<sub>2</sub> ayuda a disolver el petróleo en la fase líquida, mientras que el gas natural puede ayudar a mantener la presión del reservorio y minimizar el riesgo de colapso del yacimiento.

Considerando que el petróleo fácilmente recuperable se está agotando y que aún queda mucho petróleo en los yacimientos tras el agotamiento de los métodos convencionales, la implementación de la Recuperación Mejorada de Petróleo se ha vuelto crucial para garantizar un suministro continuo de crudo (Thomas, 2008).

Un factor físico fundamental en el desplazamiento de gas es la dispersión física, que describe cómo las moléculas del gas que se inyecta se combinan con los fluidos ya existentes en el yacimiento. Esta mezcla ocurre debido a las diferencias en las velocidades de flujo y las características del medio poroso donde se encuentran. Cuando hablamos de un proceso miscible, nos referimos a que el gas inyectado se integra totalmente con los gases o hidrocarburos del yacimiento, creando una mezcla homogénea sin que se pueda distinguir una frontera clara entre ambos fluidos. En cambio, en un proceso inmisible, los fluidos no se mezclan por completo y conservan una separación distinguible entre las diferentes fases (dos Santos et al., 2013).

La inundación con aire-espuma para EOR se utiliza recientemente como la tecnología terciaria prometedora en el desplazamiento miscible, combinando las ventajas de la inyección de aire convencional y la inundación con espuma (Chen et al., 2018).

Los modelos de simulación numérica ayudan a optimizar los parámetros de inyección (como la cantidad de gas, la frecuencia de inyección, la presión y temperatura) y predecir el comportamiento del fluido en el yacimiento. Estos modelos se basan en ecuaciones matemáticas que describen el movimiento de los fluidos a través de la roca y la interacción entre las fases de gas y petróleo. La calibración de estos modelos se realiza utilizando datos históricos del campo y mediciones en tiempo real, lo que permite ajustar los parámetros para lograr predicciones precisas.

Adicionalmente, la simulación numérica permite evaluar técnica y económicamente la aplicabilidad de los métodos de recuperación mejorada del petróleo, como la inyección GAG (Aoun et al., 2024). La simulación de yacimientos y las técnicas numéricas se incorporaron posteriormente en los estudios de predesarrollo y seguimiento como una herramienta eficaz para determinar la productividad y el comportamiento futuro del yacimiento. A medida que aumentó la capacidad computacional, se desarrollaron modelos más avanzados y detallados, que incluían diferentes fenómenos químicos y físicos (Druetta et al., 2016).

La inyección de CO<sub>2</sub> en el yacimiento petrolífero puede generar diferentes tipos de procesos de desplazamiento o inundación (miscibles, inmiscibles y casi miscibles), que dependen principalmente de la presión de operación, el petróleo y las características del yacimiento (Ren et al., 2015).

Varios estudios han explorado extensamente diversas vías para aprovechar el gas quemado. Estos incluyen la utilización del gas para la generación de energía (Amirhossein et al., 2022). Además del impacto ambiental, la quema de gases con alto poder calorífico genera considerables pérdidas económicas (Tahmasebzadehbaie & Sayyaadi, 2022).

La quema de gas en las refinerías de petróleo y gas, así como durante la extracción de petróleo, es una fuente importante de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), lo que genera importantes pérdidas económicas debido al desperdicio de gases, en su mayoría de alto poder calorífico. Para prevenir las considerables emisiones de gases de efecto invernadero y las pérdidas económicas derivadas de la quema, no solo la recuperación de gas de quema, como concepto necesario para el desarrollo sostenible en las industrias del petróleo y el gas, ha recibido gran atención en el ámbito académico y científico, sino que también se ha iniciado la aplicación industrial de estas tecnologías, especialmente en países desarrollados (Khalili-Garakani et al., 2022).

Mediante la recuperación de gas de quema, se puede satisfacer la demanda de energía y agua dulce de una zona residencial, lo que se traduce en considerables beneficios económicos y una reducción significativa de las emisiones de dióxido de carbono (Tahmasebzadehbaie & Sayyaadi, 2022).

El método de inyección de Gas Alterno Gas (GAG) constituye una alternativa económicamente viable para mejorar la extracción de hidrocarburos en yacimientos maduros, a la vez que reduce el daño ambiental causado por la combustión del gas asociado que actualmente se desperdicia.

En el presente estudio se asume la disponibilidad continua de CO<sub>2</sub> como insumo para la inyección alternada de gas en el Campo Amistad. Sin embargo, es importante precisar que, en el contexto ecuatoriano, la obtención de este gas no provendría de procesos como fermentación de estiércol, gasificación de biomasa o electrólisis (planteados en escenarios europeos), sino más bien de fuentes industriales locales, tales como plantas termoeléctricas, cementeras o refinerías, que constituyen los principales emisores de

dióxido de carbono en el país. El aprovechamiento de estas corrientes residuales no solo garantizaría el suministro requerido para el proyecto, sino que también contribuiría a la reducción de emisiones a la atmósfera. Asimismo, se considera que el horizonte de disponibilidad del CO<sub>2</sub> debe coincidir con el periodo de análisis técnico-económico de la simulación, lo que implica evaluar la factibilidad operativa de instalar sistemas de captura, compresión y transporte en un plazo alineado a las proyecciones del modelo. De esta forma, la viabilidad técnica del proyecto no solo depende del comportamiento del yacimiento, sino también de la integración logística y temporal de la cadena de suministro de CO<sub>2</sub>.

Esta estrategia se ajusta perfectamente al funcionamiento de plataformas múltiples. Estas plataformas operan de manera integrada dentro de una misma área o campo petrolero, compartiendo infraestructuras para la recolección, compresión, separación de componentes y manejo de fluidos. Esta configuración permite maximizar la eficiencia de los recursos técnicos y operativos en entornos marinos costa afuera. Esta técnica podría ser una solución rentable para aumentar la recuperación de petróleo y mitigar el problema de la quema de gas. El enfoque aborda:

- Disponibilidad de inyección de gas: las tarifas de gas dependen del gas asociado producido desde la plataforma múltiple o de si la plataforma múltiple está conectada a una red de recolección de gas.
- Restricciones de propiedad: Los arrendamientos colindantes podrían pertenecer a un operador diferente. Por lo tanto, es necesario analizar cuidadosamente el posible efecto de la inyección de gas en los arrendamientos adyacentes.
- Costo de compresión.
- Avance temprano del gas, que consiste en la llegada anticipada del gas a los pozos productores, lo cual puede afectar negativamente la eficiencia de la recuperación de hidrocarburos, ya que provoca una caída prematura de la presión del yacimiento y limita la producción (Aoun et al., 2024)

El Campo Amistad - Bloque 6 es un yacimiento que se caracteriza por formaciones geológicas específicas, como la formación Subibaja-Zacachum, cuyas propiedades geofísicas y petrográficas influirán directamente en el comportamiento de la inyección de

GAG. Las propiedades como la porosidad, permeabilidad, y la composición química del gas son fundamentales para el diseño de una estrategia de inyección de gas eficiente.

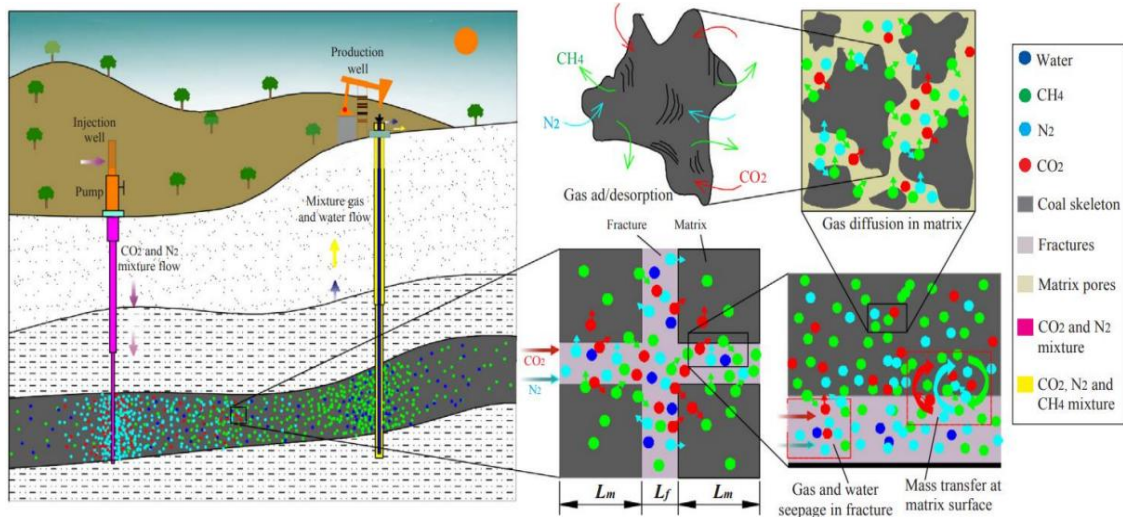
El monitoreo de las condiciones del campo, mediante la medición de parámetros como la presión, temperatura, y salinidad, es esencial para el diseño de un sistema de inyección de gas. Las simulaciones numéricas permiten modelar cómo las distintas condiciones de este campo específico impactarán la efectividad de la técnica de GAG y, por lo tanto, se debe tener en cuenta la variabilidad geológica y operativa del Campo Amistad.

Las principales ventajas de implementar la inyección GAG son:

- Gas inyectado hará que se produzca más gas en pozos adyacentes.
- Tasas de inyección de gas significativamente menores en comparación con método Huff and Puff. La técnica se basa en una inyección cíclica de gas, aplicado en la recuperación de hidrocarburos.
- Mitigación del problema de fuga temprana.
- Técnica rentable debido a que requiere una unidad de compresión para funcionar. En lugar de varias unidades como otros métodos.
- Luego de algunos ciclos de inyección alternada de gas, el gas producido aumenta y alcanza un nivel que permite operaciones de inyección continua y el gas excedente se envía a la red de recolección de gas (Cochea & Tumbaco, 2024).

Así mismo, se presenta importantes consideraciones que se deben tener presentes para la utilización del modelo GAG:

- Reconocimiento del área de estudio, yacimientos y pozos de gas.
- Espesor y permeabilidad del yacimiento.
- Refinamiento del mallado para el comportamiento del flujo en los yacimientos.
- Ecuación de estado para simular las interacciones composicionales de los fluidos del yacimiento.
- Propiedades del yacimiento como porosidad, presión inicial, saturación de agua, fracturas, temperaturas del yacimiento, para el modelo de simulación.
- Características del fracturamiento hidráulico.
- Curvas de permeabilidad relativa (Aoun et al., 2024).



*Ilustración 1 Adsorción competitiva cuando se inyecta una mezcla de N<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub> para la producción de gas natural (Aoun et al., 2024)*

En la figura 1, podemos observar los parámetros relevantes para la simulación del método GAG (Gas Alternativo Gas), enfocado en la inyección de una mezcla de N<sub>2</sub>/CO<sub>2</sub> para la optimización de la producción de gas natural; además, se destaca la adsorción competitiva de los gases inyectados en los poros de la formación geológica, así como las dinámicas de inyección y producción en pozos estratégicamente ubicados. De igual manera, se consideran condiciones geológicas como las longitudes de la matriz  $L_m$  y longitudes de las fracturas  $L_f$ , como la presencia de fallas, que pueden influir significativamente en la distribución y el desplazamiento de los gases inyectados, proporcionando una visión integral y detallada de las interacciones y comportamientos esperados durante la implementación del método GAG (Cochea & Tumbaco, 2024).

La inyección de Gas Alternativo Gas (GAG) es una técnica avanzada utilizada para mejorar la recuperación de petróleo en campos que ya han alcanzado una etapa madura, donde la extracción convencional ya no es tan eficiente. Esta técnica tiene grandes ventajas porque permite maximizar la cantidad de petróleo que se puede extraer. Sin embargo, su éxito depende de varios factores, como el tipo de gas utilizado, las condiciones particulares del yacimiento y cómo se diseñan los modelos de simulación para predecir su comportamiento. Con el uso de software especializado, se pueden realizar simulaciones y ajustar los parámetros de inyección para obtener el mejor rendimiento posible del campo, algo que es crucial para el Campo Amistad - Bloque 6 en particular.

## 1.2.Desarrollo teórico

### 1.2.1. Ubicación geográfica del Campo Amistad

El campo petrolero Amistad posee un área aproximada de 2250 Km<sup>2</sup>. Se ubica en el Golfo de Guayaquil, al sureste de la ciudad de Machala, provincia de El Oro, a 65 Km de Puerto Bolívar (Pérez, 2016). Es el único campo ubicado en costa afuera (territorio marítimo ecuatoriano). En este campo petrolero se perforó el primer pozo productor de gas natural (Amistad-01) en el año de 1969 (Cochea & Tumbaco, 2024).

Las características de ubicación y producción de este campo determinan las condiciones de problemas (obstrucción en tuberías) relacionados con la transferencia de calor que ha causado disminución en la producción. Actualmente, esta problemática se contrarresta con un control termodinámico a base de inyección de metanol (Sola & Gallo, 2018).



*Ilustración 2 Localización geográfica del campo Amistad. (Cochea & Tumbaco, 2024)*

La figura 2 se presenta la localización geográfica del campo Amistad geográficamente, además de toda su extensión; en la que se incluye a la Isla Santa Clara, parte de la Isla Puná y finalizando su dominio hasta los límites del mar territorial de Perú.

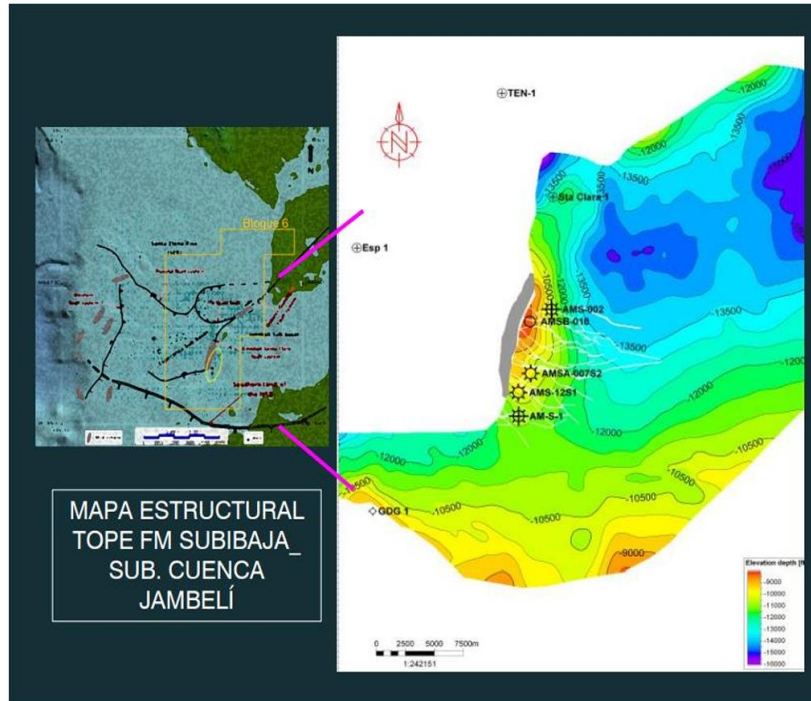


Ilustración 3 Ubicación de la formación Subibaja del campo Amistad. (EPPetroEcuador, 2025)

De igual manera, en la figura 3 se muestra un mapa estructural, el cual representa la configuración del subsuelo mediante curvas de igual profundidad, permitiendo identificar elevaciones, depresiones y estructuras clave del yacimiento que influyen directamente en la ubicación de pozos y el diseño de estrategias de recuperación. Se presenta el foco de estudio de este trabajo de investigación, siendo éste en la formación “Subibaja”; particularmente como ya se ha mencionado en los objetivos planteados, será en el miembro Zacachum, siendo el principal reservorio productor como se aprecia en la imagen mostrada.

Esta formación está caracterizada por una estructura anticlinal con fallas, atravesada por un diapiro, y se encuentra a una profundidad promedio de 11,000 pies. Las presiones iniciales en esta formación oscilan entre 4,500 y 5,000 Psi. El gas producido es gas seco, compuesto en un 99% por metano, la zona productora tiene un espesor neto de 120 pies y está conformada por litología de arenisca, correspondiente a un depósito deltaico. Adicionalmente, se destacan parámetros petrofísicos como una porosidad del 16.8%, una permeabilidad de 230 milidarcys (MD) y una saturación de agua del 38% (Cochea & Tumbaco, 2024).

### **1.3. Geología del Campo Amistad.**

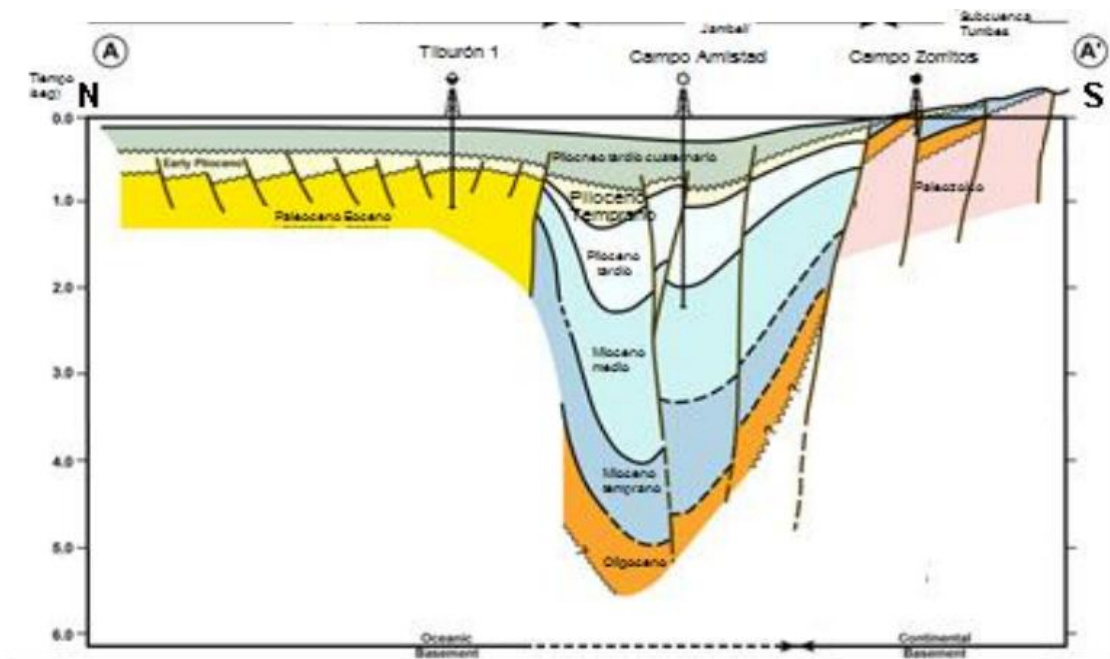
La zona constituye una cuenca sedimentaria con un espesor máximo en el eje de la cuenca de aproximadamente 12.000 metros de sedimento de depósitos marinos continentales, de origen probablemente deltaico y que lito estratigráficamente resulta en una secuencia alternante de arenas y lutitas, con pequeños espesores de calizas de edad que va desde el Oligoceno hasta el Reciente. Estas arenas y arcillas por efecto de la compresión tectónica de levantamiento produjeron condiciones estructurales y estratigráficas necesarias para el entrapamiento de hidrocarburos (Valle & Flores, 2014).

El Campo Amistad está ubicado en el Graben Jambelí, este corresponde a un área de compleja tectónica con dirección NE-SO que ocupa la Isla Puná, el Canal de Jambelí y la parte sur del Golfo de Guayaquil; esta deformación es atribuida al movimiento transcurrente dextral de la Falla Guayaquil (Benítez, S; Acosta, 2021). Siendo considerada por los autores, como la cuenca de mayor subsidencia en el Ecuador.

La complejidad geológica que presenta la zona ha originado que se desarrollen múltiples interpretaciones, con distintas teorías, en las que la estructura se presenta con trampas estructurales y estratigráficas (Valle & Flores, 2014). Desde el punto de vista geológico, el Campo Amistad es un yacimiento de gas natural alojado en una estructura anticlinal fallada, típica de los procesos tectónicos compresivos que afectaron la Cuenca, en el margen costero de Ecuador. El reservorio principal se encuentra en la formación Subibaja, dentro del miembro Zacachum, caracterizado por depósitos de areniscas de origen deltaico intercalados con lutitas.

La estructura está parcialmente afectada por la intrusión de diapiros salinos, lo que genera compartimentalización del reservorio. Las condiciones petrofísicas, como la porosidad media del 16-18% y una permeabilidad en el orden de cientos de milidarcys, favorecen la movilidad del gas seco, compuesto mayoritariamente por metano, haciendo del Campo Amistad una unidad geológica de gran valor estratégico para la producción de hidrocarburos no asociados en el país.

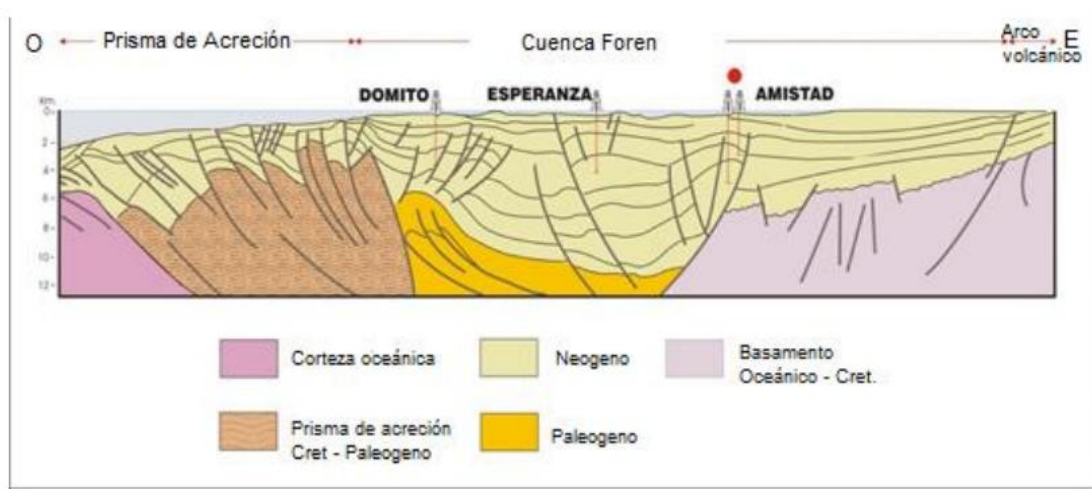
La estructura del Campo Amistad es un anticlinal norte-sur con fallas complejas. Esta característica se bifurca al norte y es adyacente a su culminación por una gran falla de desplazamiento horizontal dextral de tendencia noreste-sudoeste. El lado occidental está limitado por una falla norte-sur que se desplaza hacia abajo, al oeste. El origen de esta estructura levantada, sobre la base de evidencia geofísica e historia tectónica, se piensa que es el resultado de la compresión oblicua a lo largo del lado este de la falla de desplazamiento horizontal dextral. Allí parece haber habido por lo menos dos períodos de levantamiento. Uno ocurrido en el tiempo Mioceno Medio Tardío, posterior al depósito de las arenas de gas de la Formación Progreso en el evento de discordancia de mapeo. El segundo levantamiento ocurrido durante el tiempo del Plio-Pleistoceno cerca de la superficie sobre una profundidad de 1.000 pies. Cada período de levantamiento fue verificado sísmicamente por la presencia de una discordancia de erosión. También se identificó una convergencia de la sección sedimentaria que cubre cada discordancia cerca del eje crestal de la estructura (ARCH, 2006).



*Ilustración 4 Presentación DNH-Revisión del Campo Amistad (DNH, 2008)*

Según se observa en la figura 4, se muestra un perfil geológico con orientación norte-sur que corta transversalmente la cuenca de Jambelí, a incluir el Campo Amistad. Este corte

revela las unidades estratigráficas más importantes de la zona, incluyendo las formaciones del Paleoceno, Mioceno y Plioceno, además de los procesos de hundimiento que propiciaron la deposición de sedimentos. Asimismo, se identifican los sistemas de fracturas que modifican la configuración del yacimiento. Este perfil estratigráfico facilita la comprensión de los procesos tectónicos y de sedimentación que moldearon la región, y constituye una herramienta fundamental para analizar la forma y extensión de la Formación Subibaja, que alberga el reservorio que se está investigando.



*Ilustración 5 Corte estructural W-E del Golfo de Guayaquil (DNH, 2008)*

En la figura 5, podemos identificar la ubicación del Campo Amistad en la cuenca Jambelí, se observan claramente las unidades geológicas que conforman la región. Esta información es fundamental para comprender la evolución estructural del área y la configuración actual del sistema.

### **1.3.1. Estructuras Principales en el Golfo de Guayaquil**

De acuerdo a Deniaud, 1998, en el Golfo de Guayaquil se han diferenciado 3 tipos de estructuras mayores: extensivas, diapíricas y de rumbo.

➤ Estructuras Extensivas

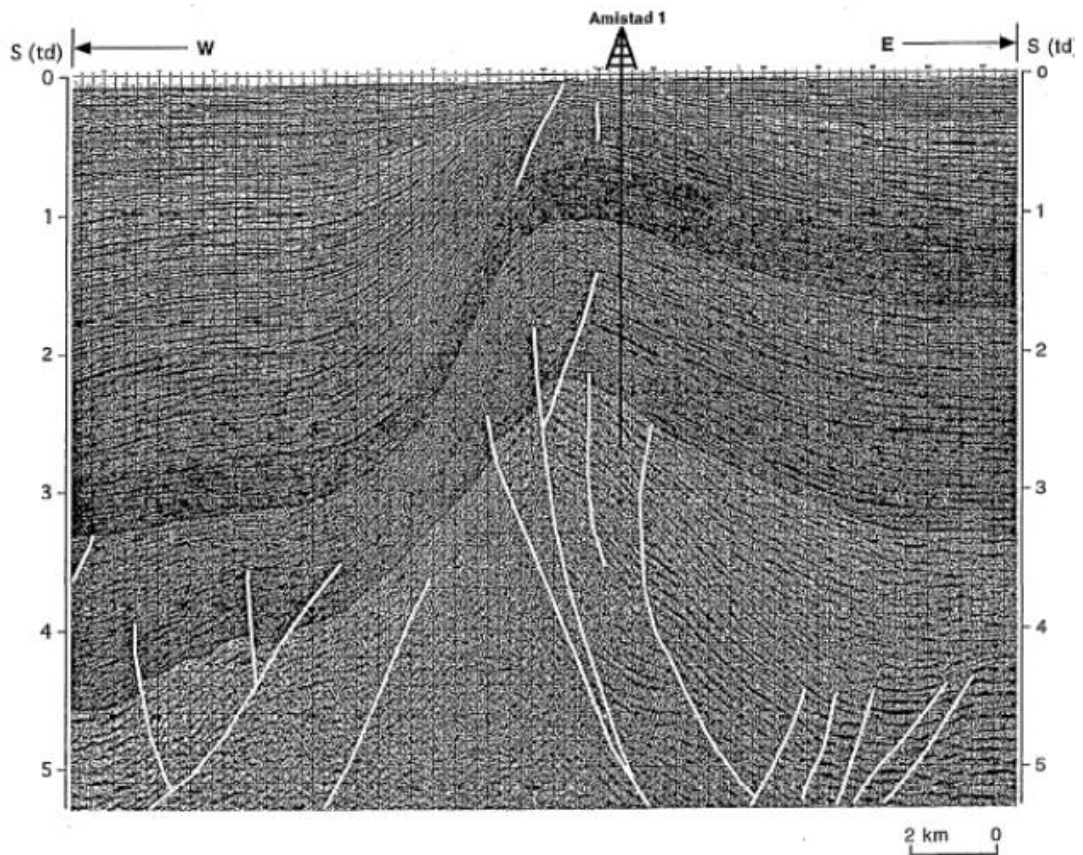
- Estructura Posorja: Se ubica al Norte del Golfo de Guayaquil, está conformado de una zona de fallas normales que afectan al basamento; este sistema marca el límite sur del levantamiento Santa Elena-Posorja.
- Estructura Esperanza: Pertenecer al mismo sistema extensivo que la estructura Posorja y se trata de un anticlinal de tipo “roll over” desarrollado sobre una falla lítrica E-O que afecta el basamento. Su eje es E-O y divide la cuenca del Golfo en dos subcuencas.

➤ Estructuras Diapíricas

- Al occidente del Golfo de Guayaquil, se observan numerosas estructuras diapíricas arcillosas las cuales se desarrollan a lo largo de fallas extensivas que limitan bloques basculados.

➤ Estructuras de rumbo

- Estructura Tenguel: Se compone por una falla a vergencia suroeste que afecta al Neógeno, es una estructura orientada NO-SE. Al Noreste de la estructura se observan un anticlinal y un sinclinal.
- Estructura Amistad: Compuesta por un pliegue con orientación N-S que se desarrolla encima de fallas subverticales que se enraízan en el basamento y se abre en flor positivas. (Figura 6)



*Ilustración 6 Estructura del Campo Amistad (Deniaud, 1998)*

La figura 6, nos permite observar la configuración estructural del subsuelo en el Campo Amistad. Las líneas continuas que aparecen marcadas muestran los contactos entre diferentes capas de roca, es decir, los cambios litológicos; dónde hay fracturas o fallas, lo que evidencia la complejidad estructural del yacimiento.

### **1.3.2. Marco Estratigráfico**

La serie estratigráfica del Graben de Jambelí, se ha reconocido por las perforaciones realizadas en la estructura como Golfo de Guayaquil-1 y Amistad Sur-1. Las siguientes descripciones, basadas en el trabajo de (Ordóñez, M; Jiménez N; Suárez, 2006), corresponden a las unidades del Mioceno donde se han identificado arenas productoras en la Formación Progreso y Subibaja (Bermudez, 2016).

| ERA GEOLÓGICA |             | GRUPO    | FORMACIÓN | LITOLOGÍA | AMBIENTE DE DEPOSITACIÓN | DESCRIPCIÓN  |   |
|---------------|-------------|----------|-----------|-----------|--------------------------|--|---|
| CUATERNARIO   |             |          | PUNA      | .....     | MARINO SOMERO            | ARENISCAS CALCAREAS Y COQUINAS                                   |   |
| NEOGENO       | PLIOCE NO   | MIOCE NO | PROGRESO  |           | DELTAICO A MARINO SOMERO | ARENISCAS CON FINAS CAPAS DE ARCILLAS CON AGLOMERADOS VOLCANICOS |   |
|               |             |          |           |           |                          | ARENISCAS GRANO FINO-MEDIO, MASIVAS                              |   |
|               |             |          |           |           |                          |  |   |
|               | MEDIO       |          | DOS BOCAS | SUBIBAJA  |                          | LITORAL A MARINO LACUSTRE  | ARENISCAS CON CONGLOMERADOS LIMOLITAS GRISES FRIABLES, MODERADAMENTE COMPACTAS Y LUTITAS CAFE |
|               | TEMPRANO    |          |           | DOS BOCAS |                          | MARINO PROFUNDO  | LUTITAS, LIMOLITAS, GRIS CLARO O CAFÉ CON FINAS CAPAS DE ARENISCAS                            |
|               | OLIG OCEN O |          | EOCENO    | ZAPOTAL   | ZAPOTAL                  |  | MARINO SOMERO FLUVIAL DELTAICO  |
|               |             |          |           |           |                          |  |   |

Ilustración 7 Columna Estratigráfica Generalizada (ARCH, 2006)

En la figura 7 se presenta la columna estratigráfica de la cuenca Jambelí, la cual organiza las diferentes unidades geológicas según su cronología, composición litológica, ambiente deposicional y características descriptivas. Esta representación estratigráfica permite comprender la secuencia vertical de formaciones en el área de estudio, incluyendo las formaciones Subibaja, Dos Bocas y Zapotal. Cada unidad exhibe litologías diversas

areniscas, lutitas, limolitas y conglomerados relacionadas con ambientes deposicionales que van desde marinos someros y profundos hasta lacustres y deltaicos.

### **1.3.3. Formaciones Sedimentarias del Golfo de Guayaquil**

Grupo Subibaja (Mioceno inferior a medio):

En este grupo hemos reunido a las formaciones Zapotal, Dos Bocas y Subibaja.

#### **1.3.3.1. Formación Zapotal (Mioceno inferior Aquitaniano)**

La Formación Zapotal consiste en areniscas, conglomerados, limolitas, arcillitas que se convierten en lutitas.

Una menor cantidad de toba está presente como estratos individuales y como un constituyente de los clásticos. Las areniscas de Zapotal difieren grandemente y varían, de pobremente clasificada, muy arcillosas, duras sin permeabilidad. Estas varían de cuarzosas a grawuacas, contenidos frecuentemente de madera y cuarzo, presencia de cenizas y/o pomáceas. Guijarros subangulares a redondeados y bloques de cuarzo, cuarcita, horstones, toba, arenisca, arcillita y fragmentos de rocas ígneas, constituyen el conglomerado. En algunas áreas, especialmente en la parte norte de la cuenca, fragmentos de calizas están presentes. La matriz es generalmente una arenisca micácea, impura, de grano grueso. Localmente los conglomerados son muy masivos y predominantes (Valle & Flores, 2014).

La Zapotal va de un ambiente de playa a la fase localmente continental de la formación Dos Bocas. Su contacto inferior con la Ancón es aparentemente por disconformidad angular, en algunas áreas y concordante en otras. Las fases de Cuenca de la Zapotal inferior, han sido algunas veces llamadas, formación las Cañas, la cual es muy similar a la formación Dos Bocas, separación que es justificable (ANCHAR, 2011).

### **1.3.3.2. Formaciones Dos Bocas/Villingota (Mioceno Inferior Budigaliano)**

En la Isla Puná sub afloran las rocas de las Formaciones Dos Bocas/Villingota no diferenciadas (García, M;Vilema, 1986), formando una franja alargada de un ancho de 2 Km aproximadamente en dirección paralela a la falla de La Cruz desde Bajada hasta Campo Alegre. Estos depósitos corresponden a un máximo transgresivo con un ambiente nerítico externo a batial superior (Ordóñez, M; Jiménez N; Suárez, 2006).

La Formación Dos Bocas se conforma de arcillolitas semiduras gris oscuras que meteorizan a café chocolate, presentan vetillas de yeso. Mientras que la Formación Villingota está constituida por arcillolitas de color gris a gris verdosas muy ricas en microfauna, limolitas gris amarillentas, limolitas arenosas y esporádicos estratos de arenisca fina gris amarillenta a gris oscura (García, M;Vilema, 1986). Se supone que estas formaciones existen en el Golfo a profundidades que no han sido alcanzadas en las perforaciones (ANCHAR, 2011).

### **1.3.3.3. Formación Subibaja**

En el Golfo de Guayaquil la Formación Subibaja es atravesada parcialmente por los pozos Golfo de Guayaquil-1, Domito-1 y Amistad Sur-1 por lo que se desconoce su espesor total al interior del Golfo. Sus dos miembros son interestratificaciones de arcillolitas oscuras, fósiles, y areniscas cuarzosas color gris finas a gruesas, regular a mal seleccionadas con granos subangulosos a subredondeados, con abundante matriz arcillosa y cemento silíceo. Se interestratifican con limolitas laminadas color gris, carbonosas y algo arenosas. Los minerales accesorios son mica, glauconita, pirita y carbón (García, M;Vilema, 1986).

### **1.3.3.4. Formación Progreso (Mioceno Medio Superior)**

En la parte costa adentro se extiende ampliamente por toda la parte central de la Cuenca Progreso, alcanzando un espesor estimado de 2700 m (Valle & Flores, 2014).

Litológicamente está conformada por interestratificaciones de areniscas blandas, arcillolitas verdes y lutitas oscuras, entre las cuales se depositan ocasionales capas de lumauelas, arcillas bentónicas, tobas, areniscas guijarrosas, areniscas calcáreas con ostras y microconglomerados. La materia carbonosa está presente en trazas (García, M;Vilema, 1986).

En el Golfo se puede describir en general como interestratificaciones de areniscas gris claras a marrón claro-grisáceas, de tamaño variable con mayor frecuencia entre muy fino y mediano, de regular selección y pobre consolidación, con abundante matriz arcillosa hacia el Sur y más limpias hacia el Norte, generalmente cementadas por calcita. Estos estratos están intercalados con lutitas marrón a marrón-grisáceas, suaves, micáceas, generalmente calcáreas, y carbonosas, con contenido variable de bioclastos. Los minerales accesorios más comunes son micas, glauconita, pirita masiva y carbón (García, M;Vilema, 1986).

Esta formación es de edad Mioceno Medio a Mioceno Tardío corresponde a un ambiente marino somero de plataforma interna en la base a estuarino-deltaico de agua salobre al tope. (Ordóñez, M; Jiménez N; Suárez, 2006)

#### **1.3.3.5. Formación Puná (Plioceno Inferior – Pleistoceno Superior)**

Esta serie abarca las zonas N18 (Zanciano), N22 (Calabriano) de la Biozonación de Foraminíferos Planctónicos en la Carta Crono estratigráfica de (Vail, 1987). Ha sido dividida en dos miembros:

##### **Puná Inferior (Miembro Placer)**

En su localidad tipo, en el Norte Este de la isla Puná, está compuesto de lutitas grises, amarillas y chocolates, con numerosas capas de limolitas y areniscas. Estas areniscas se intercalan con capas de arcillolitas limosas gris claras a gris oscuras o verdosas,

generalmente calcáreas, solubles, plásticas y carbonosas, con abundante contenido de bioclastos, micas y pirita, y con variable contenido de microfósiles.

Los otros componentes litológicos de la formación son limolitas gris-verdosas, deleznales, carbonosas, piritosas, micáceas, generalmente arenosas y bioclásticas; y calizas crema a ligeramente verdosas o marrón claro, masivas, compactas, dolomíticas y con glauconita, las cuales son más comunes hacia el Norte (García, M;Vilema, 1986).

Este miembro corresponde al Plioceno Temprano (zona N18) y al Plioceno Tardío (zona N21) y de acuerdo a datos paleontológicos es de un ambiente estuarino con transgresiones a la base (zona N19) a marino de plataforma media a externa zona N21 (Astiano) (García, M;Vilema, 1986).

### **Puná Superior (Miembro Lechuza)**

Corresponde al Pleistoceno Temprano zona N22 (Calabriano) (García, M;Vilema, 1986) de edad entre 1.9 y 0.8 millones de años.

Litológicamente se conforma por interestratificaciones de areniscas, limolitas y lutitas que hacia el N se intercalan con calizas. Las areniscas son mayormente de grano fino a medio, y en menor proporción grueso a microconglomerático, generalmente de colores gris-blancuecino a gris-oscuro o verdoso, calcáreas, friables, compuestas mayormente de cuarzo hialino y lechoso, de regular a mala selección, forma angular a subredondeados, con fragmentos líticos, bioclastos y ocasionalmente glauconita, de matriz arcillosa o carbonosa y baja porosidad. Las limolitas son arcillosas, de tonos gris-oscuro a verdeoliva, micáceas (Valle & Flores, 2014).

Las arcillolitas son generalmente gris claros a marrón claro, suaves, generalmente calcáreas, micáceas y con bioclastos, presentando además pirita diseminada o masiva y materia carbonosa. Las calizas, reportadas únicamente en el pozo Domito-1, son de color crema-verdosa, masivas, dolomíticas y duras, con glauconita, bioclastos y microfósiles piritizados (García, M;Vilema, 1986). Este miembro es de un ambiente marino de plataforma interna a deltaico-estuarino al tope (Benitez, 2022).

## **1.4. Caracterización petrofísica del Campo Amistad**

La caracterización petrofísica es el proceso mediante el cual se determinan y analizan las propiedades físicas y químicas de las rocas del subsuelo, especialmente aquellas que conforman los reservorios de hidrocarburos. Este análisis incluye parámetros clave como la porosidad, permeabilidad, saturación de fluidos y litología, los cuales permiten entender la capacidad de almacenamiento y flujo de los hidrocarburos dentro del yacimiento. A través de datos obtenidos de registros geofísicos, núcleos, pruebas de pozo y modelado numérico, la caracterización petrofísica proporciona la base para la estimación de reservas, el diseño de estrategias de producción, y la selección de métodos de recuperación mejorada, siendo un pilar fundamental para el desarrollo eficiente y sostenible de cualquier campo petrolero o gasífero.

### **1.4.1. Porosidad**

La porosidad es la medida de la capacidad que dispone una roca para almacenar algún fluido y está definida por la relación entre el volumen de espacios para almacenar fluidos y el volumen total de la roca. Una buena porosidad varía entre 25% y 35%. El dato de porosidad del campo Amistad se puede apreciar en la ilustración 8 (Pérez, 2016)

La porosidad efectiva no incluye los poros aislados y los poros ocupados por el agua absorbida en los granos de los minerales.(Pérez, 2016)

### **1.4.2. Permeabilidad**

Fue establecida por Henry Darcy en 1856 y se define como la capacidad de la roca para permitir el paso de fluidos a través de ella. Las rocas muy permeables, como las areniscas, tienen a estar conformadas de poros grandes e interconectados. Las rocas impermeables, como las lutitas, poseen granos más finos, pequeños y menos interconectados. Su unidad de medida es el Darcy o milidarcys.

- Permeabilidad absoluta: Es la permeabilidad que se obtiene cuando existe solamente un fluido o fase en la roca (k)
- Permeabilidad efectiva: Es la capacidad de flujo de un fluido cuando existen dos fluidos inmiscibles dentro de la roca ( $k_e$ ).
- Permeabilidad relativa: Se define como la relación entre la permeabilidad efectiva y la permeabilidad absoluta. La importancia de conocer el valor de la permeabilidad relativa resulta de poder conocer y comparar las capacidades de flujo de los fluidos presentes (Pérez, 2016)

### 1.4.3. Saturación de los fluidos

La saturación de un fluido se define como la cantidad de ese fluido en relación con el volumen total de poros que disponga la roca. Se mide en porcentaje (%) y su valor se observa en la ilustración 8 (Pérez, 2016)

A continuación, se muestran las propiedades del reservorio productor principal Miembro Zacachum de la formación Subibaja.

| <b>Propiedades</b>             | <b>Descripción</b>                     |
|--------------------------------|--|
| Tipo de estructura             | Anticlinal fallado cortado por diapiro |
| Profundidad promedio           | 11000 ft                               |
| Presiones iniciales            | 4500-5000 PSI                          |
| Tipo de gas                    | Gas Seco – Metano 99%                  |
| Espero neto de zona productora | 120 FT                                 |
| Litología                      | Arenisca/Depósito deltaico             |
| Porosidad                      | 16.8%                                  |
| Permeabilidad                  | 230 MD                                 |
| Saturación del agua            | 38%                                    |

*Ilustración 8 Propiedades del reservorio del campo Amistad. (EPPetroEcuador, 2024)*

En la figura 8 se presentan las principales características del yacimiento objeto de estudio. Note, que el gas que se extrae del Campo Amistad tiene una composición muy particular y al está formado casi en su totalidad por metano, llegando a alcanzar aproximadamente un 99% de este componente. Esta característica hace que se le considere un gas seco, lo cual es importante porque esta composición tan específica tiene un impacto directo en cómo se comporta el yacimiento y también determina qué métodos de recuperación mejorados son los más adecuados para usar en este campo.

## **1.5. Propiedades de los gases**

Las propiedades de los gases se refieren a las características físicas y termodinámicas que definen su comportamiento en diferentes condiciones de presión, temperatura y volumen. Entre las más importantes se encuentran la compresibilidad, la viscosidad, la densidad, el factor de volumen ( $Z$ ) y la ley de los gases ideales o reales. Estas propiedades influyen directamente en el diseño de procesos de transporte, almacenamiento e inyección de gas en yacimientos, y son fundamentales para las simulaciones de comportamiento en reservorios.

### **1.5.1. Composiciones de los gases naturales.**

El gas natural está formado principalmente por metano ( $\text{CH}_4$ ), alcanos pesados como etano ( $\text{C}_2\text{H}_6$ ), propano ( $\text{C}_3\text{H}_8$ ), butano ( $\text{C}_4\text{H}_{10}$ ), nitrógeno. Las principales características del gas natural son:

- Es una fuente de energía limpia que se encuentra en grandes proporciones en yacimientos.
- Es importante para la producción de amoníaco, metanol y etileno (con sus derivados).
- Posee características antidetonantes que, al mezclarse con el aire durante la combustión, aumenta la eficiencia térmica (Cochea & Tumbaco, 2024).

### 1.5.2. Cromatografía de los gases.

La cromatografía de gases unidimensional es un método clásico de analitos volátiles y térmicamente estables en la ciencia de la separación. La cromatografía de gases bidimensional determina un grado más amplio de separación, debido a que proporciona una resolución significativamente mejorada con un bajo impacto en el tiempo del análisis cromatográfico y el uso de recursos (Byrnes, J., Roger, F., & Bagchi, 2023). Además, esta cromatografía bidimensional proporciona información importante sobre los procesos químicos.

Para (Momotko, M., Łuczak, J., Przyjazny, A., & Boczkaj, 2022), la cromatografía de gases se utiliza para separar diversos compuestos odorantes. El tránsito y pico de los compuestos depende de la temperatura durante el muestreo y detección. La separación de los compuestos volátiles y semivolátiles se logra a través del uso de la columna cromatográfica y sus fases estacionaria y móvil. La fase estacionaria es crítica debido a que determina la selectividad del proceso de separación que depende del tipo de interacciones entre el analito y la fase estacionaria. Además, es importante que la fase estacionaria seleccionada coincida con las propiedades de los compuestos que se separan (Gaida, M., Stefanuto, P.-H., & Focant, 2023).

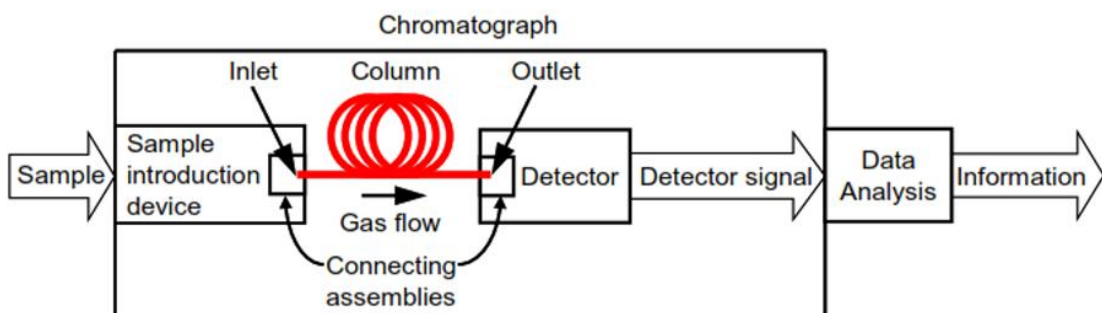


Ilustración 9 Diagrama de sistema de cromatografía de gases. (Blumberg, 2021)

En la Figura 9, se puede observar un diagrama de la cromatografía analítica de gases, tomando en cuenta con especial atención, los procesos de separación de componentes con la finalidad de obtener información sobre su composición molecular.

### 1.5.3. Diagrama de fases

Con la ecuación de estado y algunos algoritmos de equilibrio de múltiples fases, se podría estimar el estado de equilibrio del gas natural, considerando la temperatura, presión y una composición molar (Aursand & Hammer, 2018)

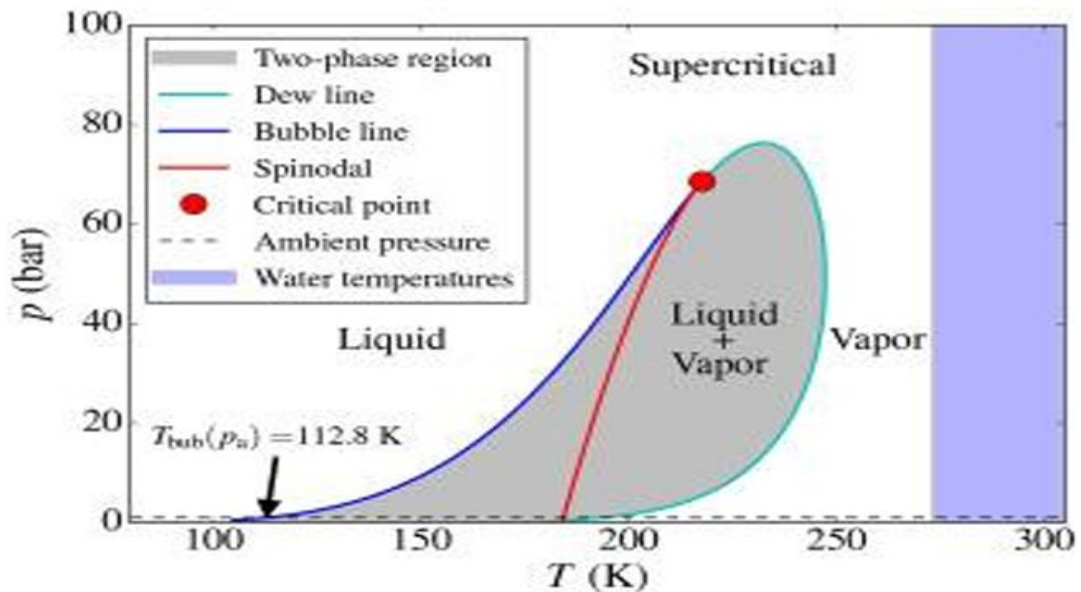


Ilustración 10 Diagrama de fases de una composición típica de gas natural. (Aursand & Hammer, 2018)

En la figura 10, se presenta una curva de diagrama de fases, especialmente en el contexto de yacimientos de gas natural o procesos de inyección como GAG, se debe considerar los siguientes elementos clave:

1. Composición del fluido: Identificar los componentes del gas (metano, etano, CO<sub>2</sub>, etc.) para usar mezclas reales o pseudocomponentes.
2. Presión y temperatura: Son variables esenciales; el diagrama se construye en función de estos parámetros.
3. Presión y temperatura críticas: Determinan los puntos en los que la mezcla cambia de estado (líquido, gas, o ambos).

4. Ecuación de estado (EOS): Usualmente se emplean Peng-Robinson o Soave-Redlich-Kwong para modelar el comportamiento del gas. Estas ecuaciones permiten estimar parámetros como la densidad, el factor de compresibilidad, la entalpía y el equilibrio de fases, a partir de las condiciones de presión, temperatura y composición de los fluidos.
5. Curvas P-x-y o T-x-y: Permiten visualizar regiones de una sola fase (líquido o gas) o de dos fases (líquido + gas).
6. Punto de burbuja y punto de rocío: Ayudan a definir los límites entre fases.
7. Datos experimentales o simulados: Se usan para validar el modelo del diagrama.

Este diagrama es fundamental para definir condiciones óptimas de operación y prevenir fenómenos como la condensación retrógrada.

#### **1.5.4. Densidad.**

La densidad es una propiedad termofísica importante que mide la relación de la masa y el volumen de los gases. La densidad de los gases es mucho menor relacionada a la densidad de los líquidos, debido a la separación de átomos en los gases (Zhang, X., Luo, Z., Liu, J., Wang, J., & Shafieezadeh, 2023). Existe una fuerte dependencia de la densidad con propiedades como presión y temperatura (Al-Bodour, A., Alomari, N., Gutiérrez, A., Aparicio, S., & Atilhan, 2023). Por ejemplo, la temperatura es un factor que influye en las densidades de los disolventes. Es decir, a mayor temperatura, mayor densidad.

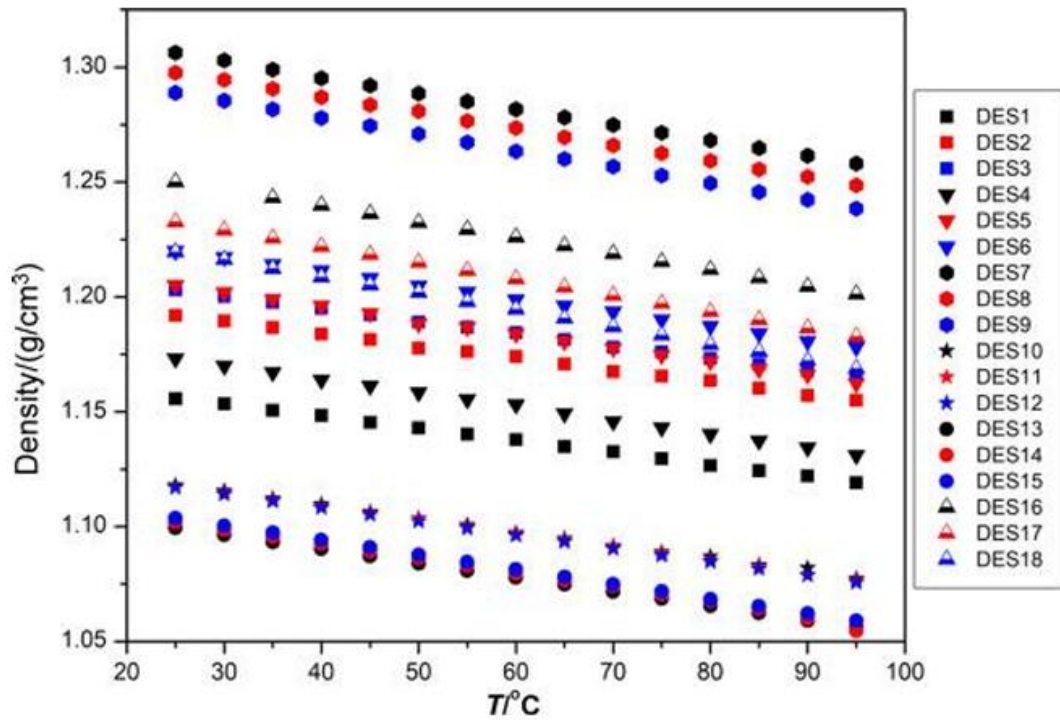


Ilustración 11 Comportamiento de densidad de disolventes a diversas temperaturas, (Al-Bodour, A., Alomari, N., Gutiérrez, A., Aparicio, S., & Atilhan, 2023)

La Figura muestra el cambio lineal de densidad con la temperatura en el proceso de empaquetamiento de disolventes (Cochea & Tumbaco, 2024). Se presenta el comportamiento de la densidad de los 18 disolventes en el rango de temperatura establecido. Se observa que, la densidad disminuye de manera progresiva con el incremento de la temperatura, lo que concuerda con el comportamiento típico de líquidos debido a la expansión térmica. Estos resultados permiten identificar formulaciones con mayor estabilidad fisicoquímica ante variaciones térmicas, aspecto clave para seleccionar el disolvente óptimo según las condiciones de operación previstas.

### 1.5.5. Viscosidad

La viscosidad es una propiedad física que mide la resistencia de un fluido a fluir, describe el movimiento del gas o líquido a través de un medio poroso. En los yacimientos de gas, esta propiedad juega un papel determinante porque controla directamente cómo fluye el

gas a través de la roca que lo contiene. La viscosidad de los gases se encuentra en función de la presión, temperatura, densidad y peso molecular (Londono, F. E., Archer, R. A., & Blasingame, 2002).

### **1.5.6. Solubilidad**

La solubilidad es la capacidad que tiene una sustancia para disolverse en otra, formando una mezcla uniforme. En sistemas de gas, la solubilidad del gas en líquidos influye directamente en procesos de separación, transporte e inyección. Entender la solubilidad es esencial para optimizar el comportamiento de fases en yacimientos. También está relacionada con el equilibrio termodinámico entre fases.

Según (Ratnakar, R. R., Venkatraman, A., Kalra, A., & Dindoruk, 2020), la solubilidad posee las siguientes características:

- Es importante para modelar el proceso de reacción con minerales en la fase acuosa.
- Es una propiedad clave para determinar la cantidad máxima de la captura de CO<sub>2</sub> en los yacimientos de petróleo/gas.
- Determina la elección de los materiales del pozo y de la instalación para garantizar su integridad.
- La presencia de sales en el agua puede ocasionar un impacto significativo en la solubilidad del gas.

La solubilidad de un gas en un líquido depende de la presión del gas que ejerce sobre el líquido y la superficie de contacto de las fases (Zanin, A., Pavlyuchenko, E., & Shcherba, 2021).

### **1.5.7. Compresibilidad.**

La compresibilidad del gas es la propiedad que muestra la variación del volumen de un gas a diferentes presiones. Para el gas, esta propiedad resulta esencial al momento de

simular cómo se comporta dentro del yacimiento, debido a que su volumen puede experimentar cambios considerables cuando se somete a las condiciones de elevada presión y temperatura que existen en el subsuelo. La compresibilidad es el cambio proporcional de volumen a variaciones de tensión o presión (Ganat, T., Hrairi, M., Badawy, A., Khosravi, V., & Abdalla, 2024). Adicionalmente, la compresibilidad de la fase de gas posee un efecto significativo en el flujo y transferencia del calor (Shi, X., Zheng, K., & Yin, 2023). Según (El-Banbi, A., Alzahabi, A., & El-Maraghi, 2018), las principales técnicas para desarrollar relaciones de compresibilidad son las siguientes:

- Estados correspondientes para predecir la desviación del comportamiento ideal.
- Forma cerrada para diversos gases.
- Ecuaciones de estado.

### 1.6. Factor de recobro

El factor de recobro es un parámetro fundamental en la ingeniería de yacimientos que indica qué porcentaje del gas presente en el reservorio se puede extraer de manera económicamente viable. Para poder determinar el factor de recobro se utiliza la siguiente ecuación:

$$FR_g = \frac{V_{g, \text{producido}}}{V_{g, \text{original}}} \times 100$$

*Ecuación 1 Ecuación para determinar el factor de recobro (Skorek-Osikowska et al., 2020)*

**Donde:**

- **FR:** Factor de recobro de gas (%).
- **Vg,producido:** Volumen acumulado de gas producido.

- **Vg,original:** Volumen original de gas en sitio (OGIP, por sus siglas en inglés: Original Gas In Place).

Se presenta la ecuación 1, la ecuación general para determinar el factor de recobro en función del gas producido y original.

En yacimientos de gas como el Campo Amistad, el factor de recobro depende de varios aspectos clave:

- **Mecanismos de producción:** Los yacimientos de gas suelen tener factores de recobro más altos que los de petróleo porque el gas se expande naturalmente cuando disminuye la presión, empujando más gas hacia los pozos productores.
- **Propiedades del yacimiento:** La permeabilidad, porosidad y continuidad de las capas rocosas influyen directamente en qué tan eficientemente se puede extraer el gas. En el caso de la Formación Subibaja, siguiendo el estudio presentado por (Cochea & Tumbaco, 2024), afirman que sus buenas características petrofísicas favorecen un mejor factor de recobro.
- **Técnicas de recuperación:** Métodos como la inyección de Gas Alterno Gas (GAG) pueden incrementar significativamente el factor de recobro al mantener la presión del yacimiento y mejorar el barrido del gas remanente.
- **Condiciones operativas:** La estrategia de desarrollo del campo, el espaciado entre pozos determina el factor de recobro final.

## **CAPÍTULO 2. METODOLOGÍA**

### **2.1. Contexto de la investigación**

La metodología de investigación utilizada en los procesos de inyección de gas en campos de petróleo puede variar dependiendo de los objetivos específicos del estudio y las condiciones del campo petrolero en cuestión. Sin embargo, generalmente se siguen ciertos pasos y enfoques comunes en la investigación de este tema.

### **2.2. Diseño y alcance de la investigación**

Se utilizará un diseño experimental con un enfoque aplicado, orientado a evaluar la viabilidad técnica de la inyección de Gas Alterno Gas (GAG) como método mejorado de recuperación en el Campo Amistad, específicamente en la formación Subibaja-Zacachum del Bloque 6.

### **2.3. Tipo y métodos de investigación**

Analizar la factibilidad técnica de la inyección de Gas Alternativo Gas (GAG) como una técnica de recuperación mejorada en el Campo Amistad. Llevar a cabo un estudio tanto técnico como financiero de la actividad, abarcando:

- Establecimiento de variables y parámetros experimentales.
- Gastos de operación y mantenimiento.
- Efectos y sugerencias para el sector.

### **2.4. Población y muestra**

La población siendo el Campo Amistad - Bloque 6, está fundamentada por los datos presentados por EPPetroEcuador, 2024. Incluyendo datos petrofísicos como porosidad, permeabilidad y saturación; además de registros de presión y propiedades de los fluidos. A partir de esta población, la muestra corresponde a la formación Subibaja-Zacachum,

generando mapas estructurales e isópacos que representan de manera adecuada el comportamiento del yacimiento permitiendo realizar una completa evaluación.

## **2.5. Técnicas e instrumentos de recolección de datos**

El diseño metodológico propuesto siguió una secuencia lógica de etapas conformando una clara línea de tiempo e ideas. En una primera instancia se recopiló la información existente sobre los procesos de inyección y a su vez, las características y limitaciones que presenta el Campo Amistad como datos de presión, permeabilidad, porosidad, datos históricos de producción. En función de la data obtenida se propone el modelo para el desarrollo del proceso de inyección, desarrollo de mapas estructurales e isópacos definiendo tope y base de este. Se construye el modelo en el software, ajustado a las condiciones previamente obtenidas. Finalmente se ejecutaron las simulaciones en los distintos escenarios de inyección, cuyos resultados fueron analizados a lo largo del desarrollo del trabajo. Esta metodología que se presente de manera cronológica garantiza la fiabilidad del proceso y los resultados presentados.

1. **Revisión bibliográfica:** Se realizará un análisis detallado de la literatura disponible sobre la inyección de Gas Alterno Gas en campos. Esto conlleva revisar libros, artículos científicos, documentos técnicos y cualquier otra fuente pertinente que ofrezca información sobre los principios teóricos, las metodologías experimentales e investigaciones anteriores vinculadas al tema desarrollado.
2. **Diseño experimental:** Después de haber obtenido una comprensión clara del tema mediante el análisis de literatura existente, se avanza hacia la creación de un experimento o varios experimentos para explorar elementos concretos de la inyección Gas Alterno Gas. Esto requiere identificar las variables a analizar, fijar los parámetros de elección para los polímeros a emplear, definir las condiciones del yacimiento petrolero y planear el equipo necesario para realizar los ensayos.
3. **Recolección de datos:** En esta etapa, se lleva a cabo la ejecución del experimento diseñado previamente. Recolección de todos los datos necesarios para la simulación numérica en el software de ingeniería, con el fin de generar archivos (como datos en Excel, entre otros) que faciliten la interpolación de las propiedades

geofísicas y la composición química del gas natural del Campo Amistad-Bloque 6, específicamente de la formación Subibaja-Zacachum.

4. **Análisis de datos:** Una vez que se han recopilado los datos, se procederá con el análisis de estos, con las técnicas necesarias para su correcta interpretación.
5. **Interpretación de resultados:** En esta etapa, se interpretan los resultados obtenidos a partir del análisis de datos. Se identifican las tendencias observadas, se explican las relaciones causa-efecto y se extraen conclusiones sobre la viabilidad y eficacia de la inyección Gas Alterno Gas en el campo estudiado. Además, se pueden proponer recomendaciones para mejorar el rendimiento del proceso o para futuras investigaciones.
6. **Documentación y difusión:** Finalmente, los resultados que se obtendrán serán redactados en un informe técnico adecuado. Este informe debe ser claro, conciso y basado en evidencia científica sólida. Además, es importante difundir los hallazgos a través de publicaciones en revistas científicas especializadas, presentaciones en conferencias o seminarios y cualquier otro medio que permita compartir el conocimiento adquirido con la comunidad científica y técnica.

## **2.6. Procesamiento de la evaluación: Validez y confiabilidad de los instrumentos aplicados para el levantamiento de información.**

La evaluación de este estudio se centra en la fiabilidad y validación de los hallazgos obtenidos mediante la simulación numérica en el Campo Amistad - Bloque 6. Con la ayuda de programas especializados en la simulación de yacimientos, como (CMG), se hacen proyecciones acerca de la efectividad de la inyección de Gas Alterno Gas (GAG) en las estructuras geológicas del área. La credibilidad de estas proyecciones se refiere a su habilidad para representar con precisión las condiciones reales del campo y reflejar los efectos tangibles de la técnica de inyección de gas bajo los parámetros establecidos.

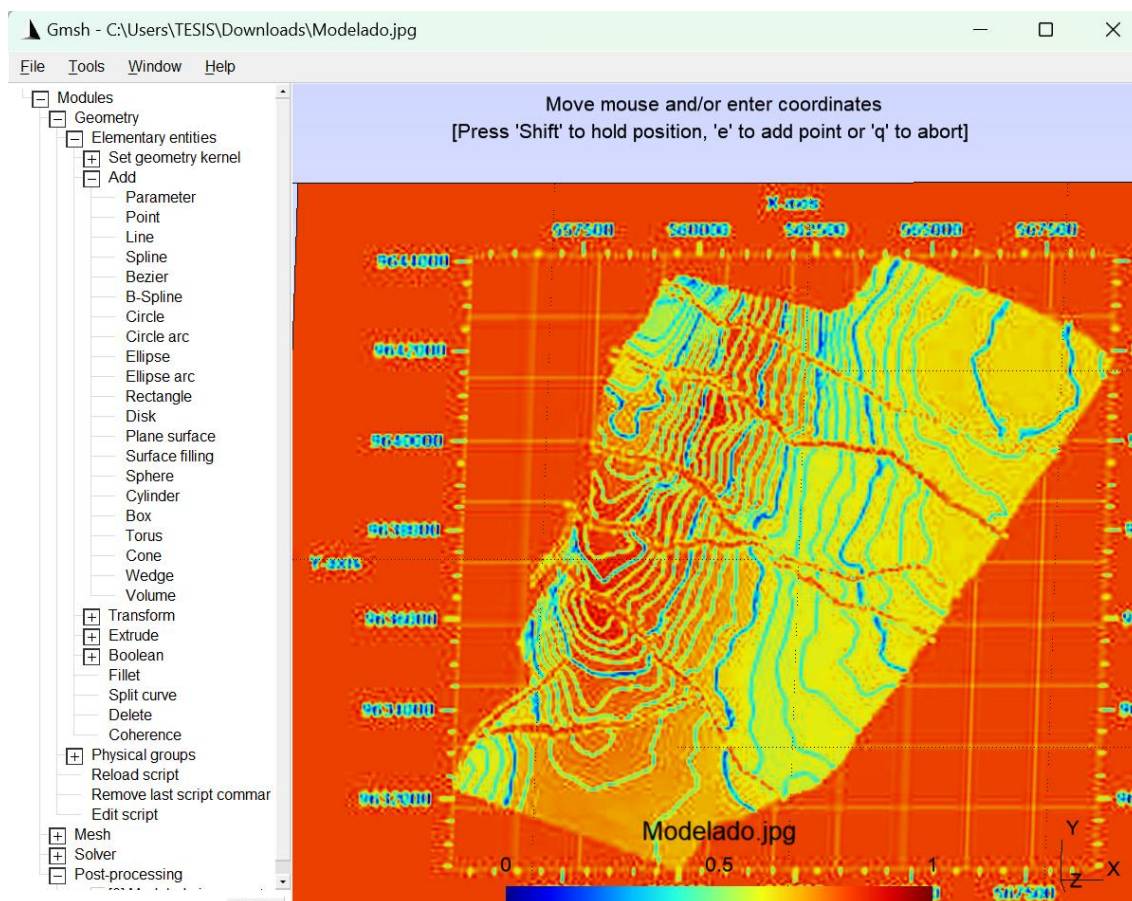
## **2.7. Procesamiento del modelo.**

Cargar el modelo geológico implica incorporar en el simulador numérico toda la información geológica relevante del yacimiento, previamente procesada y validada. Este modelo representa la arquitectura espacial del subsuelo, incluyendo la distribución de

facies, propiedades petrofísicas como la porosidad y la permeabilidad, contactos fluido-roca, y los límites estructurales del reservorio. Su correcta implementación permite establecer una base realista sobre la cual se desarrollarán las simulaciones dinámicas de flujo, asegurando que las predicciones del comportamiento del yacimiento ante distintos esquemas de producción o inyección como el proceso GAG, sean consistentes con las condiciones geológicas originales del Campo Amistad.

### **2.7.1. Modelado de la formación.**

Según (Reyes & Lainez, 2024), para la creación de esta unidad geológica se procede con la digitalización de una porción de la formación inferior considerando los pozos que esta región contiene, mediante el software GMSH. Para realizar este proceso se debe tener un mapa de isópacas del yacimiento a simular. Este mapa se lo obtiene a partir de la interpretación de datos de registros de pozos como topes y bases de formación, en combinación con líneas de contorno generadas, con base en la información técnica proporcionada por (EPPetroEcuador, 2024). A continuación, se brinda a detalle el proceso: Se importa la imagen del mapa de contorno a GMSH.



*Ilustración 12 Generación de puntos de espesores y fallas de FORMACIÓN SUBIBAJA DEL MIEMBRO ZACACHUM. Elaboración propia.*

Como se muestra en la figura 12, el proceso de modelado geológico de la formación en el software se inicia con la importación de un mapa de isópacas (espesores netos) en formato de imagen. Según (Reyes & Lainez, 2024), este mapa sirve como referencia visual para ubicar los puntos clave del contorno del yacimiento, los cuales se definen manualmente utilizando la herramienta "Points" del software.

Cada punto representa una coordenada (X, Y) con una altura Z asociada al espesor de la formación en ese lugar. Posteriormente, estos puntos son conectados mediante curvas que delimitan la geometría de la base y el tope de la unidad geológica en función de los datos presentados por EPPetroEcuador, 2024. Esta malla de puntos y líneas constituye la base para la generación de superficies y del modelo tridimensional del dominio del reservorio. Como se evidencia en el Anexo 1, la tabla tiene como objetivo presentar la descripción de los pozos, y así también conocer sus coordenadas. Esta etapa es importante, ya que

define la geometría espacial sobre la que se aplicarán las propiedades petrofísicas y se construirán las condiciones de frontera para la simulación numérica.

Luego de este proceso, se generaron los puntos en base a las coordenadas de datos, mediante un block de notas.

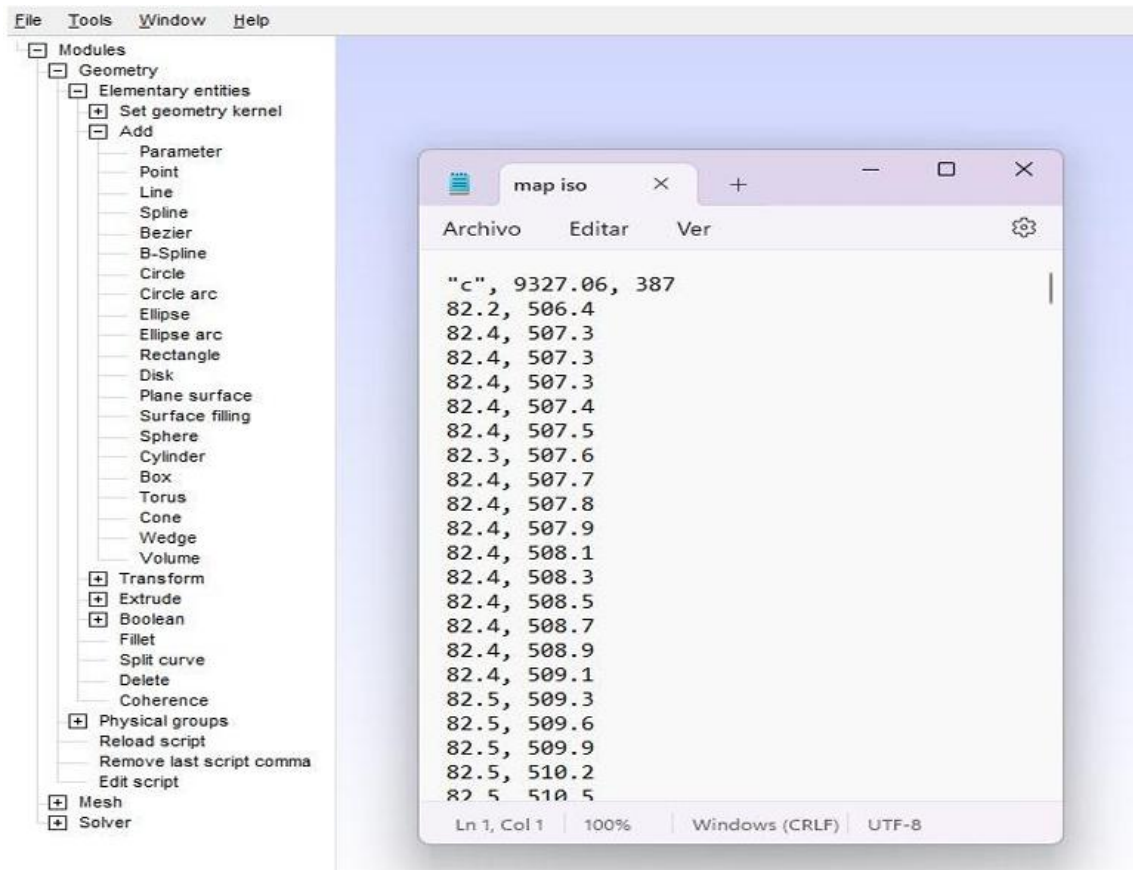


Ilustración 13 Puntos generados en GMSH. Elaboración propia.

En la figura 13, se detalla los puntos generados en GMSH, que representan distintas profundidades dentro del yacimiento, con valores que varían entre los 8 000 y 11 000 pies, correspondientes a la topografía estructural del reservorio. Una vez definidos estos puntos, la información fue organizada y exportada en un archivo con extensión “.bna”, requerido por el software. Para ello, se realizó una ordenación de las capas geológicas desde la de mayor profundidad hacia la de menor, incorporando las coordenadas conforme al formato requerido por el software de simulación.

## 2.7.2. Caracterización del reservorio

Tal como se menciona en el apartado 8, que está relacionado con las características del reservorio del Campo Amistad (EPPetroEcuador, 2024), la formación Subibaja se sitúa entre los 10 500 pies en su parte superior y los 11 000 pies en el extremo inferior, presentando un grosor neto aproximado de 120 pies en el área productiva. Estos datos corresponden al intervalo estratigráfico de interés y han sido escogidos como parámetros iniciales para el modelado dinámico del yacimiento, dado que delimitan la parte activa del reservorio dentro del ámbito de este estudio.

De acuerdo con la exposición realizada en la sección previa, el mapa examinado abarca un área extensa e incluye diversas formaciones geológicas y estructuras del campo. Sin embargo, para este análisis se enfocará únicamente en la formación Subibaja, dirigiendo la atención hacia los intervalos de profundidad previamente señalados. Este enfoque facilitará una caracterización más detallada y precisa del área objetivo.

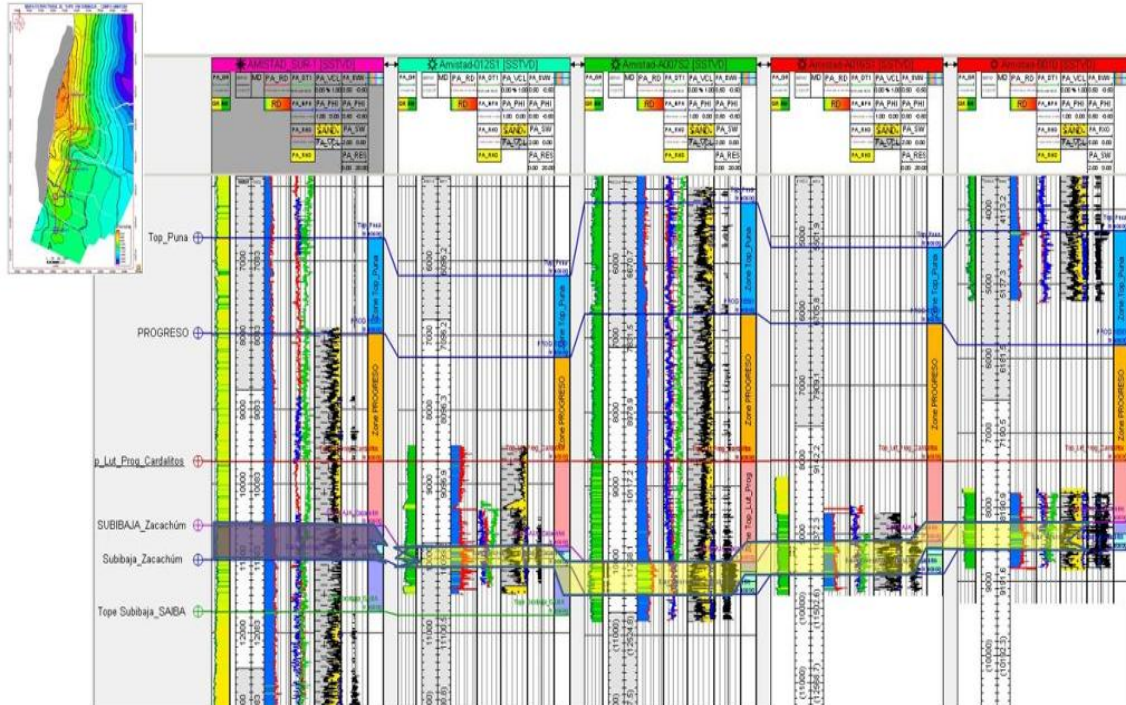


Ilustración 14 Profundidades de la formación Subibaja del miembro Zacachum.(EPPetroEcuador, 2024)

Como se ilustra en la imagen 14, se muestra la correlación estratigráfica de varios pozos del Campo Amistad, donde se evidencian las principales unidades geológicas de la región, incluyendo la formación Subibaja y su división en el miembro Zacachum. La figura facilita la identificación de la continuidad lateral de las formaciones, las variaciones en grosor, así como los límites superiores e inferiores de unidades clave basado en la respuesta de registros eléctricos y rayos gamma.

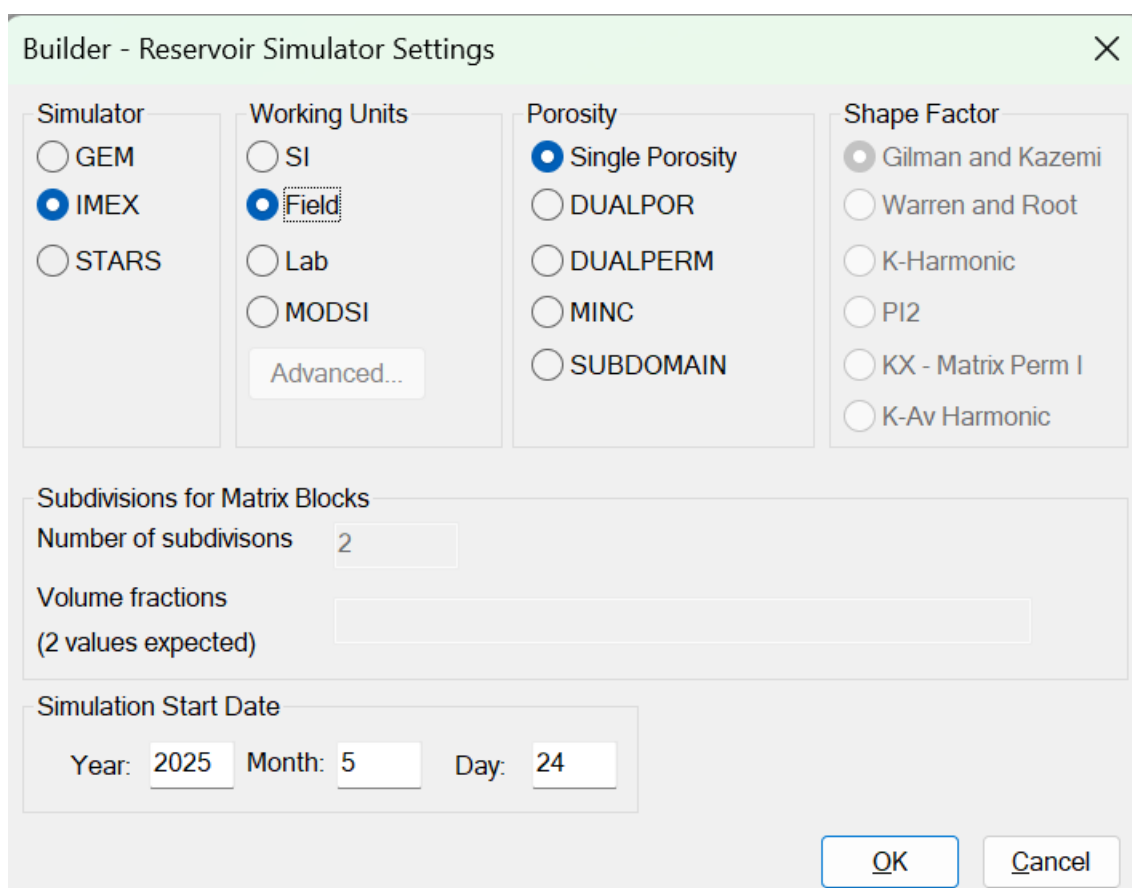
Esta representación también es útil para validar los límites estratigráficos que se utilizaron en la elaboración del modelo geológico.

## **2.8. Simulación de la formación.**

Este procedimiento implica la combinación de características petrofísicas, información de presión, niveles de saturación y la composición de los fluidos, así como las particularidades estructurales del yacimiento. Mediante esta simulación, se reproduce el movimiento de fluidos dentro del medio poroso, lo que facilita el estudio de la respuesta del recurso bajo diversas condiciones de operación o métodos de recuperación optimizada, tal como sucede en la inyección alterna de gas (GAG). En este punto, es crucial ajustar el modelo con datos previos de producción para asegurar que las proyecciones futuras sean prácticas y puedan ser utilizadas en la toma de decisiones para el desarrollo del Campo Amistad.

### **2.8.1. Inicialización del simulador**

Al iniciar el programa, el cuadro de interfaz que se presenta, se deberá seleccionar la aplicación "Builder" para poder crear un nuevo archivo. En el desarrollo de este trabajo, se eligió IMEX, el mismo modelo utilizado en todo el mundo para modelar yacimientos composicionales, químicos y no convencionales. (Reyes & Lainez, 2024). También se seleccionan el sistema unitario y la fecha de inicialización del modelo.



*Ilustración 15 Ventana de selección del modelado (Computer Modelling Group, 2024)*

En la imagen 15, se muestra la pantalla que representa el ajuste inicial del simulador dentro del entorno CMG Builder. Esta es la fase inicial del procedimiento, en la que se establecen los parámetros generales que afectarán el funcionamiento del modelo. En esta ventana se elige el tipo de simulador, se determinan las unidades de medida, y finalmente, se especifica la fecha de comienzo de la simulación, lo que establece el momento desde el cual se empezará a simular el comportamiento del reservorio.

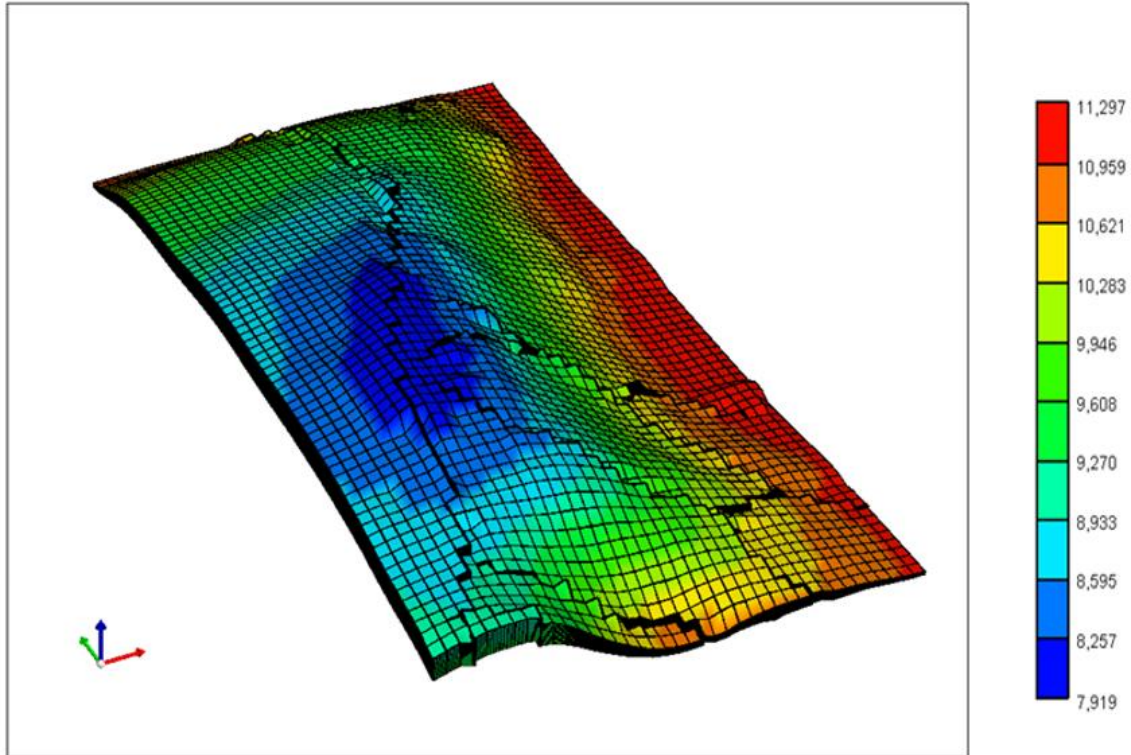
### **2.8.2. Creación del mallado**

Para el desarrollo de la malla, siguiendo lo mencionado por informes de EPPetroecuador (2024), previamente mencionados en la sección correspondiente a las propiedades del reservorio del Campo Amistad, se verificó que el tope de la formación se encuentra a 10500 pies, con un espesor de 120 pies. Durante la etapa de mallado del modelo, se revisó estudios anteriormente propuestos por Reyes (2024); se definió una grilla estructurada de

40 × 75 × 10 celdas para los ejes i, j y k, que corresponden a las direcciones X (este-oeste), Y (norte-sur) y Z (vertical) respectivamente. Estos valores fueron seleccionados con base a las investigaciones previamente citadas; además en las dimensiones del área de estudio y en la resolución necesaria para representar de forma adecuada la geometría y la heterogeneidad del reservorio.

Se destaca que en los estudios que se han realizaron de manera preliminar con otras configuraciones de malla (como 60 × 90 × 15), éstas mostraron tiempos de simulación excesivos sin mejoras sustanciales en los resultados. Por tanto, la grilla seleccionada fue la que ofreció mayor estabilidad numérica con menor tiempo de cálculo, manteniendo la calidad del modelo.

Para realizar la interpolación lineal de características petrofísicas, se añadieron cifras de porosidad (16.80%) y de permeabilidad (230 MD) siguiendo lo mencionado por informes de EPPetroecuador (2024). Esto garantiza que la interpolación se lleve a cabo con las celdas correspondientes a cada profundidad y espesor (Cochea & Tumbaco, 2024). Para distribuir estos valores en el modelo tridimensional, se utilizó una interpolación lineal, que es el método por defecto en el entorno de trabajo de CMG Builder para asignación entre capas, lo que permitió asignar gradualmente las propiedades a las celdas según su profundidad y espesor. Este método asegura una transición suave entre los niveles del reservorio, manteniendo coherencia con la estratigrafía modelada.



*Ilustración 16 Mapa en 3D de profundidades, espesores y propiedades de interpolación. (Computer Modelling Group, 2024)*

Como se observa en la figura 16, se presenta la visualización tridimensional del modelo estructural del reservorio generado en CMG Builder, basado en la topografía del tope de la formación Subibaja. Esta malla representa la geometría espacial del yacimiento y está conformada por bloques definidos según el mallado  $40 \times 75 \times 10$  (i, j, k). La barra de colores ubicada al lado derecho de la imagen representa la profundidad del tope del reservorio en pies, variando desde 7 919 pies (colores azules) hasta 11 297 pies (colores rojos).

## **2.9. Caracterización de las propiedades del fluido del reservorio.**

La caracterización de los fluidos del reservorio es una etapa fundamental en la simulación, ya que permite definir las propiedades físicas y composicionales del gas, necesarias para representar su comportamiento dinámico dentro del yacimiento. En este estudio, no se realizó un análisis cromatográfico propio; en su lugar, se utilizaron los datos previamente publicados por (Reyes & Lainez, 2024), quien presenta la composición detallada del gas producido en la formación Subibaja.

Para realizar una correcta caracterizar los fluidos presentes en el reservorio se usó el análisis de cromatografía de estos, provenientes de la formación.

### 2.9.1. Ingreso de componentes

Se realiza el ingreso las componentes, además de características esenciales para realizar el proceso de simulación.

| Ins Lib | No. | Component | HC | Pc (Atm) | Tc (Deg. K) | Acentric fact. | MW     | Vol. Shift | V Shift Coef1 (1/deg F) | V Sh |
|---------|-----|-----------|----|----------|-------------|----------------|--------|------------|-------------------------|------|
| Ins Own | 1   | CO2       | 3  | 72.8     | 304.2       | 0.225          | 44.01  | 0          | 0                       | 60   |
|         | 2   | N2        | 0  | 33.5     | 126.2       | 0.04           | 28.013 | 0          | 0                       | 60   |
| Copy    | 3   | CH4       | 1  | 45.4     | 190.6       | 0.008          | 16.043 | 0          | 0                       | 60   |
| Paste   | 4   | C2H6      | 1  | 48.2     | 305.4       | 0.098          | 30.07  | 0          | 0                       | 60   |
| Delete  | 5   | C3H8      | 1  | 41.9     | 369.8       | 0.152          | 44.097 | 0          | 0                       | 60   |
|         | 6   | IC4       | 1  | 36       | 408.1       | 0.176          | 58.124 | 0          | 0                       | 60   |
|         | 7   | NC4       | 1  | 37.5     | 425.2       | 0.193          | 58.124 | 0          | 0                       | 60   |
|         | 8   | IC5       | 1  | 33.4     | 460.4       | 0.227          | 72.151 | 0          | 0                       | 60   |
|         | 9   | FC6       | 1  | 32.46    | 507.5       | 0.27504        | 86     | 0          | 0                       | 60   |

Ilustración 17 Ingreso de las componentes a WINPROP. (Computer Modelling Group, 2024)

En la imagen 17, se muestra la incorporación de componentes al modelo, lo cual es necesario para realizar la simulación. Se incluyeron todos los elementos que componen la mezcla de fluidos del yacimiento. Esto requirió establecer las propiedades esenciales que permitirían al modelo replicar con precisión el comportamiento termodinámico del sistema.

De acuerdo con la investigación efectuada por Reyes (2024), este procedimiento involucró nueve componentes principales: dióxido de carbono (CO<sub>2</sub>), nitrógeno (N<sub>2</sub>), metano (CH<sub>4</sub>), etano (C<sub>2</sub>H<sub>6</sub>), propano (C<sub>3</sub>H<sub>8</sub>), isobutano (IC<sub>4</sub>), butano normal (NC<sub>4</sub>), isopentano (IC<sub>5</sub>) y una fracción pesada (FC<sub>6</sub>). Para cada uno de estos componentes, se

identificaron propiedades fundamentales, tales como presión crítica, temperatura crítica, factor acéntrico, peso molecular y parámetros de ajuste de volumen, según la fuente mencionada anteriormente.

Esta información detallada es esencial para que el simulador pueda replicar de forma realista las interacciones de estos componentes durante el proceso de inyección alternada de gas, teniendo en cuenta las condiciones específicas de presión y temperatura presentes en el Campo Amistad. La temperatura del reservorio se fijó en 210 °F, sustentándose en los datos geológicos del campo proporcionados por Reyes, 2024.

Comments

Enter the composition in mole fraction or percent. Normally, "Primary" corresponds to the reservoir fluid and "Secondary" corresponds to the injection fluid (if applicable). Blanks will be replaced by zeros.

| Component | Primary | Secondary |
|-----------|---------|-----------|
| CO2       | 0.00035 | 0.0       |
| N2        | 0.00287 | 0.0       |
| CH4       | 0.99105 | 0.0       |
| C2H6      | 0.0034  | 0.0       |
| C3H8      | 0.00102 | 0.0       |
| IC4       | 0.00032 | 0.0       |
| NC4       | 5E-05   | 0.0       |
| IC5       | 3E-05   | 0.0       |
| FC6       | 0.00092 | 0.0       |
| Sum       | 1.00001 | 0         |

Normalize Composition

Ilustración 18 Fracciones moles presentes en la formación. (Computer Modelling Group, 2024)

Como se ilustra en la figura 18, se introdujo la composición molar del fluido del yacimiento en el módulo pertinente del simulador. Estos datos son resultado del análisis composicional efectuado por Reyes & Lainez, 2024, quienes determinaron la proporción de cada componente presente en el gas extraído de la formación Subibaja. Esto, se fundamenta también en los estudios propuestos por Tomalá & Neira, 2018; Tomalá & Quirumbay, 2023.

Esta caracterización composicional complementa lo mostrado anteriormente en la sección sobre las características del reservorio del Campo Amistad, donde se indicó que el fluido tiene un contenido de metano cercano al 99%. Los datos indican que el metano (CH<sub>4</sub>) es el componente más abundante en la mezcla, representando el 99.105% de la composición total. Además, se han identificado pequeñas proporciones de otros elementos como nitrógeno, dióxido de carbono, etano, propano y varios hidrocarburos (isobutano, butano normal, isopentano y una fracción más pesada). La suma de las fracciones molares resulta en 1.00001, lo que confirma que la mezcla está equilibrada correctamente.

Esta composición detallada permite que el simulador anticipe de manera más efectiva cómo se comportará el gas durante el desplazamiento y qué tipo de interacciones podrían surgir durante las operaciones de recuperación secundaria en el Campo Amistad.

| Section                           | Parameter                | Value        |
|-----------------------------------|--------------------------|--------------|
| Pressure Data                     | Pressure (psia)          | 14.7         |
|                                   | Pressure step (psia)     | 450          |
|                                   | No. of pressure steps    | 11           |
| Temperature Data                  | Temperature (deg F)      | 60           |
|                                   | Temperature step (deg F) | 21           |
|                                   | No. of temperature steps | 11           |
| Feed specification                | Feed                     | Mixed        |
|                                   | Primary mole fraction    | 1            |
|                                   | Mole fraction step       | 0            |
| K-Values                          | K-values                 | Internal     |
|                                   | Phase Number             | 1            |
| Output level/Stability test level | Output level             | 1            |
|                                   | Stability test level     | 1            |
| Flash Type                        |                          | QNSSI-Newton |

Ilustración 19 Presiones y temperaturas para la prueba "Two-phase Flash". (Computer Modelling Group, 2024)

La imagen 19 nos ayuda a definir las condiciones operativas que representen con fidelidad el comportamiento del sistema en diversas situaciones. Para este análisis, el simulador ofrece la prueba de equilibrio de fases, cuyo propósito es identificar las condiciones de presión y temperatura bajo las cuales el gas del reservorio se divide en dos fases (líquido y vapor), o si permanece como una única fase.

Se observa la formación de líquidos en la superficie o durante el proceso de inyección. El diseño de la presión comenzó en 14.7 psia (presión atmosférica), que corresponde a la presión del aire, y fue incrementado gradualmente en intervalos de 450 psia, hasta completar un total de 11 niveles de presión. Del mismo modo, la temperatura se estableció comenzando en 60 °F y aumentó en pasos de 21 °F para cada nivel, distribuyéndose también en 11 etapas. Este enfoque permite analizar el comportamiento del fluido en diversas condiciones termodinámicas, determinando cómo se mantiene en equilibrio o presenta cambios.

Asimismo, los valores de equilibrio K, que representan las relaciones entre las diferentes fases, fueron calculados automáticamente por el simulador, empleando ecuaciones de estado internas fundamentadas en los componentes previamente especificados en la sección introductoria de este estudio. Esto garantiza que el comportamiento de la mezcla se represente de manera coherente con sus propiedades termodinámicas. Las ecuaciones que utiliza el simulador son las ecuaciones de estado de Peng–Robinson (PR), y Soave–Redlich–Kwong (SRK), utilizada para describir el equilibrio de fases de manera precisa. A continuación, se las presenta:

Ecuación de Peng Robinson:

$$P = \frac{RT}{V_m - b} - \frac{a(T)}{V_m^2 + 2bV_m - b^2}$$

*Ecuación 2 Ecuación de estado de Peng–Robinson (PR) (Skorek-Osikowska et al., 2020)*

Donde:

- **P:** Presión
- **T:** Temperatura absoluta
- **R:** Constante universal de los gases

- **V<sub>m</sub>** : Volumen molar (m<sup>3</sup>/mol)
- **a(T)**: Parámetro de atracción, dependiente de la temperatura
- **b**: Parámetro de covolumen

En la Ecuación 2, se presenta la ecuación de Peng-Robinson, la cual describe la solubilidad del gas en la fase líquida, parte fundamental de la aplicación del software.

Soave–Redlich–Kwong:

$$P = \frac{RT}{V_m - b} - \frac{a(T)}{V_m(V_m + b)}$$

*Ecuación 3 Ecuación de estado de Soave–Redlich–Kwong (SRK) (Skorek-Osikowska et al., 2020)*

Donde:

- **P**: Presión
- **T**: Temperatura absoluta
- **R**: Constante universal de los gases
- **V<sub>m</sub>** : Volumen molar (m<sup>3</sup>/mol)
- **a(T)**: Parámetro de atracción, dependiente de la temperatura
- **b**: Parámetro de covolumen

En la Ecuación 3, se presenta la ecuación de Soave–Redlich–Kwong, utilizada para describir el equilibrio de fases de manera precisa, siendo necesaria para el caso de estudio.

El modelo matemático utilizado para resolver el equilibrio de fases en el simulador fue QNSS\Newton, el cual es el algoritmo por defecto empleado en sistemas

composicionales. Este modelo no es un método de inversión, sino un método de problema directo. Es decir, a partir de condiciones iniciales y parámetros de entrada, calculará el estado de equilibrio termodinámico; cómo se distribuyen los componentes en las distintas fases. QNSS (Quasi-Newton Stability and Successive Substitution) resuelve un conjunto de ecuaciones no lineales para cada componente en todas las fases, lo cual es fundamental para simular con precisión el comportamiento del sistema.

Este análisis minucioso brindará la oportunidad de elaborar de manera precisa las curvas de fase del sistema y establecer las condiciones operativas más adecuadas para llevar a cabo el proceso de inyección alternada de gas en el Campo Amistad. Esto, se explicó previamente en la sección 1.5.3; esta técnica busca mejorar el recobro de gas mediante la inyección, lo que requiere un conocimiento detallado del comportamiento termodinámico del sistema bajo distintas presiones y temperaturas.

## **CAPÍTULO 3. RESULTADOS Y DISCUSIÓN**

### **3.1 Validación del modelo base**

Para comprender el comportamiento del reservorio sin intervención, se simuló un escenario sin inyección alguna, representando la producción convencional en el Campo Amistad – Bloque 6. Este caso base reveló un hecho evidente desde el inicio; la presión del reservorio disminuye rápidamente cuando no hay un mecanismo que la sostenga. En solo cinco años, la presión promedio se redujo drásticamente, y la cantidad de gas extraído fue considerablemente menor en comparación con el potencial del reservorio. Los resultados cuantitativos y gráficos correspondientes a esta validación se presentarán en detalle más adelante en este capítulo.

Este análisis proporcionó una base sólida para evaluar el impacto de la inyección alternada de CO<sub>2</sub> en la recuperación de gas.

### **3.2. Resultados del escenario de inyección alternada de CO<sub>2</sub> (GAG)**

Se desarrollo un esquema de inyección. En este esquema, se asumieron intervalos operativos, que mantengan iguales tiempos para cada fase.

Se obtuvieron los siguientes resultados:

- **Producción acumulada de gas**
- **Presión de reservorio**
- **Almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>**
- **Saturación de CO<sub>2</sub>**

Estos resultados serán analizados con mayor detalle en las secciones siguientes, donde se presentarán las gráficas generadas por el simulador.

### 3.3. Producción de gas y agua

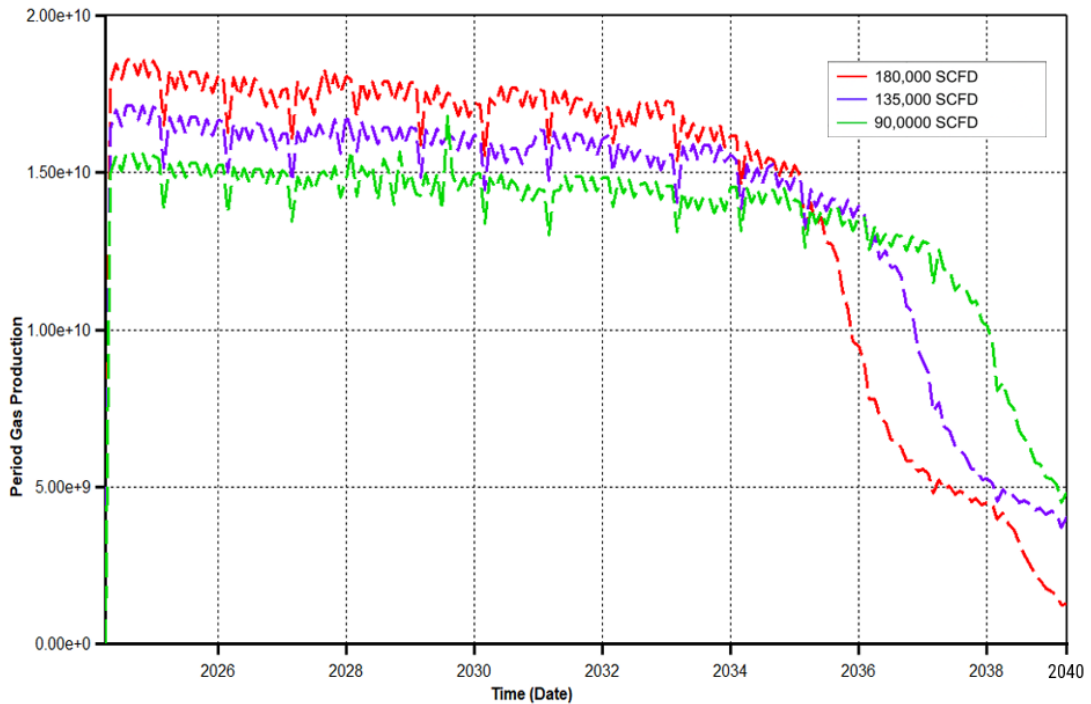


Ilustración 20 Producción de gas vs Tiempo. (Computer Modelling Group, 2024)

En la Figura 20 se presenta la producción mensual de gas natural (en pies cúbicos estándar, SCF) bajo tres escenarios distintos de inyección alternada de CO<sub>2</sub> en el Campo Amistad – Bloque 6, durante un período total de simulación de aproximadamente 15 años. Cada curva representa un esquema con diferentes volúmenes de CO<sub>2</sub> inyectado por ciclo:

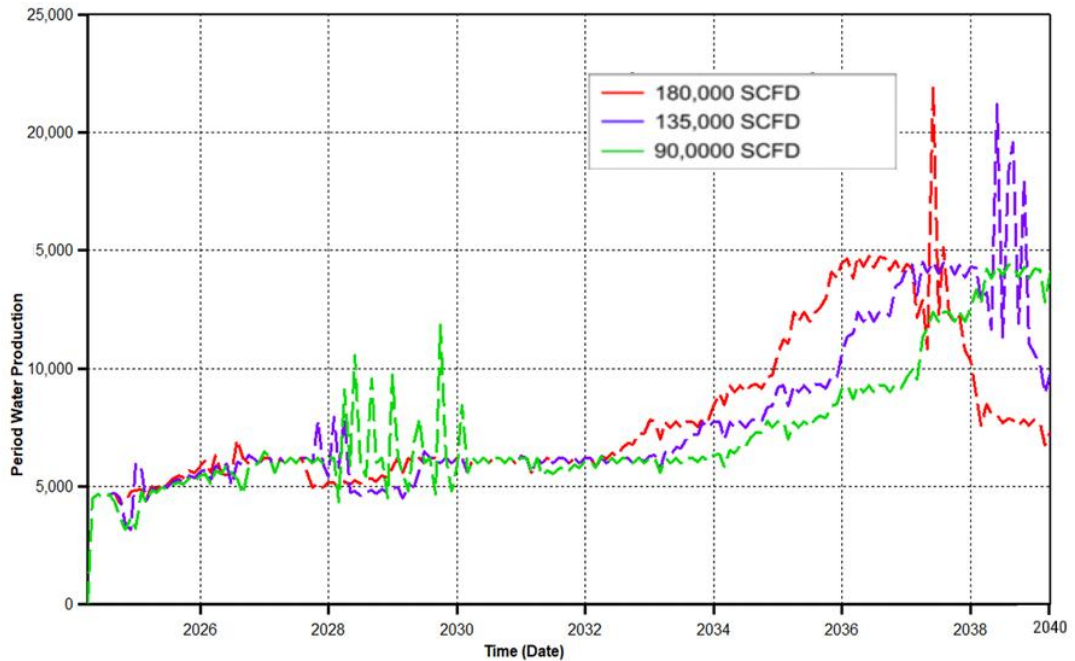
- Línea roja: Inyección de 180000 SCFD.
- Línea morada: Inyección de 135000 SCFD.
- Línea verde: Inyección de 90000 SCFD.

Los resultados muestran que el escenario con mayor volumen de CO<sub>2</sub> inyectado (180000 SCFD – línea roja) alcanza los niveles de producción más altos durante los primeros diez años, evidenciando una mayor eficiencia inicial en el desplazamiento del gas y soporte de presión en el yacimiento.

No obstante, la producción en este escenario también presenta una declinación más acelerada a partir del año 2034, en comparación con los otros casos. Por otro lado, el escenario con menor volumen de inyección (90000 SCFD – línea verde) mantiene una producción más estable en el tiempo, extendiéndose hasta el año 2037, aunque con menores volúmenes acumulados.

Esto sugiere que la elección del caudal de inyección óptimo dependerá del objetivo operativo: si se prioriza una mayor producción en menor tiempo, el escenario de 180000 SCFD es el más conveniente; pero si se busca prolongar la producción y estabilizar el sistema, el escenario de 90000 SCFD representa una alternativa más sostenible a largo plazo.

Este comportamiento reafirma que un mayor volumen de CO<sub>2</sub> inyectado mejora el barrido volumétrico y permite alcanzar un mayor recobro de metano en los primeros años. No obstante, como se analizó anteriormente, caudales menores permiten extender la producción por un período más largo. Por ello, será necesario complementar este análisis en función de la necesidad operativa que se requiera llevar a cabo.



*Ilustración 21 Producción de agua vs Tiempo. (Computer Modelling Group, 2024)*

En la imagen 21, se muestra la variación de la producción de agua versus el tiempo de simulación, en función de los escenarios de inyección presentados. Se analiza en tres fases marcadas:

➤ **Fase inicial:**

- Todas las líneas comienzan con una producción de agua baja (0–5000 bbl), con fluctuaciones leves.
- La línea morada (135000 SCFD) muestra un pico temprano en 2025, alcanzando aproximadamente 5000–7000 bbl, lo que podría indicar una respuesta inicial del reservorio al CO<sub>2</sub>, como un avance de agua. Este efecto sugiere que el frente de gas avanzó de forma más localizada y menos homogénea, lo cual se traduce en un pico temprano de producción de agua. En contraste, los escenarios con volúmenes mayores o menores no evidencian este comportamiento, posiblemente debido a una distribución más estable del gas.

- La línea roja (180000 SCFD) y la línea verde (90000 SCFD) permanecen más bajas y estables en esta etapa. Siguiendo el concepto explicado para la línea morada, el comportamiento diferenciado de las otras curvas puede estar relacionado con una distribución distinta del gas inyectado durante la etapa inicial. En los escenarios de 90000 y 180000 SCFD, la configuración de inyección no generó una interacción inmediata tan intensa con las zonas de mayor saturación de agua, como sí ocurrió con el caso de 135000 SCFD. Esto podría deberse a una distribución menos favorable del gas en esas trayectorias o a una dinámica de avance más lenta u homogénea, que evitó un desplazamiento abrupto del agua.

➤ **Fase media:**

- A partir de 2028, la producción de agua aumenta en todos los escenarios.
- La línea verde (90000 SCFD) presenta picos agudos de producción de agua (10000–15000 bbl), lo que sugiere una respuesta irregular del sistema. Esto podría atribuirse a la falta de un efecto de barrido eficiente, ya que el menor volumen de CO<sub>2</sub> inyectado no generó un frente de desplazamiento suficientemente uniforme. Como resultado, el gas pudo haber canalizado por zonas de alta permeabilidad, provocando movimientos abruptos de agua desde sectores específicos del yacimiento. Esta respuesta errática contrasta con los escenarios de mayor volumen (135000 y 180000 SCFD), donde el mayor empuje generado favoreció una distribución más homogénea del CO<sub>2</sub> en el medio poroso y, por tanto, una producción de agua más estable.
- La línea roja (180000 SCFD) comienza a subir de manera más constante alrededor de 2030, alcanzando 10000–15000 bbl para 2032, superando a la línea verde.
- La línea morada (135000 SCFD) tiene un aumento más moderado, manteniéndose entre 5000 y 10000 bbl.

➤ **Fase tardía:**

- Después de 2034, todas las líneas muestran un aumento significativo, con la línea roja (180000 SCFD) alcanzando el pico más alto (20000–25000 bbl), seguida por la línea morada y la línea verde (15000–20000 bbl).
- Este aumento podría indicar un avance de agua o un mayor corte de agua a medida que el reservorio madura.
- Post-2036, todas las líneas caen bruscamente a 5000–10000 bbl para 2038, sugiriendo una fase de agotamiento o estabilización.

### **Relación entre producción de agua y producción de gas**

Comparando las tendencias de agua con las de gas, podemos observar lo siguiente:

➤ **Línea roja (180000 SCFD):**

- En el análisis de gas, este escenario mostró la mayor producción sostenida hasta aproximadamente 2035, gracias a una mayor eficiencia de desplazamiento.
- En la producción de agua, presenta un incremento notable en la fase tardía, alcanzando un pico cercano a los 22000 bbl hacia finales de 2038. Sin embargo, este valor corresponde a un máximo puntual y no a un nivel sostenido en el tiempo; el promedio de producción en este periodo se mantiene por debajo de dicho valor.

➤ **Línea morada (135000 SCFD):**

- En el gas, este escenario tuvo una declinación más rápida hacia 2034, indicando una eficiencia intermedia.
- En el agua, muestra un comportamiento moderado, con un aumento constante pero menor que la línea roja. Esto refleja un desplazamiento menos agresivo de fluidos en comparación con el escenario de 180000 SCFD.

➤ **Línea verde (90000 SCFD):**

- En el gas, este escenario mostró la declinación más rápida, con una recuperación menos eficiente.
- En el agua, la producción mantuvo valores más bajos y variables a lo largo de todo el periodo, sin alcanzar en ningún momento los 15000 barriles. El comportamiento se caracteriza por oscilaciones moderadas, reflejando una menor capacidad de desplazamiento de fluidos, esto evidentemente debido al bajo volumen de CO<sub>2</sub> inyectado.

El aumento general de la producción de agua después de 2034, especialmente en el escenario de 180000 SCFD (línea roja), sugiere que un mayor volumen de inyección incrementa inicialmente la producción de metano. Sin embargo, en etapas avanzadas este mismo efecto acelera la movilización de agua hacia los pozos productores. Este comportamiento es generalmente negativo desde el punto de vista de la recuperación de gas, ya que el agua comienza a ocupar el espacio poroso antes ocupado por el metano, desplazándolo hacia zonas no productivas y reduciendo la saturación de gas en el medio poroso. Como consecuencia, disminuye la eficiencia de recobro y se incrementan los costos operativos asociados al manejo y tratamiento de agua producida.

En contraste, el escenario de menor inyección (90000 SCFD – línea verde) muestra una vida productiva más prolongada y estable, alcanzando hasta el año 2037 sin caídas abruptas, lo que evidencia una mejor sostenibilidad operativa, aunque con menores tasas de producción inicial.

Si bien, existe una relación directa entre mayor sea la inyección, tendré mayor producción de gas, este efecto no se cumple a lo largo de la simulación, ya que comienza la declinación; además del incremento en la producción de agua comprometiendo la a eficiencia de recobro como la rentabilidad global del proyecto.

De modo que, considerando este balance entre producción de gas y control de agua producida, el escenario de inyección de 135000 SCFD (línea morada) se presenta como la opción más equilibrada. Este caso mantiene una producción de gas sostenida por un periodo prolongado, evitando caídas prematuras, y limita el incremento acelerado de agua que caracteriza al escenario de alta inyección. De esta forma, ofrece una buena eficiencia

de recobro sin comprometer la operación con altos volúmenes de agua, lo que lo convierte en una alternativa técnica y económicamente más estable a mediano y largo plazo.

### 3.4. Factor de recobro

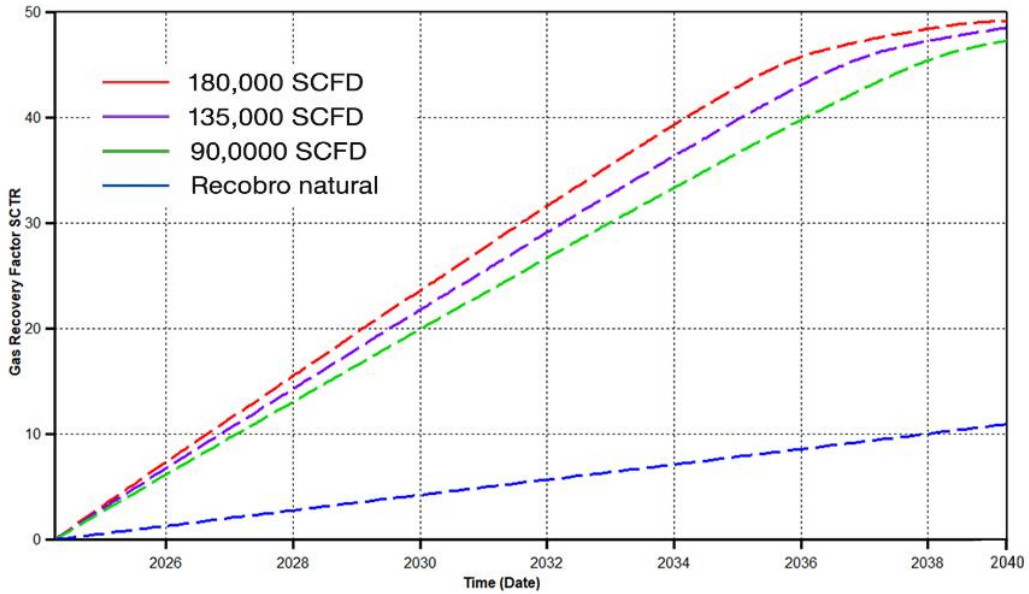


Ilustración 22 Factor de recobro. (Computer Modelling Group, 2024)

La figura 22, siguiendo los conceptos abordados en la sección 1.6, muestra la evolución del factor de recobro de gas natural en el Campo Amistad entre los años de simulación, comparando cuatro escenarios: uno de flujo natural (sin inyección de CO<sub>2</sub>) y tres con inyección alternada de CO<sub>2</sub>.

Tabla 1 Comparativa de Factor de recobro. Elaboración propia.

| Escenario                             | Volumen de CO <sub>2</sub> por ciclo | FR estimado |
|---------------------------------------|--------------------------------------|-------------|
| <b>Inyección baja (línea verde)</b>   | 90000 SCF                            | 42 %        |
| <b>Inyección media (línea morada)</b> | 135000 SCF                           | 45%         |

|                                    |               |     |
|------------------------------------|---------------|-----|
| <b>Inyección alta (línea roja)</b> | 180000 SCF    | 49% |
| <b>Flujo natural (línea azul)</b>  | Sin inyección | 12% |

Los resultados de la evaluación de los distintos escenarios de inyección se presentan en la Tabla 1, para el cual, el simulador emplea la ecuación para determinar el factor de recobro previamente detallada (sección 1.6); como resultado se muestra que el factor de recobro aumenta conforme aumenta la inyección de CO<sub>2</sub>.

El comportamiento que tiene el yacimiento con el flujo natural es tal que se podría obtener tan solo el 12% de factor de recobro. A diferencia de los escenarios de inyección con una recuperación mayor al 40%. Esta variación deja en evidencia la importancia de implementar el método de inyección para maximizar la extracción de gas en el Campo Amistad.

Estos resultados indican que la inyección de CO<sub>2</sub> representa una oportunidad significativa para mejorar la rentabilidad del campo, ya que puede incrementar el factor de recobro hasta cuatro veces más que el escenario base de producción natural.

Este comportamiento puede explicarse por tres factores clave:

- **Sostenimiento de presión:** El CO<sub>2</sub> inyectado ayuda a mantener la energía del sistema, lo cual evita una caída rápida de presión como en el flujo natural.
- **Desplazamiento del gas natural:** El CO<sub>2</sub> miscible empuja el metano hacia los pozos productores de manera más eficiente.
- **Mayor eficiencia de barrido volumétrico:** Al inyectar más CO<sub>2</sub>, se alcanzan zonas que de otro modo no serían drenadas por flujo natural.

### 3.5.Presión de reservorio

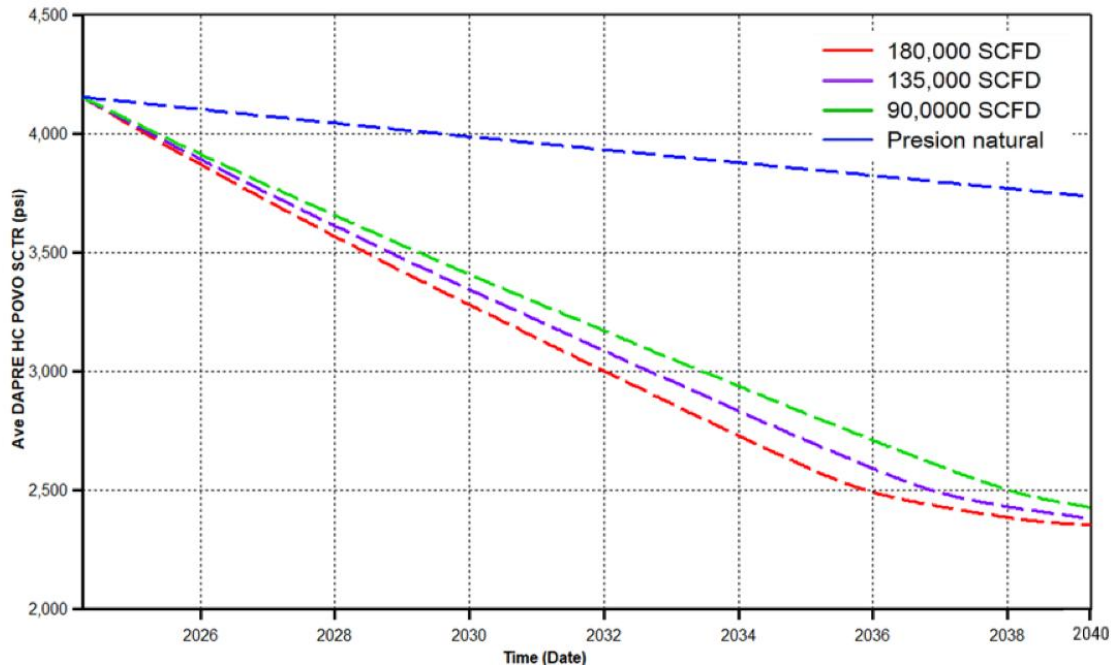


Ilustración 23 Presión en el tiempo. (Computer Modelling Group, 2024)

En la imagen 23, se observa que los escenarios con inyección de CO<sub>2</sub> presentan una disminución más acelerada de la presión en el reservorio en comparación con el flujo natural (línea azul). Particularmente, el caso de mayor inyección muestra una declinación más pronunciada, lo cual sugiere que el gas inyectado favorece el desplazamiento del gas presente en el yacimiento, pero también acelera la caída de presión debido al mayor barrido y extracción. En contraste, el caso sin inyección conserva una presión más estable, aunque con menor eficiencia en la recuperación de gas.

#### Observaciones:

- **Flujo natural:** La presión decae con el tiempo, una menor capacidad de recuperación, por lo tanto, agotamiento del yacimiento.

- **Inyección a 90000 SCFD:** Mantiene presión mejor que el flujo natural, sin embargo, la recuperación es mucho mayor.
- **Inyección a 135000 SCFD:** Logra mantener un equilibrio entre la producción de gas y agua conforme a los años de simulación, se establece como el mejor en eficiencia.
- **Inyección a 180000 SCFD:** Consigue la máxima recuperación de gas, sin embargo, presenta un incremento en la producción de agua además de tener una rápida caída de presión en los últimos años del proyecto.

### 3.6. Almacenamiento de CO2

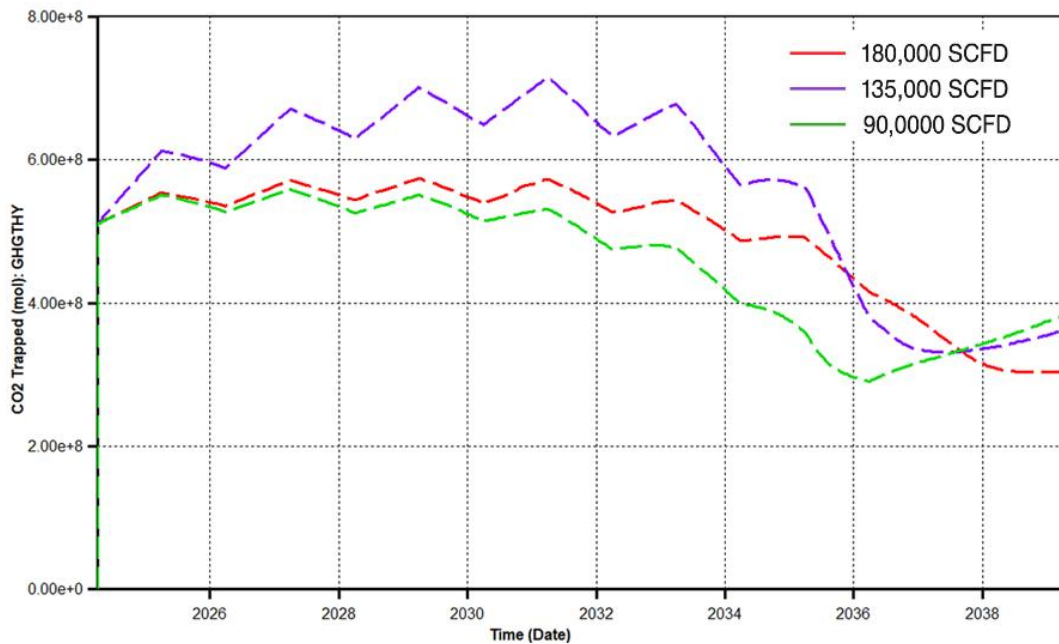


Ilustración 24 Almacenamiento de CO2. (Computer Modelling Group, 2024)

En la gráfica 24 se presenta el CO2 en moles que se mantiene en el subsuelo a lo largo de la simulación. Mediante este análisis se podría evaluar la eficacia para llevar a cabo un proyecto de captura de Co2.

## **Puntos Clave:**

### ➤ **Fase Inicial:**

- Se logra un incremento en la cantidad de CO<sub>2</sub> atrapado, esto debido a que la inyección de CO<sub>2</sub> comienza y el yacimiento comenzará a acumularlo.

### ➤ **Fase de Acumulación:**

- **Curva Morada:** Se desarrolla con normalidad, alcanzando un pico aproximadamente de  $7,15 \times 10^8$  moles, y luego comienza una disminución gradual.
- **Curva Roja:** Logra mantener el CO<sub>2</sub> atrapado de manera estable, con ligeras variaciones, aproximadamente en  $5,5 \times 10^8$  a  $5,8 \times 10^8$  moles durante este período. Parece ser un escenario más conservador o con una tasa de inyección más constante.
- **Curva Verde:** Sigue una trayectoria similar a la roja, pero ligeramente por debajo, también con cierta estabilidad en un rango de  $5 \times 10^8$  a  $5,5 \times 10^8$  moles. Aunque la curva presenta un comportamiento estable y continuo, el nivel de almacenamiento de CO<sub>2</sub> es menor en comparación con la curva morada. Esto se debe a que la tasa de inyección más baja; no genera suficiente presión, ni volumen como para forzar el CO<sub>2</sub> a ocupar una mayor proporción del medio poroso. Por lo tanto, al inyectar menos CO<sub>2</sub>, también limita el alcance y la capacidad del gas para desplazarse por el yacimiento y encontrar zonas donde pueda ser atrapado.

Esto, cumple con lo propuesto por Zhang (2020), al alinearse con modelos de simulación que demuestran que una tasa baja de inyección produce menor eficiencia de barrido y, por tanto, menor acumulación de CO<sub>2</sub> en la fase atrapada.

### ➤ **Fase de Disminución:**

- La curva roja y verde muestran una pérdida considerable de CO<sub>2</sub> atrapado, aunque de menor magnitud. En el caso de la curva roja, el comportamiento podría estar asociado a una presión excesiva que moviliza el gas previamente atrapado mientras que, en el caso de la curva verde la caída es proporcionalmente menor, ya que el volumen acumulado también fue menor desde el inicio.
- Este comportamiento ha sido descrito por Li (2021), mediante simulaciones de inyección alternada donde, tras una fase activa, el CO<sub>2</sub> atrapado puede remigrar en zonas de menor energía, reduciendo el volumen acumulado.

➤ **Fase de Estabilización:**

- Hacia el final del período graficado, la tasa de disminución parece desacelerarse, e incluso las curvas verde y morada muestran una ligera tendencia ascendente después de 2036. Esto podría sugerir una estabilización del sistema o que parte del CO<sub>2</sub> está siendo atrapado por otros mecanismos a largo plazo (por ejemplo, disolución o mineralización). Estudios previos como el de Santos & Gaitán., 2023, en simulaciones similares realizadas con CMG y otros simuladores composicionales han mostrado tendencias equivalentes hacia el final de periodos prolongados, atribuyéndolo a la captura estructural estabilizada y mecanismos geoquímicos.

### **3.7. Análisis económico**

Se presenta a detalle el análisis económico del proceso de inyección de gas. Mediante este estudio, se desea determinar la viabilidad financiera y el impacto económico de implementar esta técnica. Se incluyeron los costos de capital y operativos, además de contar con la producción estimada; para poder realizar un correcto análisis económico del proyecto.

Según (Engimates, 2025), la evaluación de proyectos en la industria de hidrocarburos, especialmente aquellos que involucran técnicas avanzadas como la inyección de gas, es inherentemente compleja debido a su naturaleza intensiva en capital y los largos ciclos de vida que pueden extenderse por décadas. La implementación de un análisis económico robusto es esencial para minimizar el riesgo, optimizar la asignación de recursos y priorizar aquellos proyectos que ofrecen el mayor valor (Cleary & Caspersen, 2015).

Estos factores pueden afectar directamente la licencia social para operar, los cronogramas del proyecto y, en última instancia, su viabilidad económica a largo plazo. Por lo tanto, se requiere un enfoque holístico e interdisciplinario en la gestión de riesgos para asegurar una evaluación exhaustiva (Duan et al., 2021).

La siguiente tabla, presentada por (Aboagye et al., 2024), resume los componentes clave del análisis económico y sus métricas financieras:

*Tabla 2 Componentes Clave del Análisis Económico y Métricas Financieras (Aboagye et al., 2024)*

| <b>Componente/Métrica</b>        | <b>Descripción</b>  | <b>Significado e Implicación</b>   |
|----------------------------------|---|--|
| <b>CAPEX (Gastos de Capital)</b> | Inversiones en activos fijos como equipos, infraestructura, perforación y completación de pozos.                            | Define la inversión inicial necesaria. La precisión es crucial para el costo base del proyecto.  |
| <b>OPEX (Gastos Operativos)</b>  | Costos continuos de operación y mantenimiento, no capitalizables, como energía, químicos, mano de obra.                     | Representa los gastos recurrentes para mantener la producción. Pueden tener un impacto significativo en la rentabilidad a largo plazo. |
| <b>VPN (Valor Presente Neto)</b> | Valor actual de los flujos de efectivo futuros del proyecto, descontados a una tasa específica, menos la inversión inicial. | Indica la rentabilidad absoluta del proyecto. Un VPN positivo sugiere viabilidad y creación de valor.                                  |

|  |  |  |
|--|--|--|
| <b>TIR (Tasa Interna de Retorno)</b>           | Tasa de descuento que hace que el VPN de un proyecto sea igual a cero.                                   | Proporciona una medida porcentual de la rentabilidad.                        |
| <b>MARR (Tasa Mínima Atractiva de Retorno)</b> | Tasa de retorno mínima aceptable que una empresa requiere para sus inversiones.                          | Las variaciones pueden revertir el atractivo de los escenarios de inversión. |
| <b>Payback (Período de Recuperación)</b>       | Tiempo requerido para que los flujos de efectivo acumulados de un proyecto igualen la inversión inicial. | Mide la liquidez y la rapidez con la que se recupera la inversión.           |

Se presenta la tabla 2, misma que porta los componentes claves para un correcto análisis económico, esto implica que, para el proyecto, una evaluación de riesgos completa debe trascender los modelos financieros tradicionales. Es indispensable incorporar metodologías que permitan cuantificar o ponderar el impacto de riesgos cualitativos, como la aceptación social del proyecto, los posibles cambios en las regulaciones ambientales o la estabilidad política de la región. Estos factores pueden afectar directamente la licencia social para operar, los cronogramas del proyecto y, en última instancia, su viabilidad económica a largo plazo. Por lo tanto, se requiere un enfoque holístico e interdisciplinario en la gestión de riesgos para asegurar una evaluación exhaustiva (Duan et al., 2021).

### **3.7.1. Costos iniciales**

Las principales variables que presentan incertidumbre son el precio del crudo, la producción de fluidos, el CAPEX y el OPEX. Debido a esto se debe definir una efectiva gestión de riesgos con el objetivo de mantener las variables dentro de límites definidos y

aceptados, esto con el fin de mantener los riesgos negativos con un efecto mínimo o nulo sobre los proyectos y hacer incidir sobre los factores que provocan los riesgos positivos en los proyectos (Marin & Quimbayo, 2021).

Según (Skorek-Osikowska et al., 2020), en su tabla presenta los tentativos costos capitales para un proyecto de Gas Alterno Gas:

| Costos de inversión inicial                           | Valor          |
|---|----------------|
| Fermentación del estiércol                            | \$ 1,352,004   |
| Gasificación de biomasa                               | \$ 608,117     |
| Limpieza (y refrigeración) de biogás (gas de proceso) | \$ 90,770      |
| Captura de CO <sub>2</sub>                            | \$ 167,752     |
| Calor para fregar (caldera + HE)                      | \$ 66,352      |
| Electrólisis  | \$ 1,662,555   |
| Reactor de desplazamiento                             | \$ 76,754      |
| Metanización  | \$ 954,690     |
| Compresión RNG  | \$ 81,933      |
| Inyección a la red                                    | \$ 84,110      |
| Otros no listados                                     | \$ 323,895     |
| Perforación de pozos productores                      | \$ 136,800,000 |
| Perforación de pozos inyectores                       | \$ 42,000,000  |
| Abandono de pozos                                     | \$ 48,000,000  |
| CAPEX (Total)   | \$ 232,268,932 |

*Ilustración 25 Costo capital para proyecto de Gas Alterno Gas. (Skorek-Osikowska et al., 2020)*

En la imagen 25, se presenta un desglose de los costos de inversión inicial estimados para un proyecto de producción de gas alternativo, basado en el estudio realizado por Skorek-Osikowska et al., 2020. En ella se detallan los distintos componentes del sistema, como fermentación del estiércol, gasificación de biomasa, captura de CO<sub>2</sub>, metanización, compresión, y perforación de pozos, entre otros.

Si bien estos valores fueron calculados en un contexto europeo (Polonia), proporcionan una referencia útil para dimensionar los requerimientos económicos de un proyecto de características similares en regiones como América Latina, con las debidas adaptaciones a las condiciones locales.

Para el estudio en el Campo Amistad, se necesita identificar fuentes de CO<sub>2</sub> para promover su captura. Por lo tanto, es necesario adaptar los costos presentados a las condiciones locales y a la tecnología efectivamente disponible.

### 3.7.2. Flujo efectivo

La gráfica de flujo de caja se elaboró a partir de la estimación anual de ingresos y egresos asociados al proyecto de inyección de CO<sub>2</sub> en el Campo Amistad. Para ello, se consideraron tres escenarios de precios de venta del gas natural: \$4/MSCF (pesimista), \$6/MSCF (realista) y \$12/MSCF (optimista). La metodología aplicada para el desarrollo de este análisis abarcó:

- Estimación de la producción anual: Se utilizó el modelo de simulación numérica del yacimiento para proyectar la producción de gas recuperado con inyección de CO<sub>2</sub> durante el periodo 2025–2040.
- Cálculo de ingresos: Los volúmenes de gas proyectados en la ilustración 21, se multiplicaron por el precio de venta correspondiente a cada uno de los tres escenarios definidos.
- Determinación de costos:

En el caso del Campo Amistad, los valores de CAPEX y OPEX utilizados para el análisis económico se tomaron como referencia del estudio de Skorek-Osikowska et al. (2020), correspondiente a un proyecto de producción de gas alterno en Polonia, debido a la similitud en los componentes técnicos requeridos. Sin embargo, se consideró este valor únicamente como una base de cálculo, reconociendo que las condiciones de mercado en Ecuador presentan variaciones en costos de perforación, materiales, transporte y mano de obra. Para este estudio, el CAPEX asumido corresponde a USD 232,27 millones, concentrado principalmente en los primeros años del proyecto, mientras en el análisis económico se consideró que el OPEX anual del proyecto está basado en el estudio de Skorek-Osikowska et al. (2020), compuesto por costos como personal, monitoreo, mantenimiento básico, administración de energía eléctrica para compresores, químicos de tratamiento, repuestos y mantenimiento mayor. Debido a que gran parte de estos gastos son independientes de la tasa de inyección, el OPEX se mantuvo relativamente constante para los tres escenarios, con

variaciones menores asociadas al nivel de operación de los equipos. Para el escenario base de 135 000 SCFD se asumió un OPEX promedio de 30 MMUSD/año, mientras que para el escenario de 90 000 SCFD se estimó un valor levemente menor y para el escenario de 180 000 SCFD un incremento moderado, reflejando el mayor consumo energético y desgaste mecánico a tasas de inyección más altas. Este rango de OPEX permite capturar de forma realista el impacto operativo de cada caso en la evaluación financiera.

➤ Cálculo del flujo de caja anual:

Se restaron los costos (CAPEX + OPEX) de los ingresos anuales para obtener los valores netos de flujo de caja.

➤ Visualización de resultados:

$$FC_t = (Q_t \times P) - CAPEX_t - OPEX_t$$

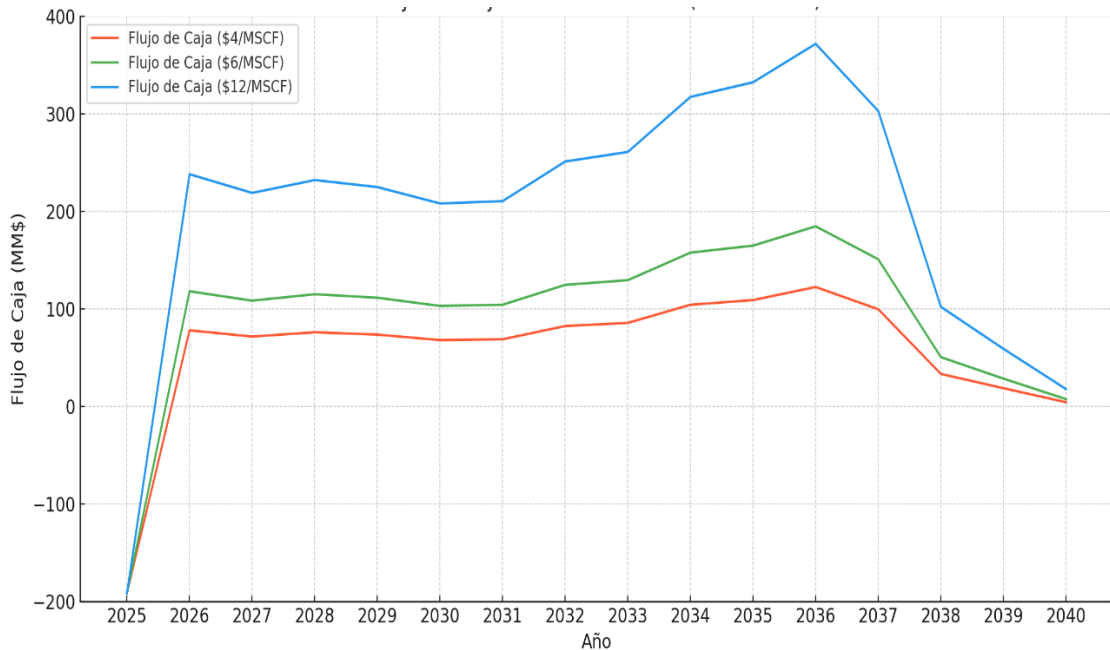
*Ecuación 4 Ecuación para el flujo de caja anual. (Skorek-Osikowska et al., 2020)*

Donde:

- ✓ FCt: Flujo de caja neto en el año.
- ✓ Qt: Producción anual de gas en el año, obtenida de la simulación de yacimiento.
- ✓ P: Precio de venta del gas natural para tres escenarios: 4, 6 y 12 USD/MSCF.
- ✓ CAPEXt: Inversión de capital para infraestructura, planta de compresión, adecuación de pozos e instalación de ductos.
- ✓ OPEXt: Costos operativos anuales, que incluyen compresión, monitoreo, mantenimiento, tratamiento de CO<sub>2</sub> y otros gastos de operación.

Se muestra la ecuación 4, que sirve para determinar los valores anuales netos que fueron graficados para mostrar el comportamiento económico del proyecto bajo los distintos escenarios de precios. Esto permite evaluar la sensibilidad del flujo de caja frente a variaciones del mercado y facilita la toma de decisiones sobre la viabilidad financiera del proyecto.

El análisis económico se desarrolló con base en la tasa de inyección de 135,000 MSCF/día, al considerarse un punto de equilibrio técnico-económico que maximiza la recuperación con costos controlados, en comparación con los escenarios de 90,000 y 180,000 MSCF/día.



*Ilustración 26 Flujo efectivo para diferentes escenarios. Elaboración propia*

En la gráfica 26, se muestra el flujo de caja del proyecto de inyección de CO<sub>2</sub> en el Campo Amistad. Este, resultó económicamente viable. Mostrando flujos negativos en todos los escenarios debido a los altos valores iniciales de CAPEX, a partir de 2026 los ingresos superan a los costos, dándonos a entrever una recuperación rápida de la inversión.

A partir de 2036 todos los escenarios propuestos, presentan una declinación progresiva, asociada a la reducción en la producción de gas. No obstante, los flujos se mantienen positivos gracias a un OPEX más bajo en esa etapa, lo cual prolonga la rentabilidad del proyecto, especialmente en el escenario medio.

Este análisis no implica que “invertir más, sea mejor”, sino que la rentabilidad está fuertemente condicionada por los precios del gas en el mercado, por lo que decisiones de inversión deben ir acompañadas de estrategias de mitigación de riesgos, como control de costos, diversificación del portafolio de pozos y políticas fiscales favorables.

### 3.7.3. Tasa de descuento

La gráfica se construyó a partir de los flujos de caja anuales previamente estimados en la sección anterior para el proyecto de inyección de CO<sub>2</sub> en el Campo Amistad, bajo tres escenarios de precio del gas natural (\$4, \$6 y \$12 por MSCF) en el periodo 2025–2040.

$$VAN = \sum_{t=0}^n \frac{FC_t}{(1+r)^t}$$

*Ecuación 5 Ecuación para el valor actual neto. (Skorek-Osikowska et al., 2020)*

Donde:

- ✓ **FC<sub>t</sub>**: Flujo neto de caja en el año t, obtenido de la proyección económica desarrollada previamente.
- ✓ **r**: Tasa de descuento aplicada (0%–100%).
- ✓ **n**: Horizonte de evaluación (2025–2040).

Se presenta la ecuación 5, utilizada para el cálculo del valor actual neto. Este análisis permitió evaluar la sensibilidad económica del proyecto ante distintos niveles de rentabilidad esperada, mostrando cómo el valor actual neto (VAN) disminuye conforme aumenta la tasa de descuento, siendo más notoria esta variación en los escenarios de mayor ingreso.

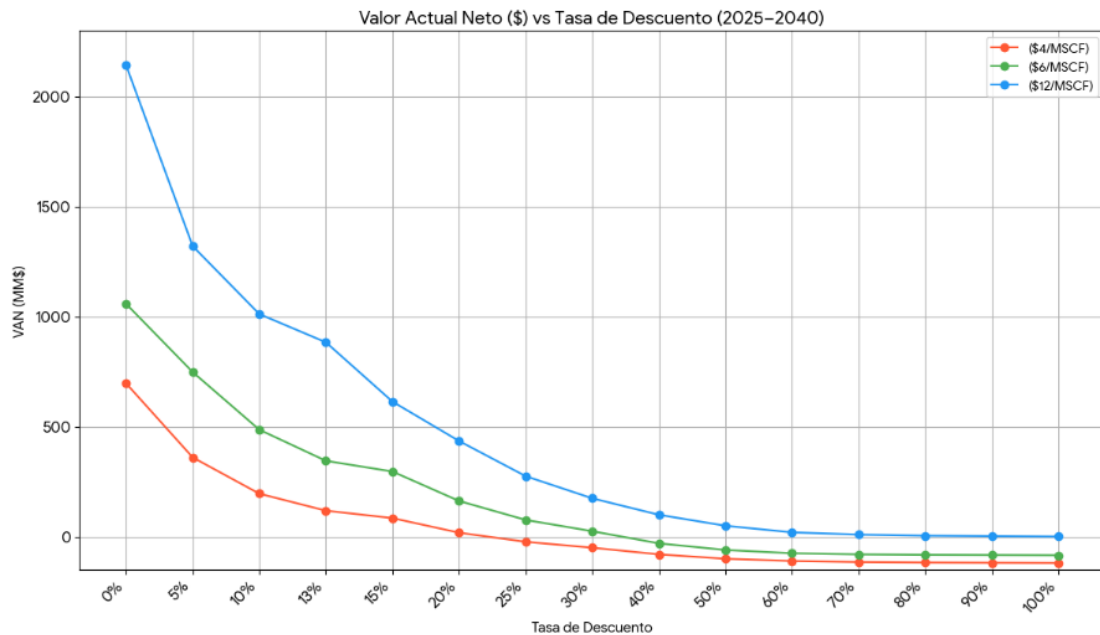


Ilustración 27 Tasa de descuento. Elaboración propia

La Figura 27 correspondiente, muestra la evolución de la Tasa Interna de Retorno (TIR) frente a distintos escenarios de precios del gas natural. La curva azul representa el escenario optimista con un precio de \$12/MSCF, obteniendo una TIR del 85%; la curva verde corresponde al escenario promedio de \$6/MSCF, con una TIR del 36%; y la curva roja refleja el escenario de riesgo con \$4/MSCF, con una TIR de 23%.

Estas tasas se calcularon a partir de los flujos de caja anuales previamente estimados (sección 3.7.2), considerando un periodo de análisis de 2025 a 2040, bajo una tasa de inyección de CO<sub>2</sub> de 135000 MSCF/día. Para cada año se proyectaron los ingresos por venta de gas, descontando los costos de inversión (CAPEX) y operación (OPEX), y se obtuvo el valor presente neto (VPN) de cada escenario. Posteriormente, se determinó la TIR como aquella tasa que iguala el VPN a cero. Lo que significa que los ingresos actualizados del proyecto son exactamente iguales a sus egresos actualizados, sin generar valor adicional. Este criterio es ampliamente utilizado en la evaluación económica de proyectos, ya que indica la rentabilidad máxima que el proyecto puede soportar antes de dejar de ser viable.

Una vez finalizado este análisis, se puede concluir que, el escenario optimista muestra una rentabilidad muy grande, manteniendo una sostenibilidad rentable y positiva. El

escenario realista también se podría tomar en cuenta al tener estabilidad en condiciones normales. Sin embargo, el escenario pesimista se presenta como el único de los que en el que se tendría un menor margen de ganancia.

## CONCLUSIONES

- Esta investigación exploró una técnica prometedora llamada inyección de Gas Alterno Gas (GAG) usando CO<sub>2</sub> para mejorar la extracción de gas natural en el Campo Amistad – Bloque 6. A través de simulaciones avanzadas con el software CMG, logramos demostrar que esta tecnología no solo es técnicamente viable, sino también económicamente atractiva.
- El yacimiento Subibaja-Zacachum del Campo Amistad presenta condiciones geológicas favorables para esta tecnología, con una porosidad del 16.8 %, una permeabilidad media de 230 mD y un espesor neto productor de 120 pies. Estas características, junto con presiones iniciales superiores a 4500 psi, favorecen una alta eficiencia de desplazamiento y acumulación de CO<sub>2</sub>.
- La caracterización precisa del yacimiento fue determinante para el modelado. El uso de datos de EPPetroEcuador (2024) y estudios previos permitió definir propiedades petrofísicas clave (porosidad, permeabilidad, saturación de agua) y la composición real del gas (99 % metano), lo que garantizó una representación fiel de las condiciones del Campo Amistad.
- La inyección de CO<sub>2</sub> bajo la técnica GAG (Gas Alterno Gas) en el Campo Amistad, Bloque 6 demostró mejorar significativamente el factor de recobro. Se logró aumentar el factor de recobro hasta un 49 % bajo el escenario de inyección de 180000 MSCF/día, frente a un 12 % sin inyección. Se evidenció que la técnica GAG mejora el barrido volumétrico y estabiliza la presión del yacimiento, prolongando su productividad.
- Las simulaciones numéricas realizadas en CMG evidenciaron que este método permite mantener la presión del yacimiento, mejorar el barrido del gas presente y retrasar el avance del agua, en comparación con el recobro natural.
- Desde una perspectiva ambiental, se estimó la captura de aproximadamente hasta  $7,15 \times 10^8$  moles de CO<sub>2</sub>, lo que contribuye significativamente a mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero, alineándose con los objetivos de sostenibilidad energética del Ecuador.

- En términos económicos, el análisis de flujo de caja mostró valores positivos en todos los escenarios. El escenario de 135000 MSCF/día se identificó como el punto óptimo técnico-económico, con tasas internas de retorno (TIR) superiores al 85 %, incluso con tasas de descuento elevadas.
- La estrategia de inyección extiende la vida productiva y mantiene una producción significativa hasta 2040. No obstante, se recomienda optimizar la gestión de agua producida para mitigar riesgos operativos. Para ello es importante tomar en cuenta estudios propuestos por varios autores como Tomalá & Neira, 2018; Tomalá & Quirumbay, 2023, en los que también manejan los cortes de agua que se presentan en el desarrollo del proyecto.
- En resumen, la inyección alternada de CO<sub>2</sub> representa una solución integral que mejora el aprovechamiento del gas remanente, fortalece la rentabilidad del proyecto y reduce el impacto ambiental. Esta tecnología se posiciona como una estrategia sostenible que alinea los intereses comerciales con la responsabilidad ambiental, marcando un camino hacia el desarrollo energético más consciente y eficiente.

## RECOMENDACIONES

- Se recomienda aplicar la técnica de inyección alternada de CO<sub>2</sub> (GAG) en el Campo Amistad – Bloque 6, priorizando el escenario con una tasa de inyección de 135000 MSCF/día. Este escenario representa el equilibrio técnico-económico ideal, maximizando el factor de recobro sin incurrir en costos excesivos y reduciendo riesgos operativos respecto a los otros escenarios.
- Durante la implementación será fundamental establecer un sistema robusto de monitoreo continuo de la presión del reservorio. Esto nos permitirá ajustar los ciclos de inyección en tiempo real y mantener la estabilidad operacional, especialmente durante el período crítico, cuando esperamos alcanzar los picos máximos de producción.
- Ante la tendencia creciente de agua hacia 2034, se recomienda desarrollar estrategias de manejo como la inyección selectiva, el uso de polímeros, o tecnologías de separación avanzadas para mitigar el impacto en la eficiencia de recuperación. Estas medidas serán especialmente importantes durante las fases tardías del proyecto para mantener la eficiencia en la recuperación de gas.
- Vemos una gran oportunidad para replicar este modelo exitoso en otros yacimientos ecuatorianos que presenten características geológicas similares. Esto requeriría adaptar las simulaciones a las condiciones específicas de cada campo, pero el potencial de expansión es considerable.
- Para garantizar el éxito de la implementación, es esencial fortalecer las capacidades técnicas del personal mediante programas de capacitación especializada en el uso de herramientas de simulación como CMG. Esto asegurará que el equipo pueda manejar eficientemente todas las fases del proyecto.
- Mirando hacia el futuro, proponemos continuar investigando tecnologías complementarias, como la co-inyección de nitrógeno (N<sub>2</sub>), que podría optimizar aún más los factores de recuperación y mejorar la sostenibilidad general del sector hidrocarburífero ecuatoriano.

- Dado el aporte del proyecto a la reducción de emisiones, se sugiere vincular el desarrollo a mecanismos de financiamiento climático o bonos de carbono, facilitando su viabilidad económica con capital sostenible.
- Explorar convenios estratégicos con empresas generadoras de CO<sub>2</sub> industrial o proyectos de captura de carbono representa una oportunidad excepcional para transformar un costo operativo significativo en una ventaja competitiva. Esta estrategia no solo podría reducir dramáticamente los gastos de adquisición de CO<sub>2</sub>, sino que también crearía un modelo de economía circular beneficioso para todas las partes involucradas.

## REFERENCIAS

- Aboagye, E. A., Assis, D. C. A., Silva, N. V. S. da, & Oliveira, M. L. de. (2024). ANALYSIS OF THE ECONOMIC PERFORMANCE OF PROJECT ADVANCED OIL RECOVERY WITH CO<sub>2</sub> INJECTION (EOR/CCUS-CO<sub>2</sub>) THROUGH FINANCIAL INDICATORS: BRAZILIAN OVERVIEW. *Brazilian Journal of Petroleum and Gas*, 18(3), 179–197. <https://doi.org/10.5419/bjpg2024-0012>
- Al-Bodour, A., Alomari, N., Gutiérrez, A., Aparicio, S., & Atilhan, M. (2023). Exploring the thermophysical properties of natural deep eutectic solvents for gas capture applications: A comprehensive review. *Green Chemical Engineering*.
- Amirhossein, K., Mahya, N., & Mona, I. (2022). Enviro-economic investigation of various flare gas recovery and utilization technologies in upstream and downstream of oil and gas industries. *Journal of Cleaner Production*, 346, 131218.
- ANCHAR. (2011). RESULTADOS DE LA EXPLORACIÓN MICROSÍSMICA. *ANCHAR*.
- Aoun, A. E., Pu, H., Rasouli, V., Tomomewo, O., Khetib, Y., & Ben Ameer, M. C. (2024). Enhanced oil recovery through alternating gas Re-injection to reduce gas flaring in the Bakken. *Energy*, 290, 130103. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.130103>
- ARCH. (2006). Plan de Desarrollo Campo Amistad. *ARCH*.
- Aursand, E., & Hammer, M. (2018). Predicting triggering and consequence of delayed LNG RPT. *Journal of Loss Prevention in the Process Industrie*.
- Benítez, S; Acosta, B. (2021). Évolution géodynamique de la province cotiere sud-

- équatorienne au Crétacé supérieur. *ResearchGate*.  
<https://doi.org/10.13140/RG.2.2.23065.75369>
- Benitez. (2022). La localización Un factor de producción. *Universidad Argentina de La Empresa*.
- Bermudez, D. B. M. (2016). ESTUDIO DE COMPARTIMENTALIZACIÓN DEL CAMPO AMISTAD. *Repositorio Digital Institucional de La Escuela Politécnica Nacional*.
- Blumberg, L. M. (2021). Theory of gas chromatography. In *Gas Chromatography*. Elsevier.
- Byrnes, J., Roger, F., & Bagchi, R. (2023). Understandable multi- functionality measures using Hill numbers. *Oikos*.  
<https://doi.org/https://doi.org/10.1111/oik.09402>
- Chen, M., Wang, H., Liu, Y., Ma, L., Wu, D., & Wang, S. (2018). Corrosion behavior study of oil casing steel on alternate injection air and foam liquid in air-foam flooding for enhance oil recovery. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 165, 970–977. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2017.09.081>
- Cleary, J., & Caspersen, J. P. (2015). Comparing the life cycle impacts of using harvest residue as feedstock for small- and large-scale bioenergy systems (part I). *Energy*, 88, 917–926. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2015.07.045>
- Cochea, A., & Tumbaco, J. (2024). Simulación numérica para evaluar la eficacia del método Gas Alterno Gas GAG en la recuperación de gas natural y la captura de CO<sub>2</sub> en el campo Amistad –Bloque 6. *Repositorio Universidad Estatal Península de Santa Elena*, 83. <https://repositorio.upse.edu.ec/handle/46000/11869>
- Computer Modelling Group, (CMG). (2024). *COMPUTER MODELLING GROUP*.

PETEC.

Deniaud, Y. (1998). Evolucion tectono-sedimentaria de las cuencas costeras neogenas del Ecuador. *ResearchGate*.

DNH. (2008). Revisión del Campo Amistad. *DNH*.

dos Santos, L. O. S., Marcondes, F., & Sepehrnoori, K. (2013). A 3D compositional miscible gas flooding simulator with dispersion using Element-based Finite-Volume method. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 112, 61–68.  
<https://doi.org/10.1016/j.petrol.2013.10.004>

Druetta, P., Tesi, P., De Persis, C., & Picchioni, F. (2016). Methods in Oil Recovery Processes and Reservoir Simulation. *Advances in Chemical Engineering and Science*, 06(04), 39–435. <https://doi.org/10.4236/aces.2016.64039>

Duan, X., Zhao, X., Liu, J., Zhang, S., & Luo, D. (2021). Dynamic Risk Assessment of the Overseas Oil and Gas Investment Environment in the Big Data Era. *Frontiers in Energy Research*, 9. <https://doi.org/10.3389/fenrg.2021.638437>

El-Banbi, A., Alzahabi, A., & El-Maraghi, A. (2018). (2018). Dry Gases. In *PVT Property Correlations*.

Engimates. (2025). Economic Analysis in Oil & Gas Projects. *EngiMates Resources & Energy*.

EPPetroEcuador. (2024). Propiedades del reservorio del campo Amistad. *EPPetroEcuador*.

EPPetroEcuador. (2025). *Formación Subibaja*. EPPetroEcuador.  
<https://www.eppetroecuador.ec/>

Gaida, M., Stefanuto, P.-H., & Focant, J.-F. (2023). Theoretical modeling and machine learning-based data processing workflows in comprehensive two-dimensional gas

- chromatography—A review. *Journal of Chromatography A*.
- Ganat, T., Hrairi, M., Badawy, A., Khosravi, V., & Abdalla, M. (2024). Advancing sandstone reservoir compressibility prediction: A correlation-driven methodology. *Petroleum Research*.
- García, M.; Vilema, W. (1986). Síntesis Geológica de la Isla Puná. *IV Congreso Ecuatoriano de Geología, Minas y Petróleos*.
- Khalili-Garakani, A., Nezhadfar, M., & Iravaninia, M. (2022). Enviro-economic investigation of various flare gas recovery and utilization technologies in upstream and downstream of oil and gas industries. *Journal of Cleaner Production*, 346, 131218. <https://doi.org/10.1016/J.JCLEPRO.2022.131218>
- Lake, L. (1989). Enhanced oil recovery. In N. J. Prentice Hall, Englewood Cliffs (Ed.), *Enhanced Oil Recovery* (Prentice H). Prentice Hall, Englewood Cliffs, N.J. <https://doi.org/10.2118/9781613994948>
- Londono, F. E., Archer, R. A., & Blasingame, T. A. (2002). Simplified Correlations for Hydrocarbon Gas Viscosity and Gas Density – Validation and Correlation of Behavior Using a Large-Scale Database. *All Days*.
- Marin, A., & Quimbayo, M. (2021). METODOLOGÍA PARA LA GESTIÓN DE RIESGOS DE LA INDUSTRIA OIL&GAS EN COLOMBIA, BASADA EN HERRAMIENTAS Y TÉCNICAS ÓPTIMAS Y EFICIENTES QUE PERMITAN FACILITAR EL DESARROLLO DE PROYECTOS. *FACULTAD DE CIENCIAS ECONOMICAS Y ADMINISTRATIVAS ESPECIALIZACIÓN EN GERENCIA DE PROYECTOS*.
- Mohammed, N., Abbas, A. J., Enyi, G. C., Suleiman, S. M., Edem, D. E., & Abba, M. K. (2020). Alternating N<sub>2</sub> gas injection as a potential technique for enhanced gas

- recovery and CO<sub>2</sub> storage in consolidated rocks: an experimental study. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*, 10(8), 3883–3903.  
<https://doi.org/10.1007/s13202-020-00935-z>
- Momotko, M., Łuczak, J., Przyjazny, A., & Boczkaj, G. (2022). A natural deep eutectic solvent - protonated L-proline-xylitol - based stationary phase for gas chromatography. *Journal of Chromatography A*.  
<https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.chroma.2022.463238>
- Nagy, R., Sallai, R., Bartha, L., & Vágó, Á. (2015). Selection Method of Surfactants for Chemical Enhanced Oil Recovery. *Advances in Chemical Engineering and Science*, 05(02), 121–128. <https://doi.org/10.4236/aces.2015.52013>
- Ordóñez, M; Jiménez N; Suárez, J. (2006). Micropaleontología Ecuatoriana. *CIGG*.
- Pérez, V. (2016). Análisis técnico económico de la implementación de gravel pack para producción de gas natural en el campo Amistad. *Repositorio Digital Institucional de La Escuela Politécnica Nacional*.  
<http://bibdigital.epn.edu.ec/handle/15000/14814>
- Quirumbay, C; Tomalá, D (2023). Evaluación del factor de recobro en la fase de desplazamiento y almacenamiento de CO<sub>2</sub> en un yacimiento del campo Shushufindi-Bloque 57. La Libertad. UPSE, Matriz. Facultad de Ciencias de la Ingeniería. 81p.
- Ratnakar, R. R., Venkatraman, A., Kalra, A., & Dindoruk, B. (2020). On the prediction of gas solubility in brine solutions with single or mixed salts: Applications to gas injection and CO<sub>2</sub> capture/sequestration. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*.
- Ren, B., Zhang, L., Huang, H., Ren, S., Chen, G., & Zhang, H. (2015). Performance evaluation and mechanisms study of near-miscible CO<sub>2</sub> flooding in a tight oil

- reservoir of Jilin Oilfield China. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 27, 1796–1805. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2015.11.005>
- Reyes, E., & Lainez, A. (2024). Evaluación del desplazamiento de un polímero de alto peso molecular para maximizar el factor de recobro del pozo SSF\_122DTI del campo Shushufindi. *Repositorio Universidad Estatal Península de Santa Elena*.
- Samba, M. A., Aldokali, I., & Elsharaf, M. O. (2019). A New EOR Technology: Gas Alternating Gas Injection. *Journal of Earth Energy Engineering*, 8(1), 27–32. [https://doi.org/10.25299/jeee.2019.vol8\(1\).2354](https://doi.org/10.25299/jeee.2019.vol8(1).2354)
- Shi, X., Zheng, K., & Yin, B. (2023). Numerical method for gas-liquid two-phase flow with phase change heat transfer considering compressibility using OpenFOAM. *International Journal of Thermal Sciences*.
- Skorek-Osikowska, A., Martín-Gamboa, M., & Dufour, J. (2020). Thermodynamic, economic and environmental assessment of renewable natural gas production systems. *Energy Conversion and Management: X*, 7, 100046. <https://doi.org/10.1016/j.ecmx.2020.100046>
- Sola, A., & Gallo, F. (2018). Simulación Numérica-Térmica De La Línea De Flujo Submarina Del Campo Amistad. *Repositorio Digital Institucional de La Escuela Politécnica Nacional*.
- Tahmasebzadehbaie, M., & Sayyaadi, H. (2022). Technoeconomical, environmental, and reliability assessment of different flare gas recovery technologies. *Journal of Cleaner Production*, 367, 133009. <https://doi.org/10.1016/J.JCLEPRO.2022.133009>
- Thomas, S. (2008). Enhanced Oil Recovery - An Overview. *Oil & Gas Science and Technology - Revue de l'IFP*, 63(1), 9–19. <https://doi.org/10.2516/ogst:2007060>

- Neira, D; Tomalá, L (2018). Simulación de la inyección de polímeros para la optimización del factor de recobro en yacimientos a diferentes temperaturas. La Libertad. UPSE, Matriz. Facultad de Ciencias de la Ingeniería. 167p.
- Vail, P. (1987). Procedimiento de interpretación de la estratigrafía sísmica. *Asociación Americana de Geólogos Del Petróleo*.
- Valle, E., & Flores, A. (2014). PROPUESTA PARA OPTIMIZAR LAS OPERACIONES DE PERFORACIÓN DE NUEVOS POZOS EN EL CAMPO AMISTAD, MEDIANTE EL ANÁLISIS DE LOS PROBLEMAS PRESENTADOS EN LA PERFORACIÓN DE LOS POZOS AMISTAD 5 Y 7 DEL GOLFO DE GUAYAQUIL, BLOQUE 3. *Repositorio de La UNIVERSIDAD CENTRAL DEL ECUADOR*.
- Zanin, A., Pavlyuchenko, E., & Shcherba, V. (2021). Numerical and experimental study on fluid compressibility in a two-stage reciprocating pump-compressor. *Applied Thermal Engineering*.
- Zhang, X., Luo, Z., Liu, J., Wang, J., & Shafieezadeh, M. M. (2023). Experimental evaluation of the water-based enhanced oil recovery methods in ultra-tight reservoirs. *Journal of Petroleum Exploration and Production Technology*.

## ANEXOS

*Tabla 3 Descripción de los pozos. Elaboración propia*

| Número | Nombre de pozo | Tipo      | X-Coord (ft) | Y-Coord (ft) | Z-Coord (ft) | UBA     |
|--------|----------------|-----------|--------------|--------------|--------------|---------|
| 1      | AMS_18         | Productor | 9225         | 26375        | 8265.52      | 13 53 1 |
| 2      | AMS_19         | Productor | 8775         | 22525        | 8896.68      | 12 66 1 |
| 3      | AMS_20         | Productor | 8325         | 25225        | 8437.74      | 11 60 1 |
| 4      | AMS_21         | Productor | 12375        | 28825        | 9193.72      | 20 52 1 |
| 5      | AMS_P1         | Productor | 11925        | 34675        | 8742.99      | 19 39 1 |
| 6      | AMS_P10        | Productor | 14625        | 45925        | 9518.45      | 25 14 1 |
| 7      | AMS_P11        | Productor | 14625        | 44125        | 9465.12      | 25 18 1 |
| 8      | AMS_P12        | Productor | 12825        | 44125        | 9346.57      | 21 18 1 |
| 9      | AMS_P13        | Productor | 10125        | 34675        | 8358.06      | 15 39 1 |
| 10     | AMS_P14        | Productor | 10125        | 32875        | 8303.86      | 15 43 1 |
| 11     | AMS_P15        | Productor | 12375        | 39625        | 8895.67      | 20 28 1 |
| 12     | AMS_P16        | Productor | 12375        | 37825        | 8910.34      | 20 32 1 |
| 13     | AMS_P17        | Productor | 12825        | 47775        | 9673.23      | 21 10 1 |
| 14     | AMS_P18        | Productor | 14625        | 47775        | 9720.52      | 25 10 1 |
| 15     | AMS_P2         | Productor | 13725        | 34675        | 9404.82      | 23 39 1 |
| 16     | AMS_P3         | Productor | 13725        | 32875        | 9525.9       | 23 43 1 |
| 17     | AMS_P4         | Productor | 11925        | 32875        | 8891.13      | 19 43 1 |
| 18     | AMS_P5         | Productor | 14175        | 39625        | 9358.2       | 24 28 1 |
| 19     | AMS_P6         | Productor | 15975        | 39625        | 9932.99      | 28 28 1 |
| 20     | AMS_P7         | Productor | 15975        | 37825        | 10003.9      | 28 32 1 |
| 21     | AMS_P8         | Productor | 14175        | 37825        | 9449.22      | 24 32 1 |
| 22     | AMS_P9         | Productor | 12825        | 45925        | 9489.27      | 21 14 1 |
| 23     | AMS_I1         | Inyector  | 12825        | 33775        | 9154.95      | 21 41 1 |
| 24     | AMS_I2         | Inyector  | 15075        | 38725        | 9708.11      | 26 30 1 |
| 25     | AMS_I3         | Inyector  | 13725        | 45025        | 9450.61      | 23 16 1 |
| 26     | AMS_I4         | Inyector  | 11025        | 33775        | 8521.57      | 17 41 1 |
| 27     | AMS_I5         | Inyector  | 13275        | 38725        | 9128.62      | 22 30 1 |
| 28     | AMS_I6         | Inyector  | 13725        | 46825        | 9577.79      | 23 12 1 |