



UNIVERSIDAD ESTATAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA
FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE PETRÓLEOS

TEMA:

“SIMULACIÓN NUMÉRICA PARA EVALUAR LA EFICACIA DEL
MÉTODO GAS ALTERNO GAS (GAG) EN LA RECUPERACIÓN DE GAS
NATURAL Y LA CAPTURA DE CO₂ EN EL CAMPO AMISTAD –
BLOQUE 6”

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTORES:

ANTHONY ALONSO COCHEA PINCAY
JUAN JOEL TUMBACO CHIQUITO

TUTOR:

JOSÉ BALLARDO VILLEGAS SALABARRIA; PhD

LA LIBERTAD, ECUADOR

2024

UNIVERSIDAD ESTADAL PENÍNSULA DE SANTA ELENA

**FACULTAD DE CIENCIAS DE LA INGENIERÍA
CARRERA DE PETRÓLEOS**

TEMA:

**SIMULACIÓN NUMÉRICA PARA EVALUAR LA EFICACIA DEL
MÉTODO GAS ALTERNO GAS (GAG) EN LA RECUPERACIÓN
DE GAS NATURAL Y LA CAPTURA DE CO₂ EN EL CAMPO
AMISTAD – BLOQUE 6**

TRABAJO DE INTEGRACIÓN CURRICULAR

AUTOR:

**ANTHONY ALONSO COCHEA PINCAY
JUAN JOEL TUMBACO CHIQUITO**

TUTOR:

JOSÉ BALLARDO VILLEGAS SALABARRIA; PhD

LA LIBERTAD – ECUADOR

2024

TRIBUNAL DE SUSTENTACIÓN



Ing. Marllelis Gutiérrez Hinestroza, PhD

DIRECTORA DE CARRERA



Ing. José Ballardo Villegas Salabarría MSc.

DOCENTE TUTOR



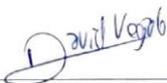
Ing. Carlos Malave Carrera, MSc.

DOCENTE ESPECIALISTA



Ing. Carlos Malave Carrera, MSc.

DOCENTE GUIA DE LA UIC



Ing. David Vega González.

SECRETARIO DEL TRIBUNAL

DEDICATORIA

A Dios, debido a que ha sido nuestra constante fuente de sabiduría y fortaleza. Su guía espiritual nos ha inspirado a superar los desafíos que implica la búsqueda del conocimiento.

A nuestros padres, con profunda gratitud les dedicamos este logro, como un reconocimiento a su amor incondicional, constante apoyo y sacrificios que han sostenido a lo largo de nuestra trayectoria educativa. Cada página de esta tesis refleja la dedicación y enseñanzas que depositaron en nosotros.

A Nuestros hermanos y amigos que nos brindaron su apoyo de manera incondicional.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO

En calidad de tutor del trabajo de investigación para titulación del tema SIMULACIÓN NUMÉRICA PARA EVALUAR LA EFICACIA DEL MÉTODO GAS ALTERNO GAS (GAG) EN LA RECUPERACIÓN DE GAS NATURAL Y LA CAPTURA DE CO₂ EN EL CAMPO AMISTAD – BLOQUE 6, elaborado por los estudiantes ANTHONY ALONSO COCHEA PINCAY y JUAN JOEL TUMBACO CHIQUITO, egresados de la carrera de Ingeniería en Petróleos, de la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, me permito declarar que una vez analizado en el sistema antiplagio COMPILATIO, luego de haber cumplido con los requerimientos exigidos de valoración, la presente tesis, se encuentra con un 2 % de la valoración permitida.



CERTIFICADO DE ANÁLISIS
magister

Tesis campo amistad para ANTIPLAGIO

2%
Textos sospechosos

< 1% Similitudes
0% similitudes entre comillas
0% entre las fuentes mencionadas
2% Idiomas no reconocidos

Nombre del documento: Tesis campo amistad para ANTIPLAGIO.docx	Depositante: JOSÉ BALLARDO VILLEGAS SALABARRIA	Número de palabras: 10.740
ID del documento: 4c5c02c398511540145cd4d0424cff9358b978d1	Fecha de depósito: 12/7/2024	Número de caracteres: 66.495
Tamaño del documento original: 235,09 kB	Tipo de carga: interface	
	fecha de fin de análisis: 12/7/2024	



Firmado electrónicamente por:
JOSE BALLARDO VILLEGAS SALABARRIA

Ing. José Ballarido Villegas Salabarría, PhD

C.I.: 0802495069

DECLARACIÓN DE AUTORÍA

ANTHONY ALONSO COCHEA PINCAY y JUAN JOEL TUMBACO CHIQUITO, declaramos bajo juramento que el presente trabajo de titulación denominado **“SIMULACIÓN NUMÉRICA PARA EVALUAR LA EFICACIA DEL MÉTODO GAS ALTERNO GAS (GAG) EN LA RECUPERACIÓN DE GAS NATURAL Y LA CAPTURA DE CO₂ EN EL CAMPO AMISTAD – BLOQUE 6”**, no tiene antecedentes de haber sido elaborado en la Facultad de Ciencias de la Ingeniería, Carrera de Ingeniería en Petróleos, lo cual es un trabajo exclusivamente inédito y perteneciente de nuestra autoría.

Por medio de la presente declaración cedemos los derechos de autoría y propiedad intelectual, correspondientes a este trabajo, a la Universidad Estatal Península de Santa Elena, según lo establecido por la ley de propiedad intelectual, por su reglamento y por la normativa institucional vigente.

Atentamente,



ANTHONY COCHEA PINCAY

Autor de Tesis

C.I. 2450001710



JUAN TUMBACO CHIQUITO

Autor de Tesis

C.I. 2400290074

CERTIFICACIÓN DEL TUTOR

Ing. José Ballardo Villegas Salabarría, PhD.

TUTOR DE PROYECTO DE INVESTIGACIÓN

Universidad Estatal Península de Santa Elena

En mi calidad de Tutor del presente trabajo **SIMULACIÓN NUMÉRICA PARA EVALUAR LA EFICACIA DEL MÉTODO GAS ALTERNO GAS (GAG) EN LA RECUPERACIÓN DE GAS NATURAL Y LA CAPTURA DE CO₂ EN EL CAMPO AMISTAD – BLOQUE 6** previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleos elaborado por los señores: ANTHONY ALONSO COCHEA PINCAY y JUAN JOEL TUMBACO CHIQUITO, egresados de la carrera de Petróleos, Facultad Ciencias de la Ingeniería de la Universidad Estatal Península de Santa Elena, me permito declarar que luego de haber orientado, estudiado y revisado, la apruebo en todas sus partes.



Ing. José Ballardo Villegas Salabarría, PhD.

TUTOR

CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA

Lcda. Betty Ruth Gómez Suárez, Mgtr.

Celular: 0962183538

Correo: bettyruthgomez@educacion.gob.ec

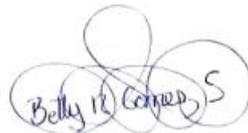
CERTIFICACIÓN GRAMATICAL Y ORTOGRÁFICA

Yo, **BETTY RUTH GÓMEZ SUÁREZ**, en mi calidad de **LICENCIADA EN CIENCIAS DE LA EDUCACIÓN Y MAGÍSTER EN DISEÑO Y EVALUACIÓN DE MODELOS EDUCATIVOS**, por medio de la presente tengo a bien indicar que he leído y corregido el Trabajo de Integración Curricular previo a la obtención del Título de Ingeniero en Petróleo, denominado **"SIMULACIÓN NUMÉRICA PARA EVALUAR LA EFICACIA DEL MÉTODO GAS ALTERNO GAS (GAG) EN LA RECUPERACIÓN DE GAS NATURAL Y LA CAPTURA DE CO₂ EN EL CAMPO AMISTAD – BLOQUE 6"**, de los estudiantes: **COCHEA PINCAY ANTHONY ALONSO** y **TUMBACO CHIQUITO JUAN JOEL**.

Certifico que está redactado con el correcto manejo del lenguaje, claridad en las expresiones, coherencia en los conceptos e interpretaciones, adecuado empleo en la sinonimia. Además de haber sido escrito de acuerdo a las normas de ortografía y sintaxis vigentes.

En cuanto puedo decir en honor a la verdad y autorizo a los interesados hacer uso del presente como estime conveniente.

Santa Elena, 11 de Julio del 2024



Lcda. Betty Ruth Gómez Suárez, Mgtr.
CI. 0915036529

LICENCIADO EN CIENCIAS DE LA EDUCACIÓN
MAGÍSTER EN DISEÑO Y EVALUACIÓN DE MODELOS EDUCATIVOS
N° DE REGISTRO DE SENECYT 1050-2014-86052892

AGRADECIMIENTOS

Agradezco a mi familia, fuente de amor y apoyo constante, por estar siempre a mi lado durante este proceso de investigación y escritura de mi tesis.

A mis padres, Juan Tumbaco y Eva Chiquito, por su incansable apoyo, motivación y sacrificio. Su amor y dedicación han sido la base de mi éxito.

A mis hermanos, (Ever, Darlyn, Shirley, Snaider, Taiz), por su comprensión y apoyo en los momentos de intensa dedicación. Su presencia ha sido un regalo invaluable.

Gracias a todos ustedes por su amor, apoyo y comprensión. Este logro es también suyo, ya que sin su presencia en mi vida no hubiera sido posible.

- *Juan Tumbaco*

A mis padres, Ercita Pincay y Melecio Cochea, gracias por su amor incondicional, apoyo y sacrificio. Su esfuerzo ha sido la base de mi éxito. A mis hermanos, Danny, Joshue, Rafael y Karina, gracias por su infinita motivación.

A mi novia, Andrea Quirumbay, gracias por su amor, paciencia y apoyo incondicional durante todo este proceso. Tu ayuda ha sido muy fundamental.

A mis amigos, Israel, Marcelo y Geovanny, gracias por su amistad y compañía en momentos clave.

A mi tía Rosa Carriel, gracias por su guía y apoyo total durante mi carrera universitaria. A todos ustedes, gracias por creer en mí y por ser parte de mi historia. Este logro es también suyo. Su amor y apoyo me han permitido alcanzar esta meta.

- *Anthony Cochea*

CONTENIDO

Pág.

CERTIFICADO DE ANTIPLAGIO	v
DECLARACIÓN DE AUTORÍA	vi
CERTIFICACIÓN DEL TUTOR.....	vii
CERTIFICADO DE GRAMATOLOGÍA.....	viii
AGRADECIMIENTOS.....	ix
CONTENIDO.....	x
LISTA DE FIGURAS	xiv
LISTA DE TABLAS	xvii
GLOSARIO DE TERMINOS	xviii
RESUMEN	xx
ABSTRACT	xxii
CAPITULO I: INTRODUCCIÓN.....	24
1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN	24
1.2 ANTEDECENTES	26
1.3 HIPÓTESIS	27
1.4 OBJETIVOS.....	27
1.4.1 Objetivo General.....	27
1.4.2 Objetivos Específicos.	27

1.5 ALCANCE	28
1.6 VARIABLES.....	28
1.6.1 Variables Dependientes.....	28
1.6.2 Variables Independientes.....	29
CAPITULO II: MARCO TEÓRICO.....	30
2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO AMISTAD.....	30
2.2 PROPIEDADES DE LOS GASES.....	32
2.2.1 Composiciones de los gases naturales.....	32
2.2.2 Cromatografía de los gases.....	32
2.2.3 Diagrama de fases.....	33
2.2.4 Densidad.....	34
2.2.5 Viscosidad.....	35
2.2.6 Solubilidad.....	35
2.2.7 Compresibilidad.....	36
2.3 PROPIEDADES DEL RESERVORIO.....	36
2.4 MÉTODOS DE INYECCIÓN DE GAS	37
2.4.1 Inyección Cíclica de Gas.....	37
2.4.2 Inyección Continua de Gas.....	38
2.4.3 Alterno de Agua y gas (WAG).....	38
2.4.4. Arreglos de pozos.....	39
2.5 MÉTODO GAS ALTERNO GAS (GAG)	40
2.5.1 Método CO ₂ -N ₂	40

2.5.2 Método CO ₂ -CH ₄	41
2.5.3 Método CO ₂ -AIRE.	42
2.6 CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO ₂	42
2.6.1 Importancia de la captura y almacenamiento Offshore.	42
2.6.2 Compromisos internacionales.....	43
2.7 SIMULACIÓN NUMÉRICA.....	44
2.7.1 Consideraciones generales para proyectos de simulación numérica utilizando el método GAG.....	44
2.7.2 Ventajas del método GAG.....	46
2.7.3 Software de simulación.	47
CAPITULO III: METODOLOGÍA.....	49
3.1 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN.....	49
3.1.1 Tipo de investigación.....	49
3.1.2 Población.	49
3.1.3 Muestra.	50
3.1.4 Procedimiento metodológico.....	50
3.2 MAPA GEOLÓGICO DE LA FORMACIÓN SUBIBAJA DEL MIEMBRO ZACACHUM	51
3.3 DISEÑO DEL GAS SECO DE LA FORMACIÓN SUBIBAJA DEL MIEMBRO ZACACHUM	54
3.4 DISEÑO DEL MÉTODO GAS-ALTERNO-GAS	58
3.4.1 Ajuste de las regiones de no flujo en las fallas.....	58
3.4.2 Permeabilidades relativas.	59

3.4.3 Condiciones iniciales.....	60
3.4.4 Método GAG.....	60
CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS	62
4.1 MÉTODO GAS ALTERNO GAS	62
4.1.1 Producciones de gas y agua.....	62
4.1.2 Factores de recobro.....	64
4.1.3 Presiones.....	65
4.1.4 Factor de compresibilidad Z.....	66
4.1.5 Almacenamiento de CO ₂	67
4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO.....	68
4.2.1 Definiciones básicas	68
4.2.2 Costos asociados al método Gas Alterno Gas	70
4.2.3 Flujo de efectivo	73
4.2.4 Tasa de descuento.....	74
CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES	75
5.1 CONCLUSIONES.....	75
5.2 RECOMENDACIONES	77
REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS	78
ANEXO A	84
ANEXO B.....	85
ANEXO C.....	86
ANEXO D	90

LISTA DE FIGURAS

	Pág.
Figura 1. Localización geográfica del campo Amistad. Elaboración propia.....	30
Figura 2. Ubicación de la formación Subibaja del campo Amistad. (EP PETROECUADOR, 2024).....	31
Figura 3. Diagrama de sistema de cromatografía de gases, (Blumberg, 2021).....	33
Figura 4. Diagrama de fases de una composición típica de gas natural, (Aursand & Hammer, 2018).....	33
Figura 5. Comportamiento de densidad de disolventes a diversas temperaturas, (Al-Bodour et al., 2023).....	34
Figura 6. Esquema experimental de la inyección cíclica de gas, (Sandoval M et al., 2023).....	37
Figura 7. Esquema gráfico del método de inyección continua, (Núñez et al., 2017).....	38
Figura 8. Representación gráfica de la inyección WAG en un yacimiento, (Afzali et al., 2018).....	39
Figura 9. Diagrama de arreglos, (Vishnyakov et al., 2020).....	40
Figura 10. Flujo de gas CO ₂ -N ₂ , (Cao et al., 2024).....	41
Figura 11. Método CO ₂ -Aire, (Kang et al., 2014).....	42
Figura 12. Adsorción competitiva cuando se inyecta una mezcla de N ₂ /CO ₂ para la producción de gas natural (Ahmed, y otros, 2021).....	44

Figura 13. Modelo físico de un medio fracturado: (a) superficie real de la arena, (b) modelo de la estructura de la arena en la malla de simulación, (c) volumen representativo del elemento (REV), donde L_m es el ancho de la matriz y L_f es el ancho de la fractura, (Chaojun, y otros, 2019).....	45
Figura 14. Aplicación del método Gas Alterno Gas offshore (Mengya, y otros, 2023). 46	
Figura 15. Aplicaciones del software de ingeniería “CMG”, (Computer Modelling Group, 2024).....	48
Figura 16. Generación de puntos de espesores y fallas de la formación Subibaja (GMSH,2024).....	51
Figura 17. Profundidades de la formación Subibaja del miembro Zacachum (EP Petroecuador, 2024).....	52
Figura 18. Mallado y ubicación en el mapa de profundidades (CMG, 2024).	53
Figura 19. Mapa en 3D de profundidades, espesores y propiedades de interpolación (CMG, 2024).	54
Figura 20. Selección de componentes del gas seco de la formación Subibaja (CMG, 2024).....	55
Figura 21. Fracciones molares del gas seco de la formación Subibaja (CMG, 2024)....	55
Figura 22. Presiones y temperaturas para la prueba “Two-phase Flash” (CMG, 2024). 56	
Figura 23. Agrupación de componentes del gas seco (CMG, 2024).....	56
Figura 24. Factor de compresibilidad “Z” del gas seco de la formación Subibaja del campo Amistad (CMG, 2024).	57
Figura 25. Regiones de no flujo en fallas (CMG, 2024).	58
Figura 26. Permeabilidades relativas (CMG, 2024).....	59
Figura 27. Permeabilidades relativas (CMG, 2024).....	60
Figura 28: Producción de gas mensual (CMG, 2024).	62

Figura 29. Producción de agua mensual (CMG, 2024).	63
Figura 30. Factores de recobro (CMG, 2024).	64
Figura 31. Presiones promedio del reservorio (CMG, 2024).	65
Figura 32. Factores de compresibilidad del gas (CMG, 2024).....	66
Figura 33. Almacenamiento de CO ₂ (CMG, 2024).	67
Figura 34. Precios del gas natural (Energy Information Administration, 2024).	72
Figura 35. Flujo de efectivo para diferentes precios del gas natural.	73
Figura 36. Comportamiento del Valor Actual Neto y la tasa de descuento para diferentes precios del gas natural.	74
Figura 37. Polígonos (P6, P7 y P8) con recursos prospectivos, (EP PETROECUADOR, 2024).	84
Figura 38. Eventos y actividad de los pozos productores e inyectores (CMG, 2024)....	86
Figura 39. Tasa de gas (CMG, 2024).	86
Figura 40. Tasa de agua (CMG, 2024).	87
Figura 41. Presión en la formación Subibaja al final de la simulación (CMG, 2024). ..	87
Figura 42. Factor de compresibilidad “Z” del comportamiento del gas (CMG, 2024)..	88
Figura 43. Saturación de gas (CMG, 2024).	88
Figura 44. Saturación de CO ₂ en los arreglos de pozos (CMG, 2024).	89
Figura 45. Saturación de N ₂ en los arreglos de pozos (CMG, 2024).	89

LISTA DE TABLAS

	Pág.
Tabla 1. Propiedades del reservorio del campo Amistad, (Petroecuador, 2023).....	36
Tabla 2. Tasas de inyección del método Gas Alterno Gas.	61
Tabla 3. Costo capital para proyecto de Gas Alterno Gas (Osikowska et al., 2020).....	70
Tabla 4. Costos operaciones para proyecto de Gas Alterno Gas (Osikowska et al., 2020).	71
Tabla 5. Indicadores económicos para diferentes escenarios.	71
Tabla 6. Características de los pozos productores.	85
Tabla 7. Flujo de efectivo para diferentes precios del gas natural.	90
Tabla 8. Valor Actual Neto para diferentes precios del gas natural y tasas de descuento.	91

GLOSARIO DE TERMINOS

API: American Petroleum Institute.

Bbl: Barriles de petróleo.

CAPEX: Gastos de capital.

CGI: Inyección continua de gas.

CO₂: Dióxido de carbono.

C₂H₆: Etano.

C₃H₈: Propano.

C₄H₁₀: Butano.

C₆H₁₄: Hexano.

CH₄: Metano.

DES: Disolventes eutécticos profundos.

EGR: recuperación mejorada de gas.

EOR: Recuperación mejorado de petróleo.

FYP: Plan quinquenal.

GAG: Gas alterno gas.

Huff and Puff: Inyección cíclica de vapor.

MD: Profundidad medida.

MM: Miles de millones.

MMS: Miles de millones estándar.

MSCF: Mil pies cúbicos estándar por día.

N₂: Nitrógeno.

OPEX: Gastos operativos.

PMM: Presión mínima de miscibilidad.

PVT: Presión, volumen y temperatura.

RNG: Gas natural renovable.

SCF: Pies cúbicos estándar.

SCFD: Pies cúbicos estándar por día.

TIR: Tasa interna de retorno.

UTM: Sistema de coordenadas basada en la proyección cartográfica transversa de Mercator.

VAN: Valor actual neto.

WAG: Agua alterno gas.

**“SIMULACIÓN NUMÉRICA PARA EVALUAR LA EFICACIA DEL
MÉTODO GAS ALTERNO GAS (GAG) EN LA RECUPERACIÓN
DE GAS NATURAL Y LA CAPTURA DE CO₂ EN EL CAMPO
AMISTAD – BLOQUE 6”**

Autor: Anthony Alonso Cochea Pincay

Juan Joel Tumbaco Chiquito

Tutor: José Villegas Salabarría

RESUMEN

El método Gas Alterno Gas (GAG) es un nuevo método de recuperación mejorada de petróleo, en el que el gas se mezcla con otro gas y esta mezcla bifásica se inyecta en el pozo para la obtención de una mejor recuperación del petróleo. Este trabajo de investigación evalúa la viabilidad técnica y económica del método de inyección Gas Alterno Gas (GAG) para incrementar la producción de gas natural y captura de CO₂ en el campo Amistad-Bloque 6 en Ecuador. La metodología del estudio se basa en una recopilación de datos que interpolan las propiedades geofísicas con la composición química del gas natural del campo para simulación numérica. Posteriormente, se definen los volúmenes de inyección relacionados al volumen poroso de la formación Subibaja-Zacachum. Se utilizan los gases CO₂ y Nitrógeno (N₂) para lograr una óptima recuperación del gas natural. Además, se perforan los pozos productores e inyectores en áreas de reservas probadas y se realiza la simulación en el software de ingeniería para analizar la producción de gas natural y captura de CO₂ con las curvas de producción y factor de recobro de la formación. Los resultados de las simulaciones muestran una tendencia de disminución de la producción de gas natural a lo largo del tiempo. Sin embargo, el método GAG permite una mayor recuperación de gas natural superior al 47% de factor de recobro en comparación con escenarios de flujo natural.

PALABRAS CLAVE: gas alterno gas, factor de recobro, eficiencia de reemplazo, gas natural, simulación.

**“NUMERICAL SIMULATION TO EVALUATE THE
EFFECTIVENESS OF THE ALTERNATE GAS METHOD IN THE
RECOVERY OF NATURAL GAS AND THE CAPTURE OF CO₂ IN
THE AMISTAD FIELD – BLOCK 6.”**

Autor: Anthony Alonso Cochea Pincay

Juan Joel Tumbaco Chiquito

Tutor: José Villegas Salabarría

ABSTRACT

The Gas Alternating Gas (GAG) method is a new method of enhanced oil recovery in which gas is mixed with another gas, and this two-phase mixture is injected into the well to obtain better oil recovery. This research evaluates the technical and economic feasibility of the Gas Alternating Gas (GAG) injection method to increase natural gas production and CO₂ capture in the Amistad-Bloque 6 field in Ecuador. The study methodology is based on a collection of data that interpolates geophysical properties with the chemical composition of natural gas from the field for numerical simulation. Subsequently, the injection volumes related to the pore volume of the Subibaja-Zacachum formation are defined. CO₂ and Nitrogen (N₂) gases are used to achieve optimal natural gas recovery. In addition, production and injector wells are drilled in areas of proven reserves, and simulation is carried out using engineering software to analyze the production of natural gas and CO₂ capture with the formation's production curves and recovery factor. The simulation results show a trend of decreasing natural gas production over time. However, the GAG method allows for more excellent natural gas recovery of over 47% recovery factor compared to natural flow scenarios.

KEYWORDS: Alternate gas, recovery factor, replacement efficiency, natural gas, simulation.

CAPITULO I: INTRODUCCIÓN

1.1 PROBLEMA DE INVESTIGACIÓN

Existen diversos desafíos y limitaciones asociados con la recuperación mejorada de gas y la captura de dióxido de carbono CO₂ en rocas consolidadas y/o areniscas a nivel global. Actualmente, la aplicación de técnicas de recuperación de gas con la inyección de nitrógeno (N₂) y captura de CO₂ enfrenta dificultades debido a la mezcla excesiva de CO₂ in situ con el gas natural existente, lo que contamina el metano recuperado y aumenta los costos del proceso de purificación (Nuhu et al., 2020). Esta contaminación reduce el valor de mercado y la eficiencia del proceso, lo que resulta en la limitación de la aplicación práctica de recuperación mejorada de gas en proyectos reales y su consideración como una opción económicamente viable.

Por otra parte, en el ámbito de la recuperación mejorada de hidrocarburos existe un reto de optimizar la eficiencia de los métodos de inyección de gases para maximizar la recuperación de petróleo y gas. Los métodos tradicionales como la inyección continua de gas pueden presentar limitaciones en términos de recuperación incremental y eficiencia económica. Además, la necesidad de reducir la producción de agua y mejorar la segregación de gases más ligeros y pesados durante el proceso de inyección se convierte en un aspecto crítico para mejorar la eficacia de los métodos de recuperación de hidrocarburos (Samba et al., 2019).

En el contexto de la producción de gas natural en Ecuador, específicamente en el campo Amistad-Bloque 6, se presenta una necesidad crítica de aumentar la producción diaria de gas natural a 173.4 millones de pies cúbicos correspondiente al miembro Zacachum de la formación Subibaja. Actualmente, la producción se mantiene en 21 millones de pies cúbicos por día, según la información técnica del área de actividades del campo Amistad en el Bloque 6 (EP PETROECUADOR, 2023). La necesidad de incrementar la producción se fundamenta en la creciente demanda energética del país, así como en la oportunidad de potenciar los recursos económicos de Ecuador a través de la explotación de sus reservas de gas natural. Además, EP Petroecuador ha definido esta meta como parte de su modelo de negocio estratégico, orientado a maximizar la rentabilidad y

eficiencia en la producción de hidrocarburos, contribuyendo significativamente al desarrollo económico nacional.

Paralelamente, se evidencia un desafío adicional relacionado con el aumento en la producción de agua, que ha pasado de 200 a 700 barriles por día entre 2018 y 2023. Este incremento en la producción de agua representa un factor crítico que debe abordarse de manera eficiente para garantizar la viabilidad y sostenibilidad de la operación en el campo Amistad (EP PETROECUADOR, 2023).

La composición del gas natural extraído del campo Amistad presenta una diversidad de componentes, siendo el metano (CH_4) el principal constituyente con un 98.65% y otros componentes (Perez, 2016); por tal razón, también se plantea la alternativa de captura de CO_2 como una estrategia esencial para enfrentar los desafíos ambientales de la transición energética, brindando una herramienta efectiva para reducir las emisiones y avanzar hacia un modelo más sostenible y resiliente desde el punto de vista climático.

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 juega un rol importante en el estudio del hidrocarburo. Por ejemplo, la inyección alterna de gas para mejorar la recuperación del petróleo (Wan et al., 2015), simulación de yacimientos en inyección alterna de agua y gas (CO_2) (Nasser et al., 2023), y almacenamiento geológico del carbono (Ji et al., 2023).

En este escenario, el planteamiento del problema del presente caso de estudio se enfoca en implementar estrategias que permitan incrementar la producción de gas natural en el campo Amistad de manera eficiente, abordando simultáneamente el aumento en la producción de agua y considerando la composición química compleja del gas extraído. La resolución de estos desafíos se vuelve esencial para optimizar la operación del campo, garantizar la rentabilidad y contribuir a la satisfacción de la demanda nacional de gas natural en Ecuador.

1.2 ANTEDECENTES

Morales (2017) analizó la tecnología de captura, uso y almacenamiento de CO₂ mediante registros geofísicos de pozos petroleros de México para la producción de hidrocarburos remanentes y posible aplicación de métodos de recuperación mejorada (EOR). Esta metodología es útil para evaluar EOR-CO₂ y obtener requisitos indispensables de las formaciones como porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos. Además, este estudio resalta que la tecnología utilizada mitiga emanaciones de CO₂ a la atmósfera ofreciendo un beneficio económico y social.

Shi et al. (2017) realizaron el experimento para la recuperación mejorada de gas (EGR) y el uso racional de CO₂ mediante el método CO₂-EGR en yacimientos de baja permeabilidad. Este estudio encontró que la recuperación aumenta en un 12% cuando el contenido de CO₂ en el gas producido es superior al 10%. También, este estudio propuso un modelo matemático de filtración de componentes para desplazar el gas natural mediante la inyección de CO₂ supercrítico a través de datos de laboratorio. El mismo que analizó los factores que inciden en el desplazamiento del gas natural mediante la inyección de CO₂, con la finalidad de establecer condiciones de selección para zonas favorables.

Mohagheghian et al. (2019) evaluaron la captura de CO₂ y la recuperación mejorada de gas mediante un modelo que considera el flujo viscoso, la difusión Knudsen y la adsorción competitiva de diferentes componentes como la variación del tamaño de poro y el efecto del gas. Los resultados de este estudio muestran que la fuerte adsorción de CO₂ sobre el CH₄ es el principal mecanismo influyente en la captura de CO₂, demostrando que entre el 30 y 55% de CO₂ inyectado puede quedar capturado en la fase de adsorción y proporcionar una recuperación incremental de gas del 8 al 16%.

Wang et al. (2018) realizaron experimentos de desplazamiento de núcleo largo de gas de arenisca compacta a través de características del yacimiento de gas y propiedades del fluido para determinar la mejora de la recuperación de gas y la captura geológica de CO₂. Este estudio encontró que la recuperación de gas de la inyección de CO₂ aumentó en un 18.36% comparado con el método por agotamiento. También, a una tasa de inyección

más baja la difusión de CO₂ fue dominante y la resistencia a la filtración fue la fuerza viscosa que resulta en una penetración más temprana del CO₂.

Carpenter (2015) evaluó datos de yacimientos de gas a través de simulaciones de recuperación mejorada de gas con CO₂ y tratamiento refractario para reactivar pozos de gas que no han logrado alcanzar tasas económicas de producción de gas. Este estudio recomendó la refracturación hidráulica de yacimientos de esquisto para mejorar la producción de gas y posteriormente la inyección de CO₂. Además, encontró que el proceso huff and puff no es una opción viable para la recuperación mejorada de gas por CO₂.

1.3 HIPÓTESIS

- **Hipótesis Nula**

¿Con el método Gas Alterno Gas (GAG) no es posible incrementar la recuperación de gas natural y captura de CO₂ de la formación Subibaja-Zacachum en el Campo Amistad-Bloque 6?

- **Hipótesis alternativa**

¿Con el método Gas Alterno Gas (GAG) es posible incrementar la recuperación de gas natural y captura de CO₂ de la formación Subibaja-Zacachum en el Campo Amistad-Bloque 6?

1.4 OBJETIVOS

1.4.1 Objetivo General.

- Evaluar la viabilidad técnica y económica del método de inyección Gas Alterno Gas (GAG) para incrementar la producción de gas natural y captura de CO₂ en el campo Amistad-Bloque 6 en Ecuador.

1.4.2 Objetivos Específicos.

- Simular el método Gas Alternativo Gas (GAG) utilizando un software de ingeniería (CMG) durante un periodo de 15 años para analizar el comportamiento del sistema en términos de recuperación de gas natural y captura de CO₂.
- Caracterizar la geología y composición química del gas natural de la formación Subibaja-Zacachum del Campo Amistad-Bloque 6.
- Elaborar un análisis económico detallado que incluya costos de implementación, operativos y proyecciones financieras durante 15 años, con el fin de determinar la viabilidad económica del método Gas Alternativo Gas (GAG) en el contexto del Campo Amistad-Bloque 6.

1.5 ALCANCE

El alcance del presente estudio consiste en abordar de manera exhaustiva la evaluación de la viabilidad técnica y económica del método de inyección Gas Alternativo Gas (GAG) aplicado en el Campo Amistad-Bloque 6 en Ecuador. La investigación se enfocará en la simulación detallada a lo largo de un periodo de 15 años, analizando el comportamiento del sistema con un énfasis particular en la recuperación de gas natural y captura de CO₂.

En cuanto a la caracterización geológica y química, se limitará a la formación Subibaja-Zacachum del Campo Amistad-Bloque 6, proporcionando una visión general de la geología y la composición química del gas natural. Por otra parte, el análisis económico detallado abarcará costos de implementación, operativos y proyecciones financieras a largo plazo, buscando determinar la viabilidad económica del método Gas Alternativo Gas.

1.6 VARIABLES

1.6.1 Variables Dependientes.

- Almacenamiento de CO₂.
- Producción de gas natural (metano).

1.6.2 Variables Independientes.

- Ciclos de inyección del método de Gas Alterno Gas.
- Composición química del gas natural.
- Propiedades petrofísicas y PVT de la formación Subibaja-Zacachum.
- Áreas con reservas probadas sin riesgo.

CAPITULO II: MARCO TEÓRICO

2.1 GENERALIDADES DEL CAMPO AMISTAD

El campo petrolero Amistad o Bloque 6 posee un área aproximada de 2250 Km². Se ubica en el Golfo de Guayaquil, al sureste de la ciudad de Machala, provincia de El Oro, a 65 Km de Puerto Bolívar (Figura 1) (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.

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 (Gallo & Sola, 2018).

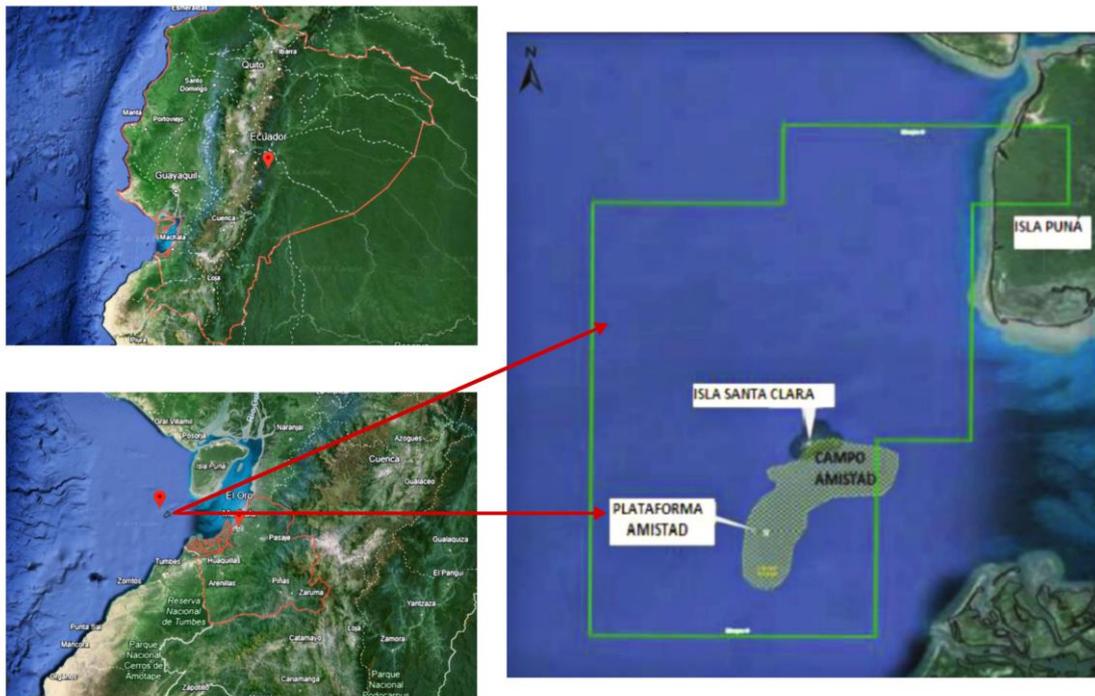


Figura 1. Localización geográfica del campo Amistad. Elaboración propia.

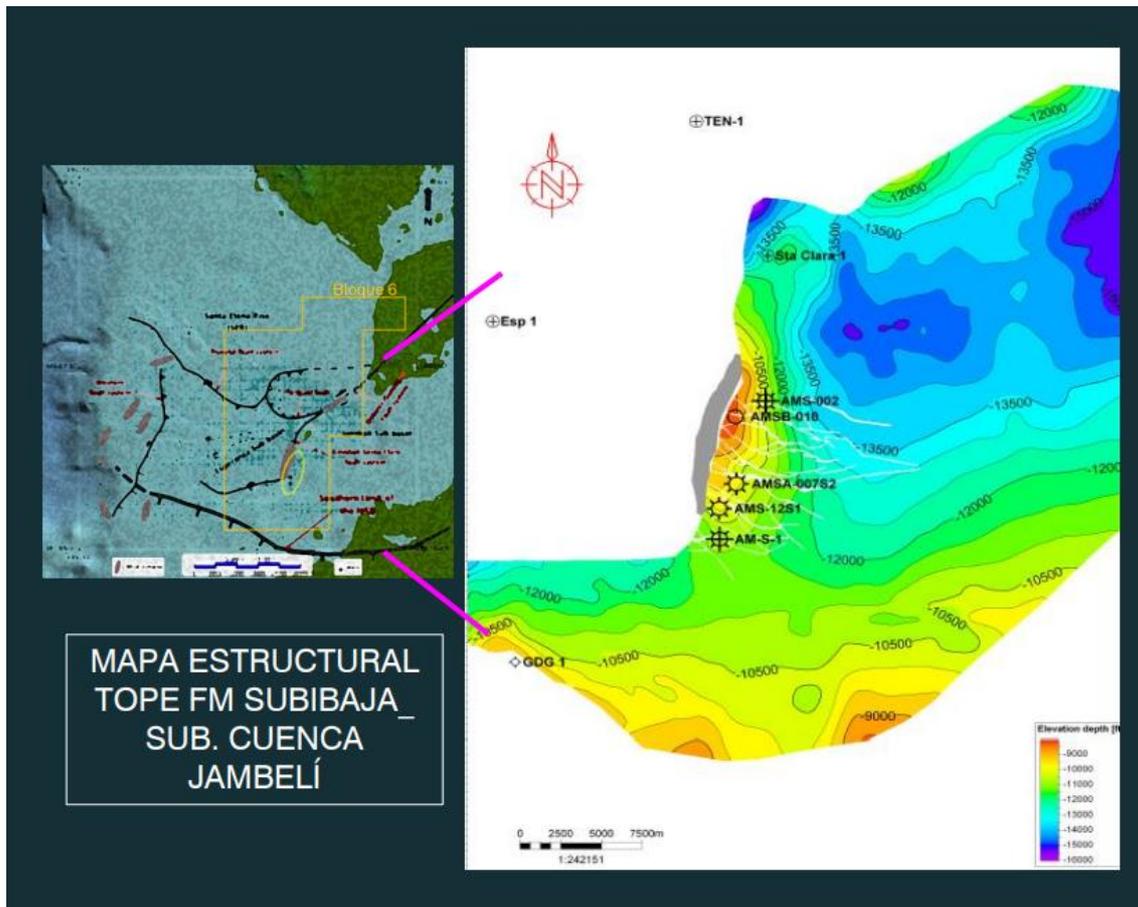


Figura 2. Ubicación de la formación Subibaja del campo Amistad. (EP PETROECUADOR, 2024).

El presente estudio se enfocará en la formación Subibaja, específicamente en el miembro Zacachum, el cual es el reservorio productor principal como se detalla en la Figura 2. Esta formación presenta una estructura anticlinal fallada y cortada por un diapiro, caracterizándose por su 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%.

2.2 PROPIEDADES DE LOS GASES

2.2.1 Composiciones de los gases naturales.

El gas natural está formado principalmente por metano (CH_4), alcanos pesados como etano (C_2H_6), propano (C_3H_8), butano (C_4H_{10}), nitrógeno (Yang et al., 2023). 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.

2.2.2 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 et al., 2023). Además, esta cromatografía bidimensional proporciona información importante sobre los procesos químicos.

Para Momotko et al. (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 et al., 2023).

La Figura 3 muestra un diagrama de la cromatografía analítica de gases resaltando los procesos de separación de componentes con la finalidad de obtener información sobre su composición molecular.

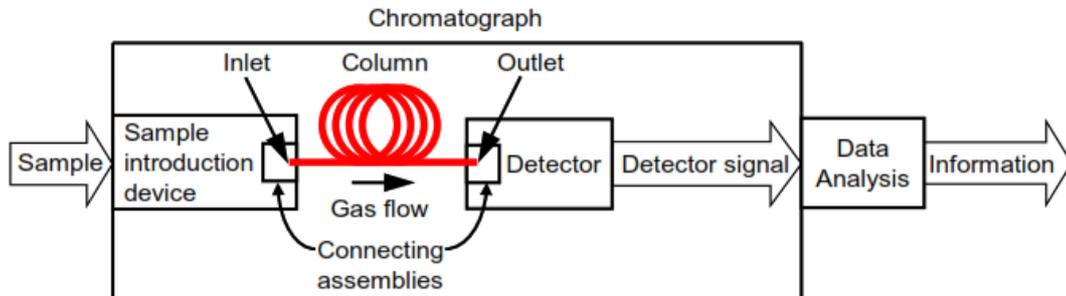


Figura 3. Diagrama de sistema de cromatografía de gases, (Blumberg, 2021).

2.2.3 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 (Figura 4) (Aursand & Hammer, 2018).

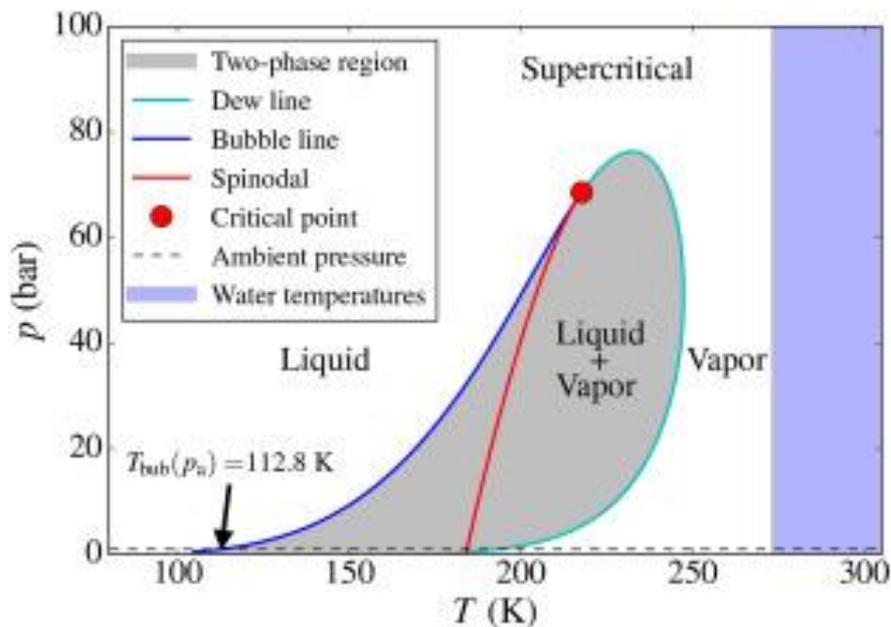


Figura 4. Diagrama de fases de una composición típica de gas natural, (Aursand & Hammer, 2018).

Para desarrollar un diagrama de fases, se debe considerar:

- Región de las dos fases. – estado de equilibrio formado por fase líquida y fase de vapor de diversas composiciones.
- Línea de burbuja. – límite entre región líquida y región de dos fases.
- Línea de rocío. – límite entre región de vapor y región de dos fases.
- Punto crítico. – punto de fusión de propiedades del líquido y vapor.
- Límite de sobrecalentamiento termodinámico. – temperatura máxima de un líquido metaestable sobrecalentado.

2.2.4 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. Existe una fuerte dependencia de la densidad con propiedades como presión y temperatura (Al-Bodour et al., 2023). Por ejemplo, la temperatura es un factor que influye en las densidades de los disolventes. Es decir, a mayor temperatura, mayor densidad. La Figura 5 muestra el cambio lineal de densidad con la temperatura en el proceso de empaquetamiento de disolventes.

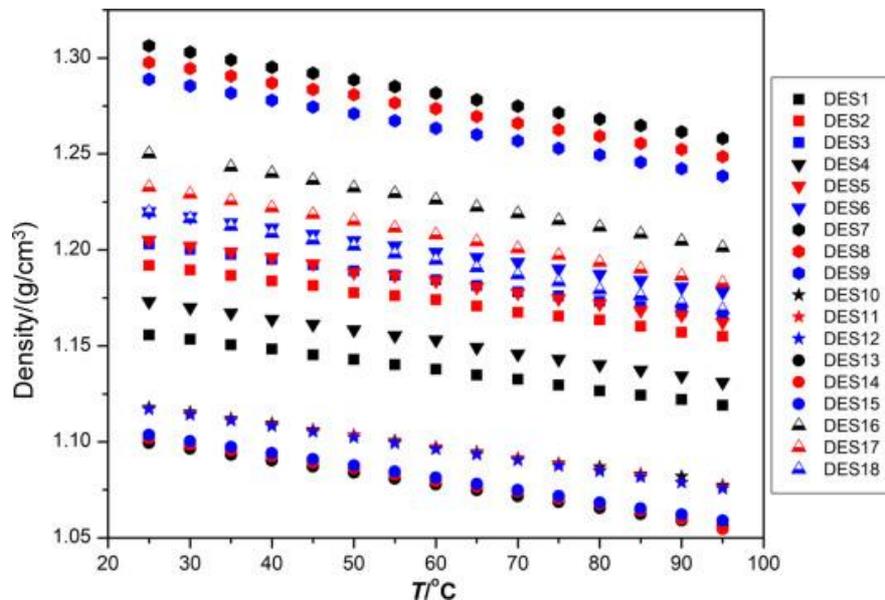


Figura 5. Comportamiento de densidad de disolventes a diversas temperaturas, (Al-Bodour et al., 2023).

2.2.5 Viscosidad.

La viscosidad es una propiedad física que se establece a una determinada velocidad de corte como la resistencia del fluido a la deformación (Q. Zhang et al., 2012). La viscosidad de los gases se encuentra en función de la presión, temperatura, densidad y peso molecular (Londono et al., 2002). Además, controla e incide en el flujo de gas a través de medios porosos. Es una propiedad que siempre es incierta en condiciones de alta presión. Sin embargo, la viscosidad del gas se emplea para modelar la movilidad del gas en el yacimiento, y es de gran ayuda para estimar reservas durante la planificación del desarrollo del campo.

2.2.6 Solubilidad.

La solubilidad de los gases es una propiedad importante en aplicaciones de ingeniería, procesos químicos, bioquímicos y aplicaciones petroleras (recuperación mejorada del petróleo, almacenamiento geológico de CO₂ y corrosión en campos de gas). Según (Ratnakar et al., 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 CO₂ 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 et al., 2021).

2.2.7 Compresibilidad.

La compresibilidad del gas es la propiedad que muestra la variación del volumen de un gas a diferentes presiones. Por tanto, es una función de la composición del gas. La compresibilidad es el cambio proporcional de volumen a variaciones de tensión o presión (Ganat et al., 2024).

Adicionalmente, la compresibilidad de la fase de gas posee un efecto significativo en el flujo y transferencia del calor (X. Shi et al., 2023).

Según El-Banbi et al. (2018), las principales técnicas para desarrollar relaciones de compresibilidad son las siguientes:

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

2.3 PROPIEDADES DEL RESERVORIO

La tabla 1 muestra las propiedades del reservorio productor principal Miembro Zacachum de la formación Subibaja.

Tabla 1. Propiedades del reservorio del campo Amistad, (Petroecuador, 2023).

Propiedades	Descripción
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%

2.4 MÉTODOS DE INYECCIÓN DE GAS

2.4.1 Inyección Cíclica de Gas.

La inyección cíclica de gas es un método de recuperación mejorada que se utiliza para mejorar el rendimiento de la estimulación por gas y para recuperar el petróleo pesado (Sandoval M et al., 2023). También es conocido como Huff-Puff. Proporciona una pronta respuesta en yacimientos fracturados natural o hidráulicamente.

La inyección cíclica de gas fusionada con tecnologías modernas como la perforación horizontal y la fracturación hidráulica han alcanzados excelentes resultados en formaciones de baja permeabilidad (Wilson, 2015). Este método de inyección de gas es una opción importante para la captura y almacenamiento de carbono en los reservorios.

La eficacia de este método depende de la presión de miscibilidad, es decir, se puede lograr un alto rendimiento de la inyección cíclica de gas cuando la presión de inyección de gas está cerca o por encima de la Presión Mínima de Miscibilidad (PMM) (Altawati et al., 2021).

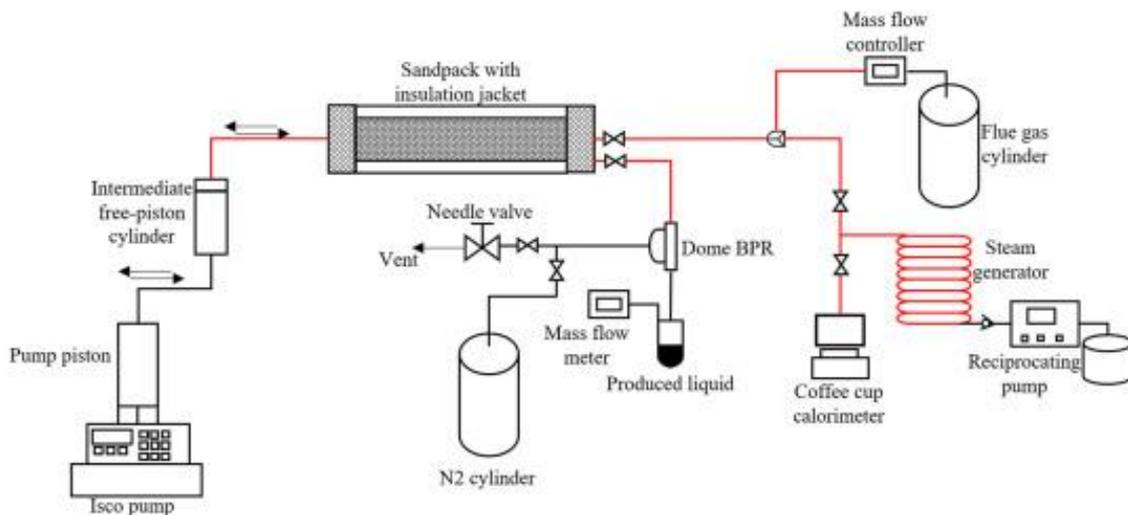


Figura 6. Esquema experimental de la inyección cíclica de gas, (Sandoval M et al., 2023).

2.4.2 Inyección Continua de Gas.

La inyección continua de gas (CGI por sus siglas en inglés), es un método idóneo en yacimientos mojados por agua durante la inyección de gas inmiscible (X. Zhang et al., 2023). También, se aplica adecuadamente para los depósitos de drenaje por gravedad.

La inyección continua de gas en patrones de inundación horizontal da paso a una fuerte segregación gravitacional y escasos volumen en el barrido (Tavousi et al., 2016). Sin embargo, la eficiencia del barrido del yacimiento mejora con el método alterno de agua y gas.

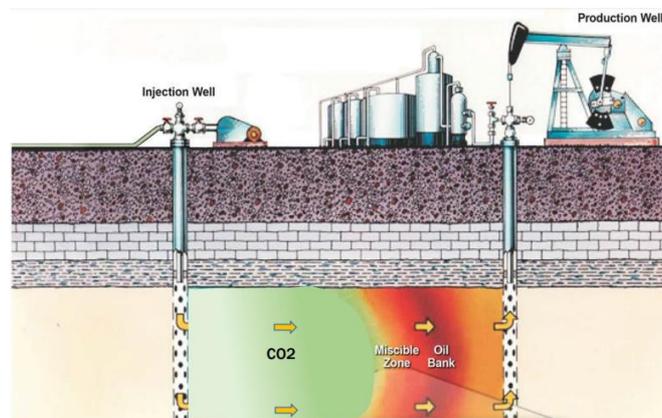


Figura 7. Esquema gráfico del método de inyección continua, (Núñez et al., 2017).

2.4.3 Alterno de Agua y gas (WAG).

Este método es conocido como WAG por sus siglas en inglés Water Alternating Gas, permite la inyección alternada sucesiva y continua de agua y gas durante ciclos que se implementan en los diversos procesos de inyección. La inyección de estos fluidos proporciona ventajas en la eficiencia de barrido volumétrica y la eficiencia de desplazamiento del petróleo (Monroy & Coronado, 2008).

Adicionalmente, Afzali et al. (2018) determina que el objetivo principal de la inyección WAG es controlar la movilidad y disminuir la problemática de la digitación viscosa. Combina los mecanismos de imbibición y drenaje durante inyecciones sucesivas de los ciclos de gas y agua en un régimen trifásico en el yacimiento.

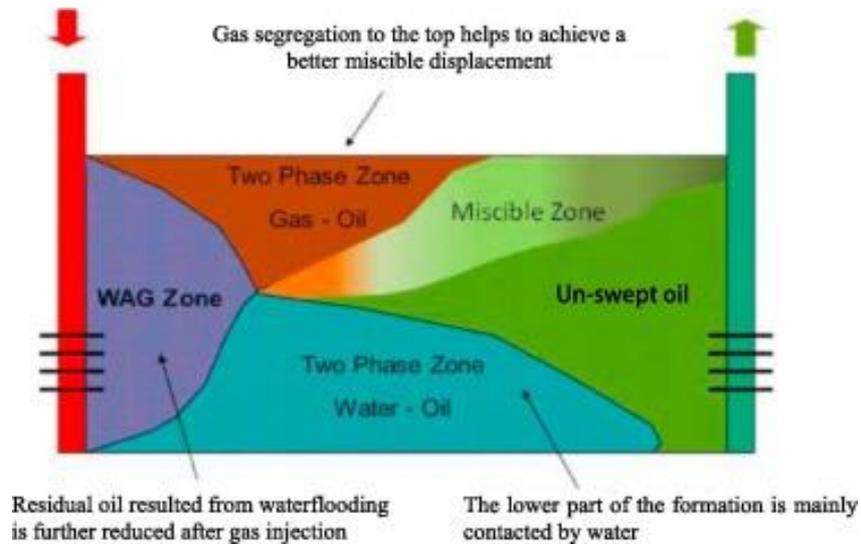


Figura 8. Representación gráfica de la inyección WAG en un yacimiento, (Afzali et al., 2018).

2.4.4. Arreglos de pozos.

Los arreglos de pozos establecen procesos de desplazamiento en el yacimiento, con una configuración específica de pozos inyectoros o productores cuya dinámica se repite mediante patrones en el campo petrolero (Trujillo & Galindo, 2011). Es decir, el campo se desarrolla en un arreglo regular a base de figuras geométricas entre sus pozos petroleros (Lin & Reyes, 2017).

- La selección de los arreglos depende de:
- Estructura del campo.
- Límites del yacimiento.
- Continuidad de las arenas.
- Dinámica de permeabilidad, porosidad.
- Dinámica de número y posición de pozos petroleros.

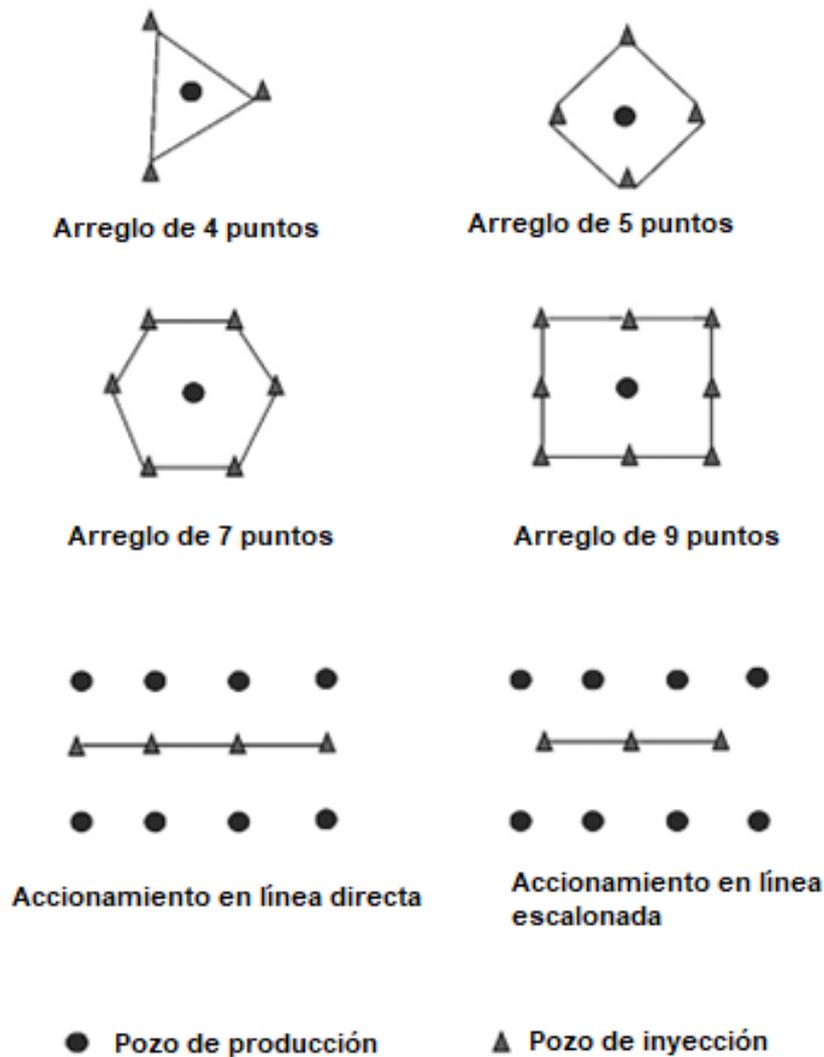


Figura 9. Diagrama de arreglos, (Vishnyakov et al., 2020).

2.5 MÉTODO GAS ALTERNO GAS (GAG)

2.5.1 Método CO₂-N₂.

El CO₂ y N₂ son dos gases de combustión que mezclados mejoran la eficiencia en la explotación del gas natural. El método CO₂-N₂ es una alternativa que logra una mayor proporción de recuperación de CH₄ (Koh et al., 2016). Este método esencialmente cambia las rutas de migración de los gases inyectados dando lugar a una mayor extracción de gas natural.

La figura 10 describe el flujo de fluido y la evolución de hidratos durante la inyección GAG. N₂ busca nuevos canales para el almacenamiento de CO₂, mientras que el CO₂ es

el refuerzo en estos canales en forma de hidrato de CO_2 . Esto podría prevenir de forma eficaz una disminución grave en la eficiencia de producción del gas natural (Cao et al., 2024).

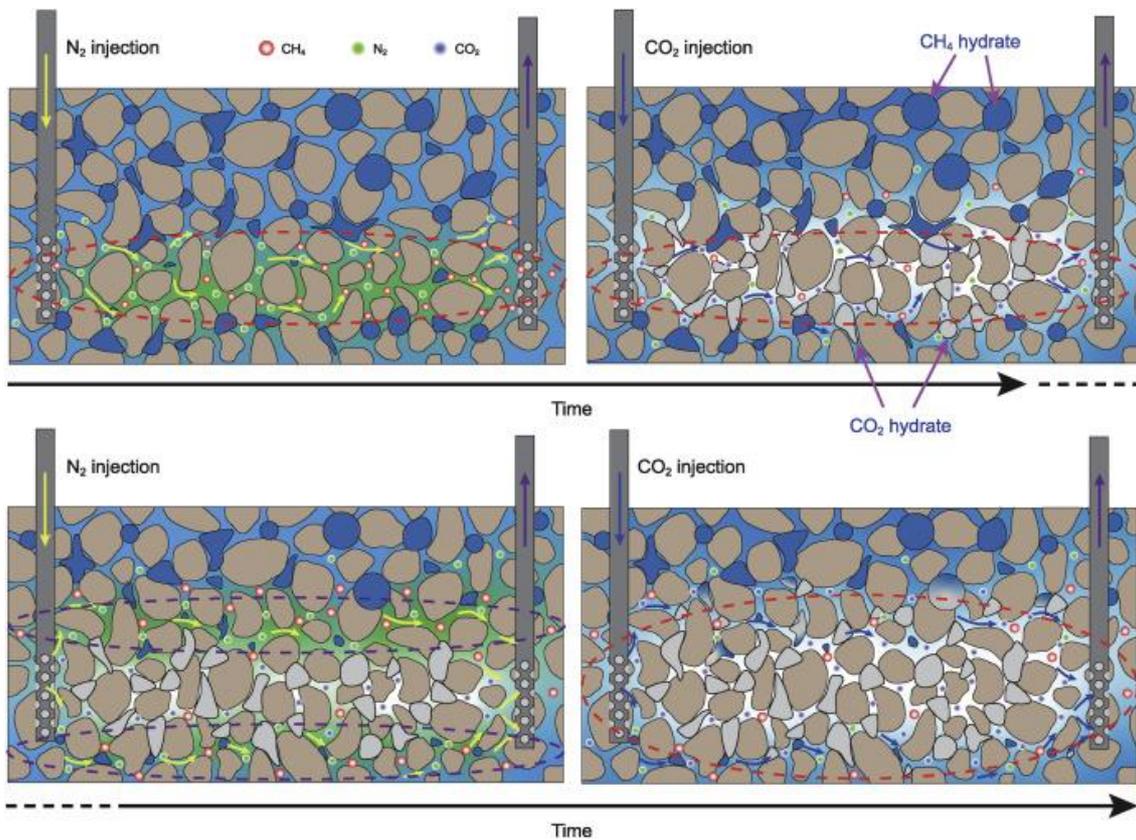


Figura 10. Flujo de gas CO_2 - N_2 , (Cao et al., 2024).

2.5.2 Método CO_2 - CH_4 .

El método CO_2 - CH_4 es conocido como técnica de reemplazo o técnica de intercambio de CO_2 a CH_4 , permitiendo la producción a partir de hidratos de CH_4 y de la captura de CO_2 (Ors & Sinayuc, 2014). El intercambio inicial de CO_2 - CH_4 proporciona como resultado una capa de hidrato de CO_2 que aísla el volumen del hidrato de CH_4 original. Una de las ventajas de este método consiste en recuperar el gas CH_4 como un recurso energético importante y mitigar el gas de efecto invernadero CO_2 en la atmósfera (Yuan et al., 2012).

Adicionalmente, el método CO_2 - CH_4 estabiliza los sedimentos durante la exploración (Liu et al., 2016). Y durante la sustitución intervienen múltiples procesos como la liberación del calor, transporte de masa, cambio de volumen y producción de gas. Por

tanto, este método involucra un análisis integral de parámetros físicos y químicos como difusividad, solubilidad, propiedades térmicas y condiciones de fase que dependen de la presión y temperatura.

2.5.3 Método CO₂-AIRE.

El método CO₂-Aire es el método más atractivo para la producción de gas natural debido a que el aire es abundante y está disponible en cualquier momento y lugar (Kang et al., 2014). El uso de aire puro contribuye a la producción de CH₄ a través de la fusión del gas natural y el reemplazo puede ocurrir cuando se utiliza los sistemas con hidratos de CH₄ concentrados o inyección de aire enriquecido con CO₂.

La figura 11 muestra un esquema del método de producción de gas natural impulsado por aire o (CO₂/aire).

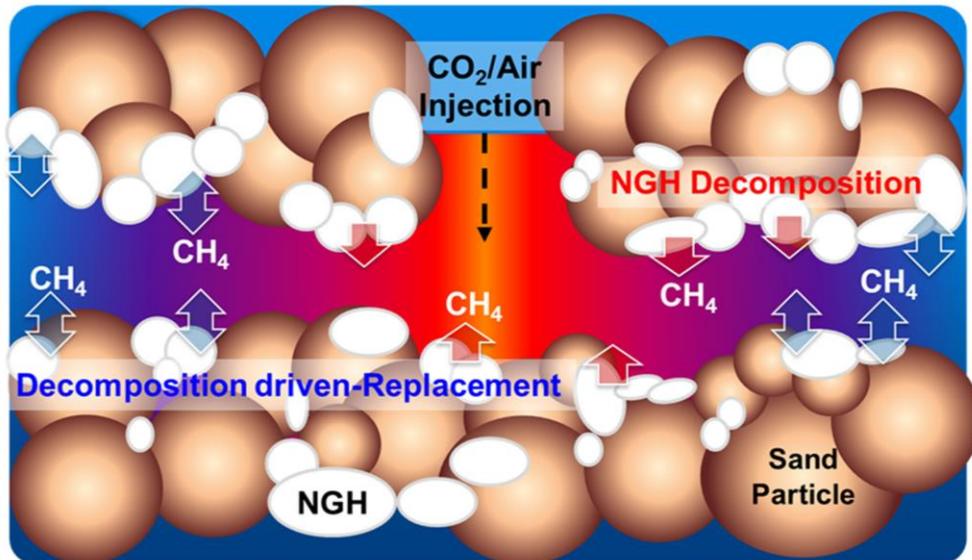


Figura 11. Método CO₂-Aire, (Kang et al., 2014).

2.6 CAPTURA Y ALMACENAMIENTO DE CO₂

2.6.1 Importancia de la captura y almacenamiento Offshore.

La captura y almacenamiento de CO₂ en Offshore es una tecnología clave para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Su despliegue económico depende de la

presencia de incentivos políticos y mecanismos de comercio de carbono. Según (El-Kady et al., 2024), una vez capturado y almacenado el CO₂ puede utilizarse para:

- Proporcionar energía limpia renovable.
- Recuperación mejorada del petróleo.
- Almacenamiento de forma segura.
- Facilidad, seguridad y rentabilidad en comparación con los métodos Onshore.
- Simplificación de planificación y ejecución de proyectos.

2.6.2 Compromisos internacionales.

China, desempeña un papel fundamental para impulsar el desarrollo de proyectos de captura y almacenamiento de carbono. Su marco regulatorio fundamental es el Plan Quinquenal (FYP) que marca una ruta integral para el desarrollo económico y social de este país. Además, cuenta con un plan de desarrollo industrial ecológico desde el año 2016 (Jiang & Ashworth, 2021).

Estados Unidos, la implementación de proyectos de captura y almacenamiento de carbono en este país, se encuentra regulada por normativas como la Ley de Seguridad de Tuberías, para el transporte seguro. Además, cuenta con la Ley de Seguridad de Tuberías de Líquidos Peligrosos y Ley de Seguridad de Oleoductos, Certeza Regulatoria y Creación de Empleo que permiten regular las actividades de captura y almacenamiento de carbono (El-Kady et al., 2024).

Europa, la directiva del Parlamento Europeo establece un esquema para el comercio de derechos de emisión de gases de efecto invernadero dentro de la comunidad europea. La directiva sobre el gas de la unión europea determina requisitos para la operación segura de las instalaciones de petróleo y gas Offshore asociados al diseño, construcción, operación, mantenimiento y gestión de emergencias.

2.7 SIMULACIÓN NUMÉRICA

2.7.1 Consideraciones generales para proyectos de simulación numérica utilizando el método GAG.

Aoun et al. (2024) considera diversas características y parámetros fundamentales para la simulación numérica de yacimientos a través del método GAG:

- Reconocimiento del área de estudio, yacimientos y pozos de petróleo.
- 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.

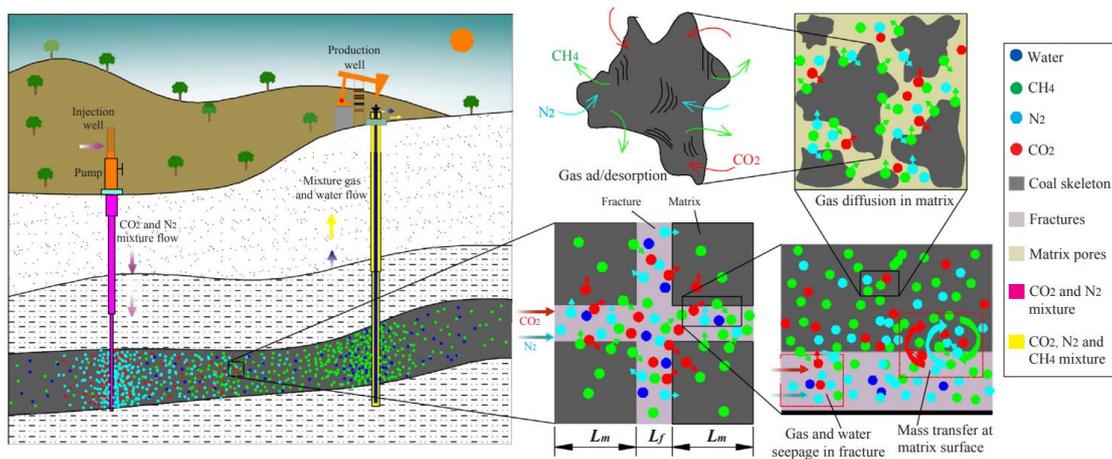


Figura 12. Adsorción competitiva cuando se inyecta una mezcla de N₂/CO₂ para la producción de gas natural (Ahmed, y otros, 2021).

En la Figura 12 se detallan parámetros relevantes para la simulación del método GAG (Gas Alternativo Gas), enfocado en la inyección de una mezcla de N₂/CO₂ 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.

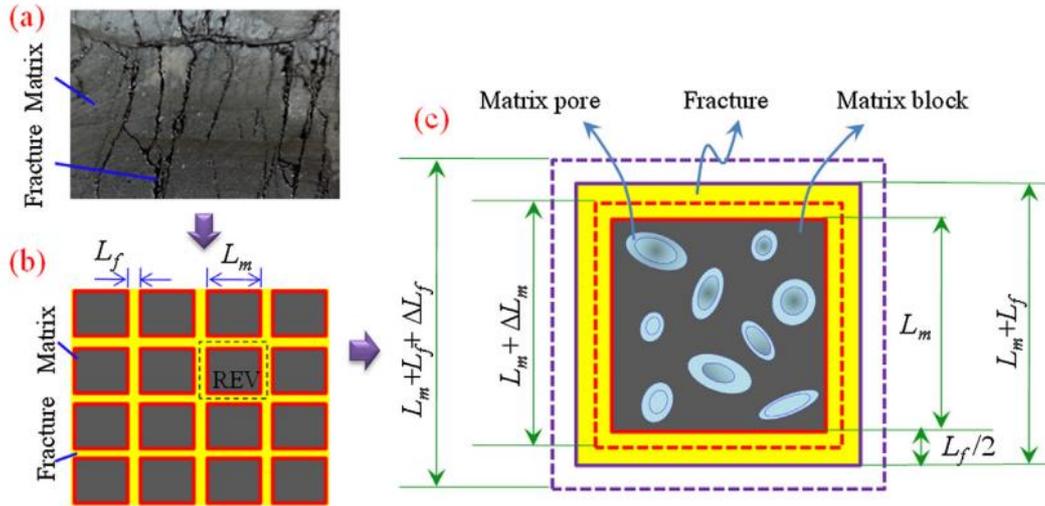


Figura 13. Modelo físico de un medio fracturado: (a) superficie real de la arena, (b) modelo de la estructura de la arena en la malla de simulación, (c) volumen representativo del elemento (REV), donde L_m es el ancho de la matriz y L_f es el ancho de la fractura, (Chaojun, y otros, 2019)

La Figura 13 presenta un modelo físico de un medio fracturado, un concepto clave en la modelación de medios fracturados, donde L_m representa el ancho de la matriz y L_f el ancho de la fractura. Este enfoque permite una representación a condiciones reales en la simulación de reservorios acerca de la interacción entre la matriz y las fracturas. Con los criterios y la metodología presentados se diseñará el reservorio del Campo Amistad, objeto del estudio. La modelación de la arena y la estructura de la malla de simulación serán fundamentales para entender las características del medio fracturado de la formación Subibaja en el Campo Amistad. Al aplicar el concepto del volumen representativo, se podrá evaluar de manera detallada la distribución, comportamiento de las fracturas, la matriz dentro del reservorio y la inyección del CO_2 y N_2 en función del volumen poroso.

2.7.2 Ventajas del método GAG.

Según Agada et al. (2016), las principales ventajas de implementar la inyección GAG son:

- Gas inyectado hará que se produzca más petróleo en pozos adyacentes.
- Tasas de inyección de gas significativamente menores en comparación con método Huff and Puff.
- 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.

En base a la revisión bibliográfica, se ha aplicado el método GAG en sistemas onshore mediante el proceso Huff and Puff, demostrando su efectividad en la mejora de la recuperación de hidrocarburos. Este método ha permitido aprovechar las características de adsorción y desorción de los gases inyectados.

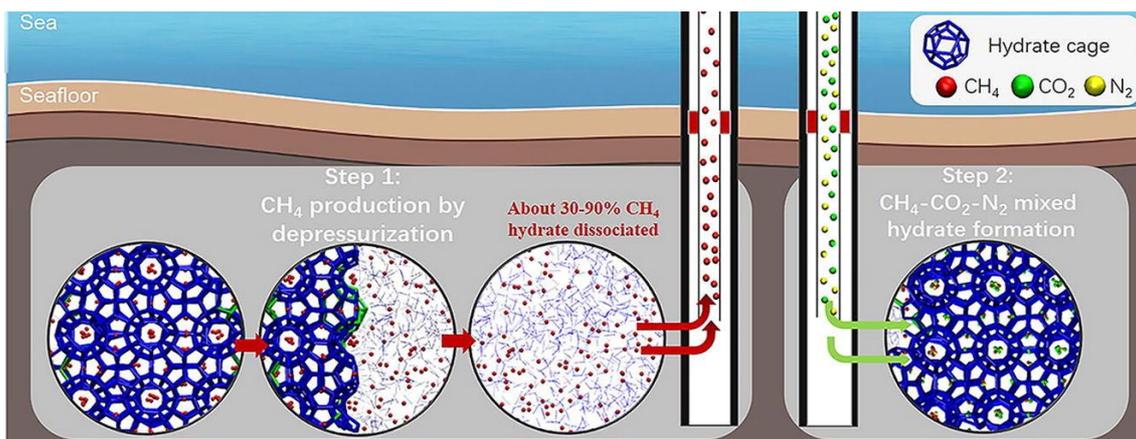


Figura 14. Aplicación del método Gas Alterno Gas offshore (Mengya, y otros, 2023).

En base a Tao y otros (2024), se han implementado casos de estudio de inyección continua de CO₂ y N₂ en sistemas offshore, demostrando la viabilidad y efectividad de este enfoque en la recuperación mejorada de hidrocarburos. Estos estudios han proporcionado una comprensión detallada de las dinámicas de adsorción y desplazamiento en formaciones

geológicas complejas, resaltando la importancia de las condiciones operativas y geológicas en la optimización de la producción de gas natural como se observa en la Figura 14.

En el presente estudio, se aplicará una inyección alternada de gases (GAG) con un periodo de un año para cada gas, seguida de una inyección continua al final de los ciclos. Esta estrategia permitirá evaluar el impacto de la variación del volumen poroso en la eficiencia de la recuperación de gas natural, proporcionando una comparación directa con los métodos continuos previamente estudiados. Con el enfoque de alternancia de gases busca maximizar la adsorción y el desplazamiento de los gases inyectados, optimizando así la producción en condiciones geológicas específicas.

2.7.3 Software de simulación.

 IMEX Simulador líder de yacimientos de petróleo negro para modelar procesos de recuperación de petróleo primario, secundario y terciario.	 GEM Software líder de simulación de yacimientos para modelado de yacimientos basado en ecuaciones de estado (EoS) composicionales, químicos y no convencionales.	
 STARS Es el estándar de la industria en EOR térmico, químico y otros procesos avanzados.	 Results Ofrece capacidades de visualización y análisis de última generación para proporcionar información sobre las características del yacimiento, los procesos de recuperación y el rendimiento del yacimiento.	
 Builder Es una interfaz interactiva, intuitiva y fácil de usar que permite el diseño y la preparación rápidos y eficientes de modelos de simulación para todos los simuladores CMG.	 WinProp Crea descripciones de propiedades de fluidos optimizadas para simuladores CMG y datos de propiedades de fluidos de petróleo negro para software de simulación de yacimientos de terceros.	
 CMOST Aprovecha el análisis estadístico, el aprendizaje	 ShaleIQ Es una solución de pronóstico avanzado basada en la física	 CoFlow Es la primera solución empresarial de la industria que permite a los ingenieros

automático y la interpretación imparcial de datos para identificar la solución óptima de yacimientos y operaciones.	diseñada específicamente para yacimientos no convencionales.	de yacimientos y producción colaborar verdaderamente en el mismo activo.
---	--	--

Figura 15. Aplicaciones del software de ingeniería “CMG”, (Computer Modelling Group, 2024).

En la Figura 15 se detallan todas las aplicaciones del software de ingeniería de Computer Modelling Group conocido como “CMG”, destacándose como herramientas líderes en la industria para la simulación y análisis de yacimientos de petróleo y gas. Entre las aplicaciones mencionadas se encuentran IMEX, un simulador líder para modelar procesos de recuperación de petróleo; GEM, especializado en modelado de yacimientos basados en ecuaciones de estado composicionales, químicos y no convencionales; y STARS, el estándar de la industria en EOR térmico y otros procesos avanzados. Adicionalmente, se presentan herramientas como RESULTS, para visualización y análisis de características del yacimiento; BUILDER, una interfaz intuitiva para diseño de modelos de simulación; WINPROP, que optimiza descripciones de propiedades de fluidos; CMOST, que utiliza análisis estadístico y aprendizaje automático; SHALEIQ, una solución de pronóstico avanzado para yacimientos no convencionales; y COFLOW, que facilita la colaboración entre ingenieros de yacimientos y producción.

Para el presente caso de estudio, se implementaron las aplicaciones GEM, BUILDER, WINPROP y RESULTS de CMG. GEM se utilizó para el modelado composicional del yacimiento basado en ecuaciones de estado, mientras que BUILDER facilitó el diseño y la preparación eficiente del modelo de simulación. WINPROP fue empleado para crear descripciones optimizadas de propiedades de fluidos, y RESULTS permitió la visualización y análisis de las características del yacimiento, los procesos de recuperación y el rendimiento de este. Estas herramientas, combinadas, proporcionaron una solución integral y detallada para el análisis y modelado del campo Amistad.

CAPITULO III: METODOLOGÍA

3.1 DISEÑO DE LA INVESTIGACIÓN

3.1.1 Tipo de investigación.

- **La investigación mixta:** por el enfoque que combina tanto métodos cuantitativos como cualitativos en un solo estudio (De Torres et al., 2024). En el caso de estudio del campo Amistad-Bloque 6, la investigación mixta se aplica al combinar la simulación numérica para evaluar la viabilidad técnica del método GAG con un análisis de la literatura existente sobre la efectividad de técnicas similares en otros contextos.
- **El método hipotético-deductivo:** ya que implica la formulación de hipótesis específicas y la deducción de consecuencias observacionales que pueden ser sometidas a prueba (Edgar & Manz, 2017). En el caso de estudio, la hipótesis planteada es la posibilidad de que la implementación del método GAG sea capaz de incrementar la recuperación de gas natural y captura de CO₂ en el Campo Amistad-Bloque 6. El enfoque deductivo implica la simulación detallada en un software de ingeniería, lo que permitirá probar y validar las predicciones derivadas de la hipótesis.

3.1.2 Población.

La población es de tipo finita y en el contexto del caso de estudio, la población se refiere a la totalidad de la formación Subibaja-Zacachum en el Campo Amistad-Bloque 6. La población en este caso incluiría todas las áreas de reservas probadas sin riesgo y reservas no probadas con riesgo dentro de esta formación, ya que se busca implementar el método GAG en dichas áreas. Las propiedades petrofísicas, la composición química del gas natural y otras características de esta población serán fundamentales para la simulación y el análisis posterior.

3.1.3 Muestra.

La selección de la muestra se basa en criterios como la ubicación estratégica de los pozos, las propiedades petrofísicas y la composición química del gas natural en esas áreas particulares. La muestra que se elija corresponderá a una parte de la población de la formación Subibaja-Zacachum para garantizar la validez de los resultados obtenidos durante la simulación y el análisis económico; es decir que el muestreo es por conveniencia ya que no se implementará un modelo estadístico.

3.1.4 Procedimiento metodológico.

El proceso metodológico consiste en los siguientes pasos:

- **Paso 1:** Investigación contractual en revistas, libros y otras fuentes sobre el método Gas Alterno Gas para gas seco referente a los últimos cinco años de publicación.
- **Paso 2:** Obtención de datos para la simulación numérica en el software de ingeniería para definir archivos (.bna) de la profundidad y espesores que permitan interpolar las propiedades petrofísicas con la composición química del gas natural del campo Amistad-Bloque 6 respecto a la formación Subibaja-Zacachum.
- **Paso 3:** Definición de los volúmenes de inyección con relación al volumen poroso de la formación Subibaja-Zacachum. Como el método es alterno en este paso se establecerán los tipos de gases (CO_2 y Nitrógeno N_2) y los periodos de remojo para lograr una óptima recuperación del gas natural.
- **Paso 4:** Perforación de los pozos productores e inyectores (considerando los criterios de arreglos normales y/o invertidos) en las áreas de reservas probadas debido a que es un campo desarrollado y así se evita la incertidumbre.
- **Paso 5:** Simulación en el software de ingeniería “CMG” para condiciones composicionales basadas en las ecuaciones de estado debido a que se implementa la composición química del gas natural. En este paso se verificará que las condiciones de los pozos correspondan al contexto de operación y el tiempo de simulación.

- **Paso 6:** Análisis de la producción de gas natural y captura de CO₂ con las curvas de producción y factor de recobro de la formación Subibaja-Zacachum del campo Amistad-Bloque 6.
- **Paso 7:** Realizar un análisis económico considerando los costos fijos y de operación para determinar la viabilidad técnica durante 15 años.

3.2 MAPA GEOLÓGICO DE LA FORMACIÓN SUBIBAJA DEL MIEMBRO ZACACHUM

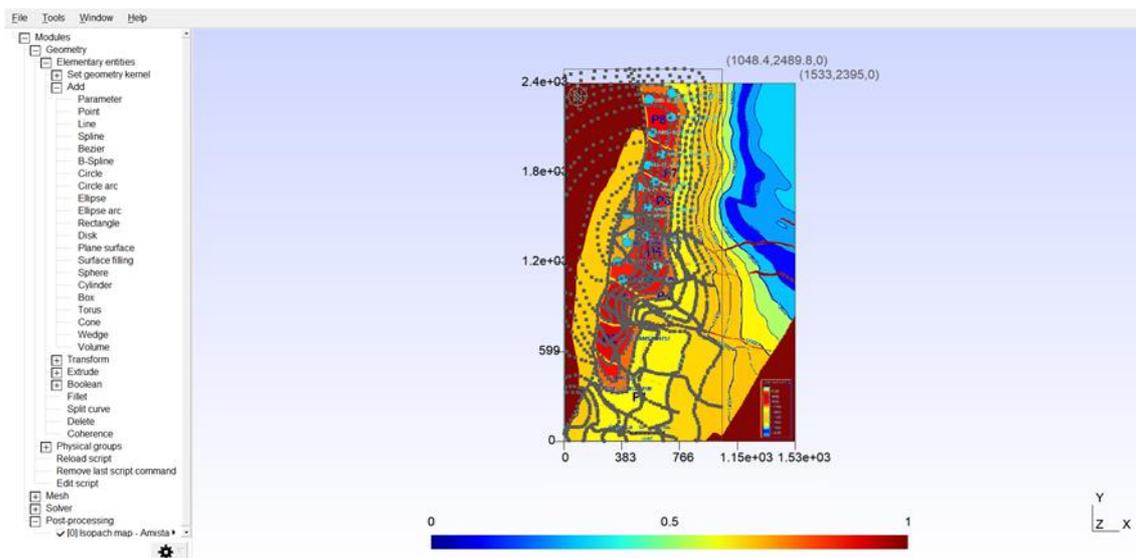


Figura 16. Generación de puntos de espesores y fallas de la formación Subibaja (GMSH,2024).

En la Figura 16 se puede visualizar la creación de los puntos generados mediante el software GMSH para el diseño de mapas, bajo una licencia de libre uso. Estos puntos representan diferentes profundidades, desde 8000 pies hasta 11000 pies. Además, se crearon 11 fallas que van en sentido Suroeste y que a su vez se interceptan con una falla central que está representado en el mapa en sentido Norte-Sur, lo cual generó un total de 1629 puntos.

Posteriormente, se ajustaron estos puntos a las dimensiones reales del mapa, que estaban en unidades UTM (Universal Transverse Mercator). Para lograr esto, se multiplicaron las coordenadas "X" por 22.27 y las coordenadas "Y" por 21.09, convirtiéndolas a pies para que fueran compatibles con el simulador de ingeniería, que trabaja con unidades de campo. Además, en el presente caso de estudio se consideró un área de 112km².

Después, se organizó la información en un archivo ".bna", en primer lugar se ordenó las capas desde la mayor profundidad a menor profundidad donde se incluyó coordenadas con el formato del software de ingeniería ("Contour", "Valor numérico profundidad", -Cantidad de puntos), luego, se agregaron las 12 fallas con el formato similar ("Fault", "Valor numérico correspondiente al número u orden de falla", -Cantidad de puntos).

Para el mapa de espesores se creó una copia del archivo de profundidades con la misma estructura, pero en este caso se eliminaron las fallas y se agregaron espesores de 60 pies a cada capa, lo cual generó un total de espesores de 660 pies.

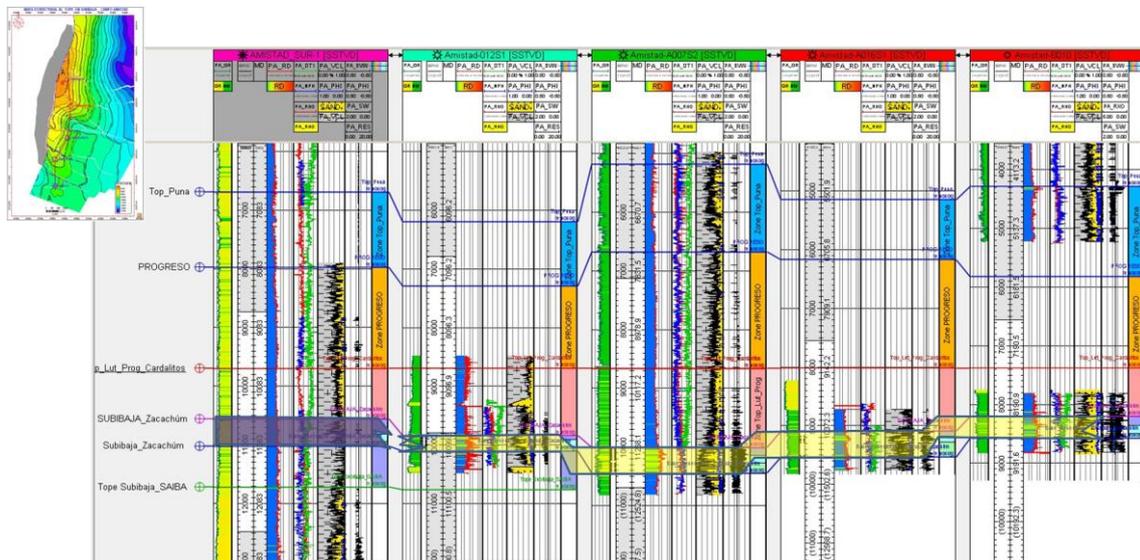


Figura 17. Profundidades de la formación Subibaja del miembro Zacachum (EP Petroecuador, 2024).

De acuerdo con la Figura 17, se observa que la formación Subibaja se extiende desde un tope situado a 10,500 pies hasta una base ubicada a 11,000 pies, con un espesor neto de la zona de producción estimado en 120 pies. Considerando esta información, se ha decidido utilizar las profundidades mencionadas para el modelamiento dinámico.

Es importante destacar que el mapa en cuestión es de considerable tamaño y abarca diversas formaciones geológicas y estructuras dentro del yacimiento. Sin embargo, en este contexto, se enfocará específicamente en la formación Subibaja que se halla dentro de los intervalos de profundidad mencionados anteriormente e incluidas (10500 pies, 10800 pies y 11000 pies). Este enfoque permitirá una representación más detallada y precisa de la zona de interés para el análisis dinámico del yacimiento.

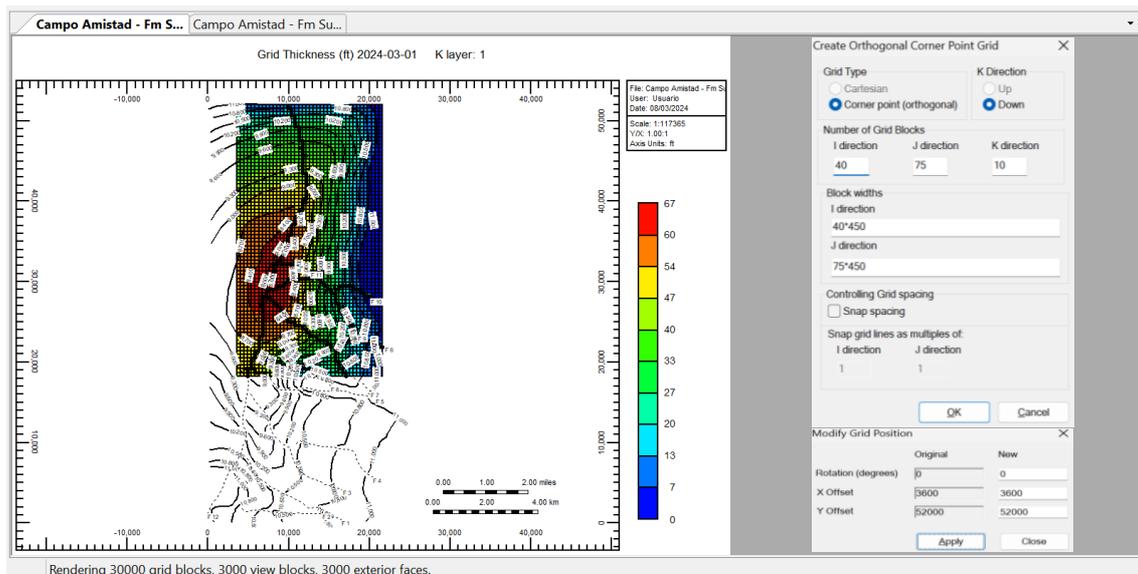


Figura 18. Mallado y ubicación en el mapa de profundidades (CMG, 2024).

La Figura 18 muestra el mapa detallado de profundidades y espesores que se introdujeron en el software de ingeniería “CMG”. En este caso se establecieron 40 celdas en la dirección "X" con una medida de 450 pies, y otras 75 celdas en la dirección "Y" de 450 pies. Para la dirección "K", se crearon 10 capas. Para garantizar una distribución equitativa de las celdas y facilitar la interpolación de propiedades, por tal razón, se multiplicó el mapa de espesores por 0.1.

Con el fin de llevar a cabo la interpolación de propiedades petrofísicas, se incorporaron valores de porosidad (16.80%) y permeabilidad (230 MD) en todas las capas en la sección de componentes y reservorios. Esto asegura que la interpolación se realice con las celdas de cada profundidad y espesor.

La posición inicial de la malla de simulación se definió estratégicamente, comenzando en las coordenadas "I=3600 pies" y "J=52000 pies", asegurando así que la totalidad de la sección de la grilla cubra de manera adecuada los contornos y espesores del área de interés definidos por los polígonos con recursos prospectivos P6, P7 y P8 con reservas probadas y desarrolladas como se indica en la Figura 37 del Anexo A1.

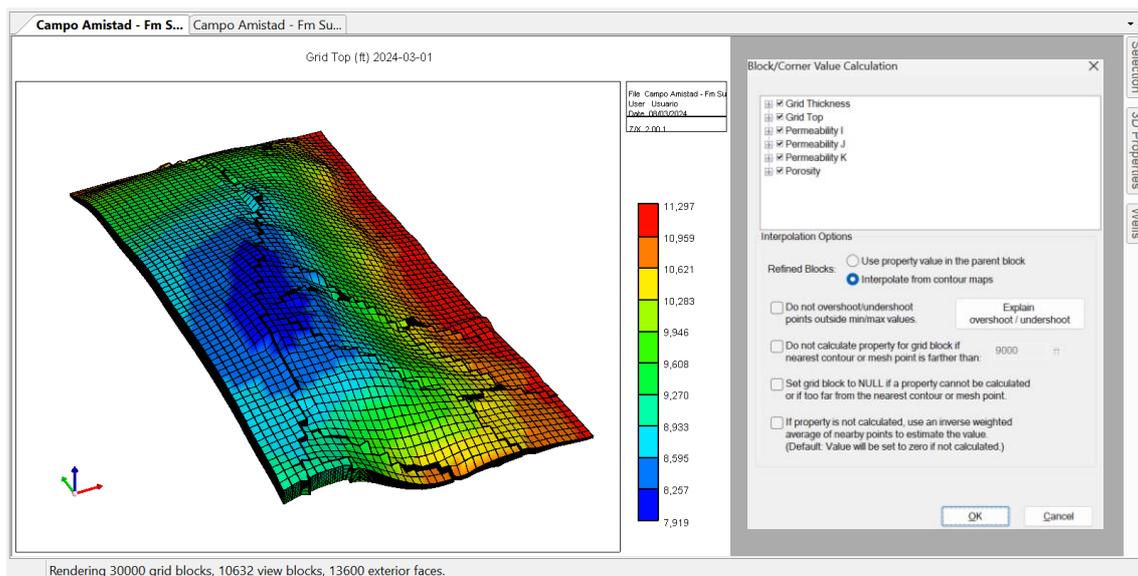


Figura 19. Mapa en 3D de profundidades, espesores y propiedades de interpolación (CMG, 2024).

En la Figura 19 se puede observar las propiedades que se seleccionaron para la interpolación como los espesores de arena, profundidades, permeabilidades y porosidades con el modelo de mallado “Orthogonal Corner Point”. En este caso, se corroboró que el grillado se completó sin anomalías y que las fallas se encuentran dentro de las especificaciones del campo.

3.3 DISEÑO DEL GAS SECO DE LA FORMACIÓN SUBIBAJA DEL MIEMBRO ZACACHUM

Para modelar las propiedades del gas seco de la formación Subibaja del miembro Zacachum, se emplearán las características especificadas, que incluyen la utilización de la ecuación de estado Peng-Robinson (PR: 1978) y la expresión de unidades en Psi para presión y grados Fahrenheit para temperatura. La entrada de los datos se expresó en moles, estas especificaciones permitieron realizar un análisis preciso y detallado de las propiedades termodinámicas del gas seco en esta formación, lo que resulta fundamental para comprender su comportamiento y optimizar su explotación de Metano.

Component Int. Coef. Viscosity Aqueous Phase Model Option

Comments

Default Reservoir Temperature (deg F) 210

No. of components: 9 Constant Volume Shift

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

First Set

Reset to 1st Set Delete Set

NOTE: There are more options to input values for Vol. Shift, V Shift Coef1, and Ref. Henry. Right mouse click their column header cell for the corresponding context menus.

Figura 20. Selección de componentes del gas seco de la formación Subibaja (CMG, 2024).

En la Figura 20 se puede observar la selección de los componentes de la sección de “Ins Lib” y se asignaron un número de “1” para los hidrocarburos y “0 & 3” para los otros gases que se encuentran en la mezcla y que a su vez se utilizaron para la inyección, posteriormente, se aplicó los cambios y se dejó por defeco las otras características.

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
N2	0.00287	0.0
CO2	0.00035	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

Figura 21. Fracciones molares del gas seco de la formación Subibaja (CMG, 2024).

Además, se ingresó las composiciones molares de cada componente y se pudo comprobar que el gas del campo Amistad es seco y tiene 99% de metano; por tal razón, no se realizó una caracterización de fracciones pesadas o C7+.

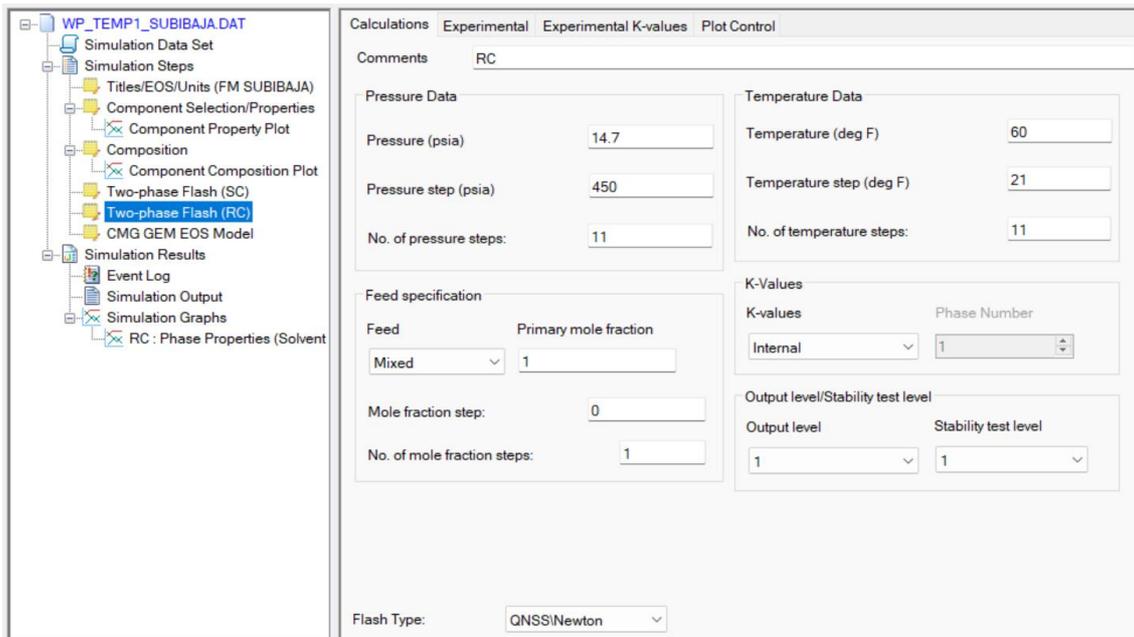


Figura 22. Presiones y temperaturas para la prueba “Two-phase Flash” (CMG, 2024).

Luego se procedió a realizar la prueba de “Two-phase Flash” bajo dos conjuntos de condiciones distintas para determinar el comportamiento y las propiedades de los fluidos en un sistema multicomponente cuando están en equilibrio líquido-vapor. En primer lugar, se llevó a cabo la prueba bajo condiciones estándares denominado “SC”, donde la presión se fijó en 4.7 Psi y la temperatura en 60 °F. Posteriormente, se replicó la prueba bajo condiciones de reservorio denominado “RC”, estableciendo la presión en 5000 Psi y la temperatura en 210 °F, para simular las propiedades a condiciones reales del yacimiento.

Group up to component: FC6

Output level: 1

Lumping Method

Program generates lumping scheme

Define lumping scheme in grid below

Number of lumped components: 4

No.	Component	1st composition	2nd composition	Scheme
1	N2	0.00287	0.0	1
2	CO2	0.00035	0.0	2
3	CH4	0.99105	0.0	3
4	C2H6	0.0034	0.0	4
5	C3H8	0.00102	0.0	4
6	IC4	0.00032	0.0	4
7	NC4	5E-05	0.0	4
8	IC5	3E-05	0.0	4
9	FC6	0.00092	0.0	4

Figura 23. Agrupación de componentes del gas seco (CMG, 2024).

Además, se realizó un agrupamiento de componentes o "component lumping" con el objetivo de simplificar el análisis termodinámico y la modelización del gas seco de la formación Subibaja del miembro Zacachum. Este proceso consistió en combinar componentes similares en categorías más amplias con el fin de reducir la complejidad en los tiempos de simulación, sin perder de vista las características fundamentales de los componentes individuales. El agrupamiento resultante se dividió en cuatro categorías principales: dióxido de carbono (CO₂), nitrógeno (N₂), metano (CH₄) y una categoría que incluye desde etano (C₂H₆) hasta hexano (C₆H₁₄), como se detalla en la Figura 23.

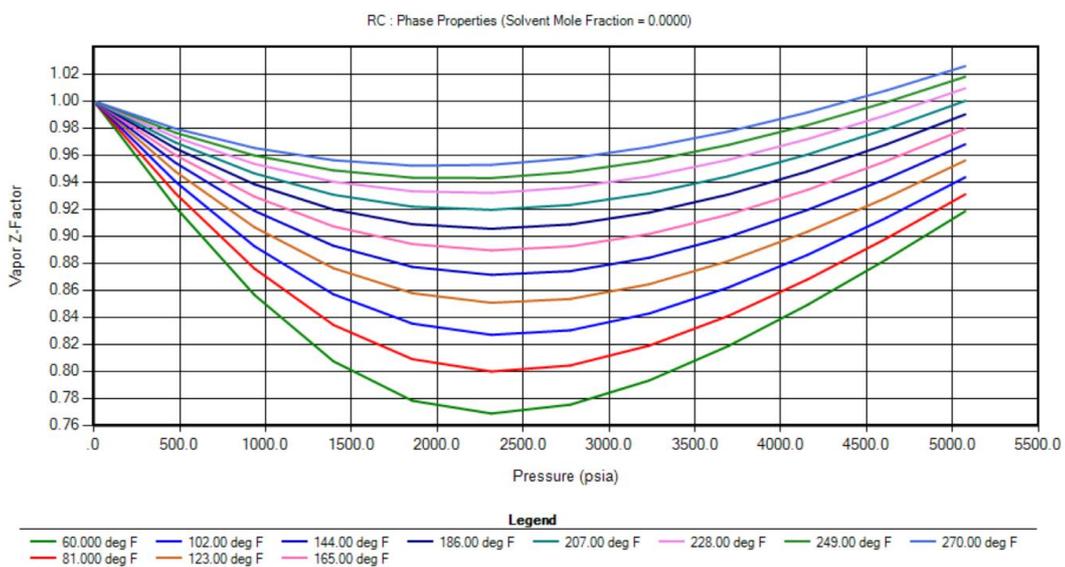


Figura 24. Factor de compresibilidad “Z” del gas seco de la formación Subibaja del campo Amistad (CMG, 2024).

En la figura 24 se puede observar el comportamiento del factor Z para diferentes condiciones de presión y temperatura en el campo de estudio del gas seco de la formación Subibaja del Miembro Zacachum. La variación del factor Z proporciona información sobre la desviación de los gases reales respecto a un comportamiento ideal, lo que a su vez influye en el diseño, la optimización de procesos de producción de gas y el volumen específico del gas en condiciones cambiantes. Posteriormente, se exportaron los cálculos PVT realizados en un archivo (.gem) dónde se fijó nuevamente la temperatura del reservorio, la correlación de la fase acuosa de “Rowe-Chou” y las correlaciones de viscosidades de “Kestin”.

3.4 DISEÑO DEL MÉTODO GAS-ALTERNO-GAS

3.4.1 Ajuste de las regiones de no flujo en las fallas.

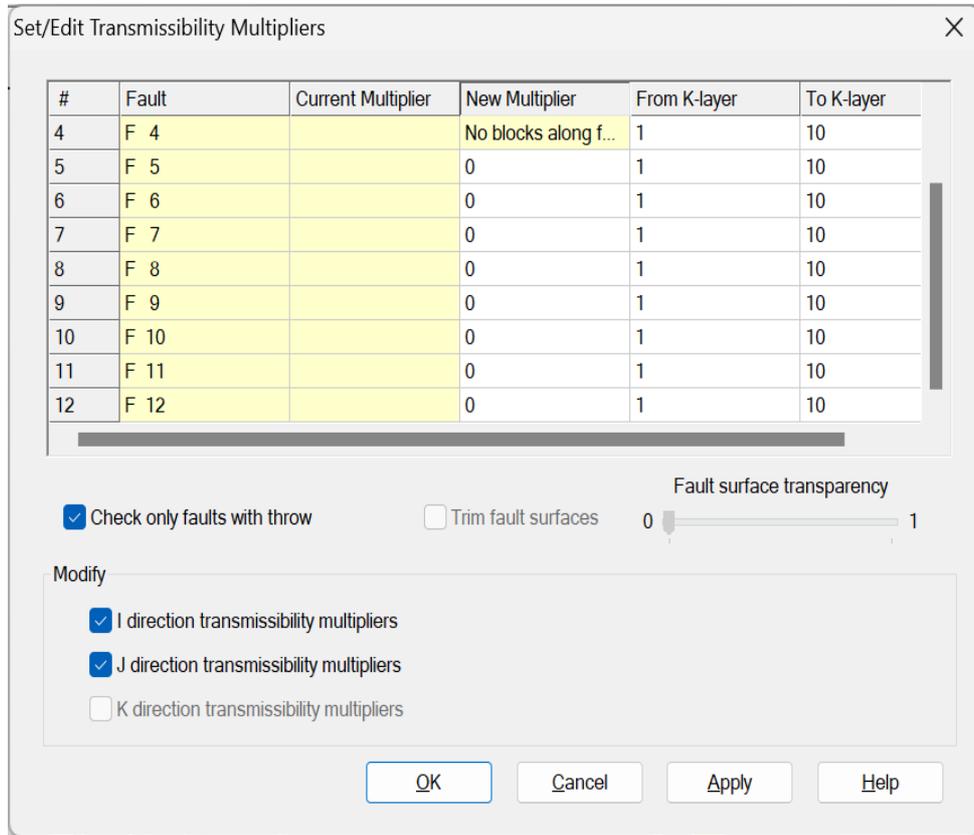


Figura 25. Regiones de no flujo en fallas (CMG, 2024).

Con base a la Figura 25 se asignó un valor de “0” a “New Multiplier” a todas las fallas luego de haber realizado la interpolación para que no exista flujo de gas y agua entre las capas 1 y 10 de “K”. Posteriormente, se agregó el cálculo de la compresibilidad de la formación de la ecuación 1 formulada por (Ganat, Hrairi, Badawy, Khosravi, & Abdalla, 2024), que establecieron la relación entre la porosidad de areniscas inferior al 25% y de aspecto no consolidada.

$$C_f = (-5490.6\phi^3 + 4725.5\phi^2 - 1392.1\phi + 153.3)10^{-6} \text{ psi}^{-1} \quad (1)$$

Además, se agregaron las fracciones molares en la sección de propiedad de los fluidos del software de ingeniería con las condiciones de presión de 4,500 Psi, 210 °F y 0.30 cp de viscosidad del agua.

3.4.2 Permeabilidades relativas.

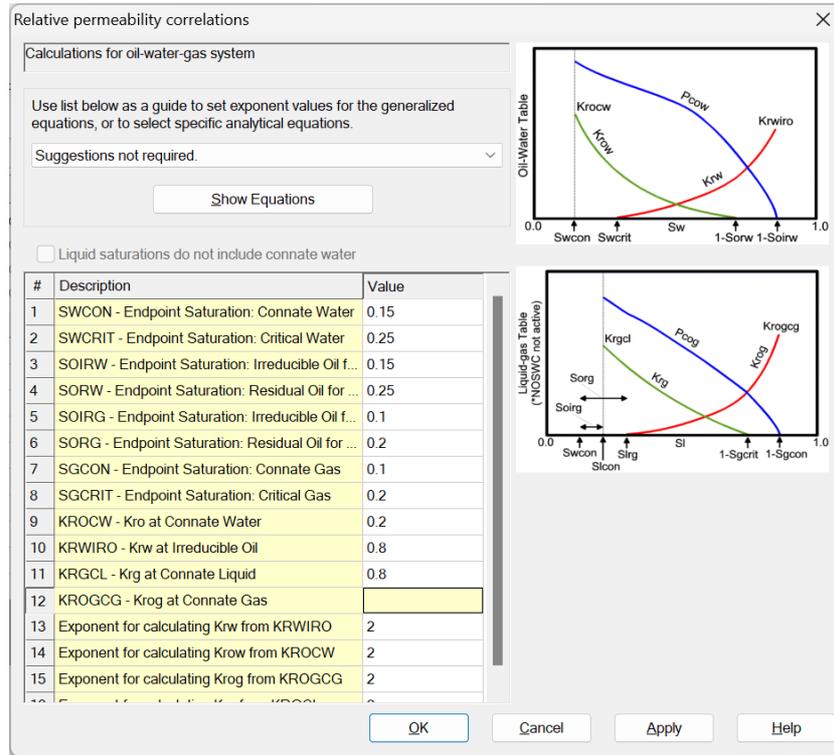


Figura 26. Permeabilidades relativas (CMG, 2024).

En la figura 26 se presentan las correlaciones utilizadas para calcular las permeabilidades relativas en un sistema gas-agua, específicamente para la formación subibaja del miembro Zacahum del campo Amistad, que contiene un 99% de metano y produce predominantemente gas sobre agua. La precisión en la predicción de estas permeabilidades relativas influye para el proceso de simulación Gas Alterno Gas (GAG), donde se intercalan los gases mediante la inyección para mejorar la producción de gas metano. Estas permeabilidades relativas determinan cómo los fluidos fluyen a través de la formación, lo que a su vez afecta la eficiencia de la recuperación de gas y agua durante el proceso de producción.

Adicionalmente, el valor del exponente se fijó en “2” debido a que, en el menú de sugerencias del software de ingeniería, “1” es para sistemas fracturados y “3” para el caso de areniscas consolidadas de aspecto bien seleccionadas. Por tal razón, para este caso de estudio se seleccionó “2” ya que se encuentra dentro del rango mencionado.

3.4.3 Condiciones iniciales.

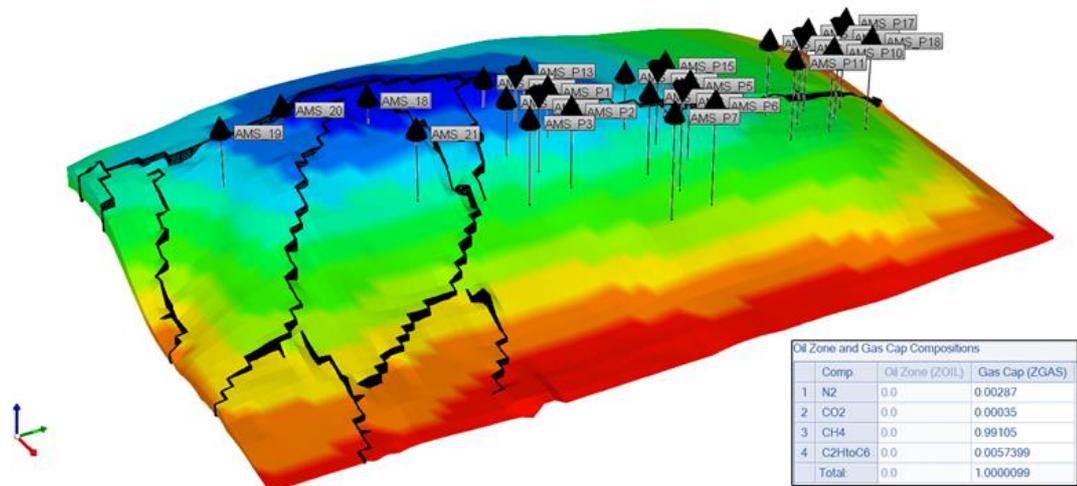


Figura 27. Permeabilidades relativas (CMG, 2024).

Para las condiciones iniciales de la formación Subibaja del miembro Zacahum, se establecieron las saturaciones de bloque en cada bloque de la cuadrícula, promediadas a lo largo del intervalo de profundidad abarcado por el bloque de la cuadrícula. Se consideraron las saturaciones de agua y gas (WATER_GAS) y se ignoraron todas las curvas de presión capilar. La presión y la profundidad de referencia fueron fijadas en 4215 psi y 10000 pies, respectivamente. Las composiciones de la zona de petróleo y la capa de gas fueron configuradas en 0 para la zona de petróleo y 1 para la capa de gas como se puede observar en la Figura 27.

Por otra parte, se puede observar la perforación de los pozos activos AMS_18, 19, 20 y 21 correspondiente a los polígonos 4 y 5. Y se perforó dos arreglos de pozos de 5 invertido en los polígonos 6, 7 y 8, los detalles de cada pozo se pueden observar en la Tabla 3 del Anexo B.

3.4.4 Método GAG.

Las condiciones de inyección y alternancia de los gases de CO₂ y N₂ se pueden observar en la Tabla 2 dónde se consideró un mínimo de 7% del volumen poroso y un máximo del 15% del volumen poroso para las tasas y relaciones de inyección de cada gas la cual se incluyó el criterio de 2:1 en base al caso de Samba et al. (2019).

Tabla 2. Tasas de inyección del método Gas Alterno Gas.

Número de GAG	Pozos inyectoros		Gas	Relación de inyección GAG		
	Apertura	Cierre	Fracción molar	1 CO ₂ (7%PV): 1 N ₂ (7%PV)	2 CO ₂ (15%PV): 1 N ₂ (7%PV)	1 CO ₂ (7%PV): 2 N ₂ (15%PV)
	Fecha	Fecha	Y	SCFD	SCFD	SCFD
1	1/4/2024	1/4/2025	CO ₂ -100%	96,600	193,200	96,600
	1/4/2025	1/4/2026	N ₂ -100%	96,600	96,600	193,200
2	1/4/2026	1/4/2027	CO ₂ -100%	96,600	193,200	96,600
	1/4/2027	1/4/2028	N ₂ -100%	96,600	96,600	193,200
3	1/4/2028	1/4/2029	CO ₂ -100%	96,600	193,200	96,600
	1/4/2029	1/4/2030	N ₂ -100%	96,600	96,600	193,200
4	1/4/2030	1/4/2031	CO ₂ -100%	96,600	193,200	96,600
	1/4/2031	1/4/2032	N ₂ -100%	96,600	96,600	193,200
5	1/4/2032	1/4/2033	CO ₂ -100%	96,600	193,200	96,600
	1/4/2033	1/4/2034	N ₂ -100%	96,600	96,600	193,200
6	1/4/2034	1/4/2035	CO ₂ -100%	96,600	193,200	96,600
	1/4/2035	1/4/2036	N ₂ -100%	96,600	96,600	193,200
7	1/4/2036	1/4/2039	CO ₂ -50%: N ₂ -50%	96,600	193,200	193,200

Las tasas de los pozos inyectoros se alternan cada año con una presión máxima de inyección de 5,000 Psi y para los pozos productores se establecieron las siguientes características:

- Tasa mínima de fondo: 28 Psi.
- Tasa máxima de gas en superficie: 30 MMSCFD.
- Tasa máxima de agua en superficie de: 100 bbl.

Con estos criterios se procedió a realizar las simulaciones correspondientes para el caso de flujo natural, relación de inyección 1:1, 2:1 y 1:2.

CAPITULO IV: ANÁLISIS Y DISCUSIÓN DE RESULTADOS

4.1 MÉTODO GAS ALTERNO GAS

4.1.1 Producciones de gas y agua.

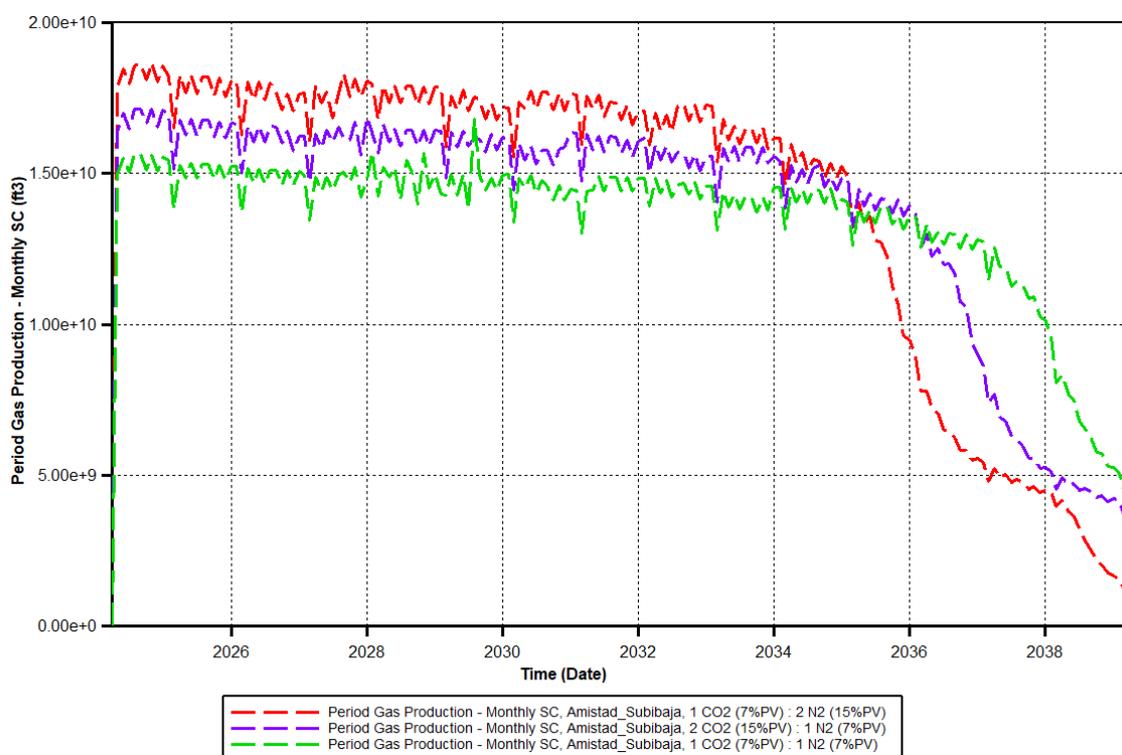


Figura 28: Producción de gas mensual (CMG, 2024).

La producción de gas mensual de los pozos productores se puede visualizar en la Figura 28 dónde alcanza un máximo de producción de gas natural de 1.86×10^{10} SCF a la fecha de 2024-11-1 para el caso 3, en el caso 2 se presenta 1.71×10^{10} SCF y en el caso 1 se obtiene 1.56×10^{10} SCF. Y finalizan para el 2039-4-1 con 4.82×10^9 SCF para el caso 3, 4.06×10^9 SCF para el caso 2 y 1.26×10^9 SCF con el caso 1. Además, en la Figura 39 del Anexo C se observa que la tasa de gas para el caso 3 se reduce de inicio a fin desde 6×10^8 SCFD hasta 3.9×10^7 SCFD, en el caso 2 de 5.5×10^8 SCFD hasta 1.3×10^8 SCFD y para el primer caso de 5×10^8 SCFD hasta 1.5×10^8 SCFD. Estos resultados

indican una clara tendencia a la disminución de la producción de gas natural a lo largo del tiempo, lo cual es típico en la vida útil de un pozo de gas.

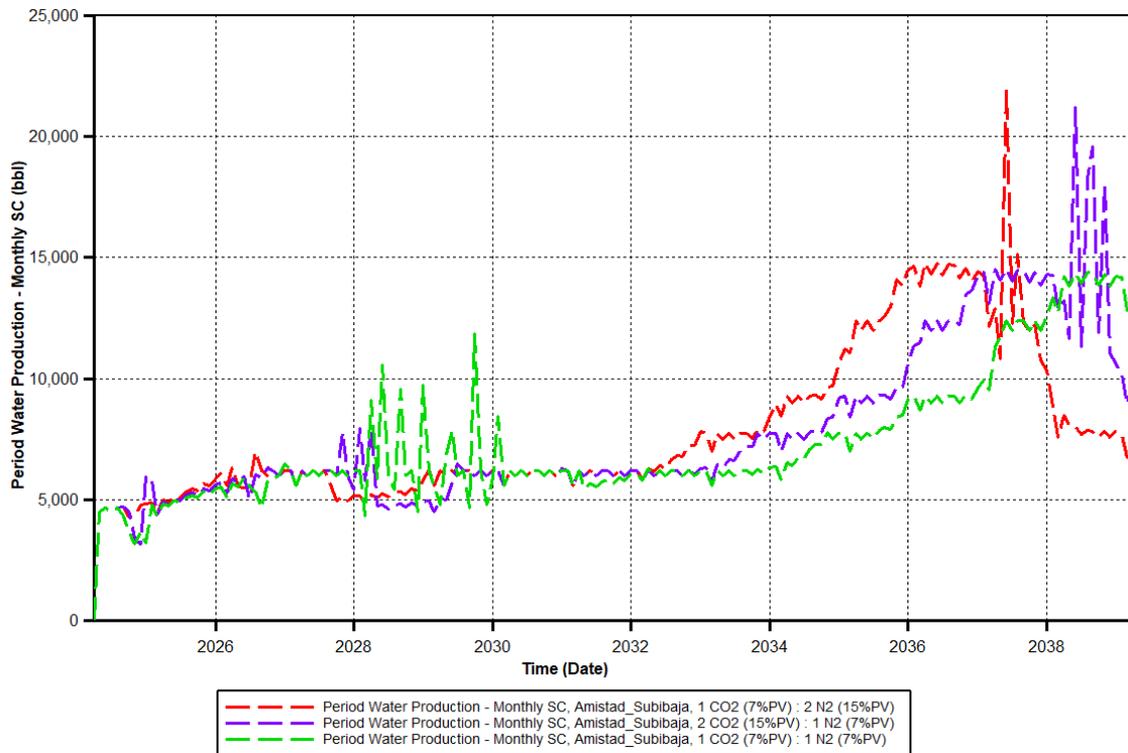


Figura 29. Producción de agua mensual (CMG, 2024).

La producción de agua mensual de los pozos productores se puede visualizar en la Figura 29 dónde las producciones de los 3 casos oscilan en 6,200 bbl desde diciembre de 2026 hasta septiembre de 2027. Posteriormente, para el caso 3 de la producción de agua se reduce hasta 5,000 bbl hasta diciembre de 2028, para el caso 2 la producción de agua se incrementa a 7,947 bb hasta abril del 2028 y en el primer caso se incrementa a 11,864 bbl hasta octubre de 2029. Luego las producciones de agua para los tres casos oscilan los 6,200 bbl desde abril de 2030 hasta junio de 2032.

Después, para el caso 3 la producción de agua se incrementa a 21,900 bbl en junio de 2037 y termina en abril de 2039 con 7,300 bbl, en el caso 2 se incrementa a 21,200 en junio de 2038 y para abril de 2039 termina con 9,800bbl. Finalmente, para el primer caso se incrementa a 14,381 bbl en agosto de 2028 y termina con 14,160 bbl.

Por otra parte, en la Figura 40 del Anexo C se puede observar que el comportamiento de las curvas de las tasas de producción de agua es similar a la mensual y la menor tasa de

agua es de 101 bpd registrado en diciembre de 2024. La máxima tasa de agua es de 11,115 bpd registrado en mayo de 2037.

4.1.2 Factores de recobro.

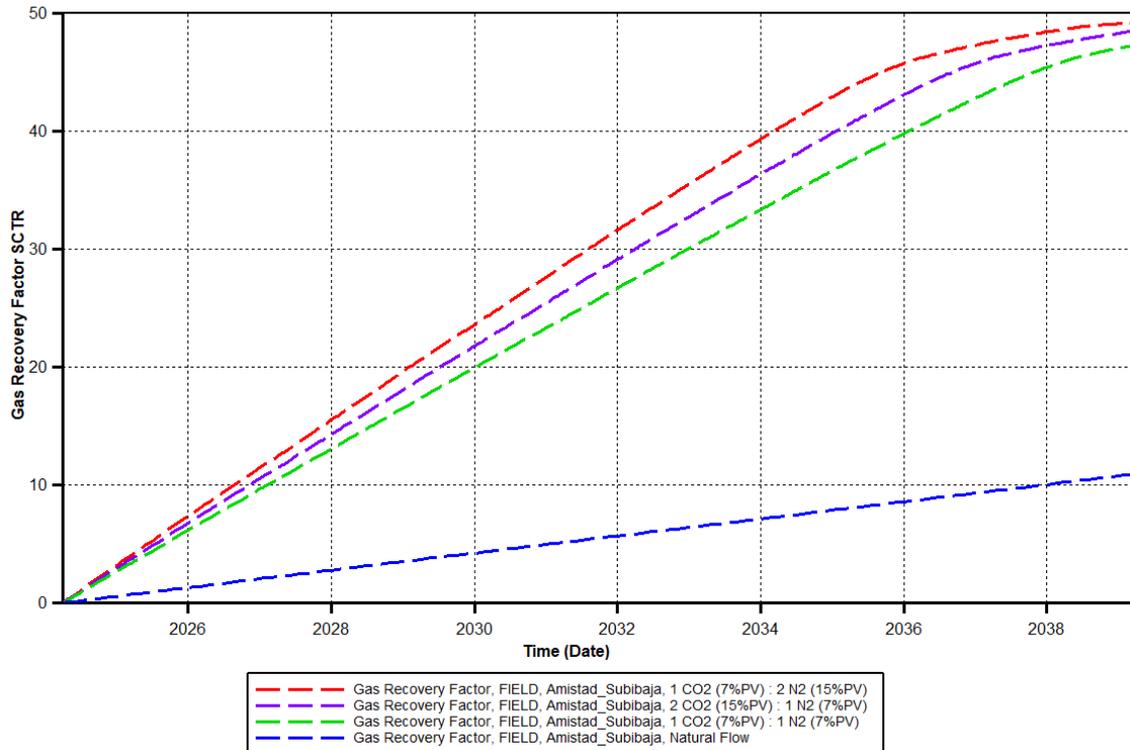


Figura 30. Factores de recobro (CMG, 2024).

Los factores de recobros para los tres casos del método Gas Alterno Gas y para una producción a flujo natural se detallan en la Figura 30. En el caso 3 donde la primera alternancia se inyectó durante 1 año 96,600 SCF de 1CO_2 considerando el 7% del volumen poroso seguido de 193.200 SCF 2N_2 considerando el 15% del volumen poroso, de esta manera hasta completar 7 alternancias de gases obtuvo un factor de recobro de gas natural de 49.2%. En el caso 2 donde la primera alternancia se inyectó durante un año 193,200 SCF de 2CO_2 considerando el 15% del volumen poroso seguido de 96,600 SCF 1N_2 considerando el 7% del volumen poroso para la misma cantidad de alternancias se obtuvo un factor de recobro de gas natural de 48.54%.

En el caso 1, para la primera y segunda alternancia se inyectaron cada año 96,600 SCF de CO_2 y 193,200 SCF considerando un 7% del volumen poroso para ambas fracciones molares se obtuvo un factor de recobro de gas natural de 47.32%. Finalmente, estos

resultados se comparan favorablemente con la producción a flujo natural, que mostró un factor de recobro considerablemente menor, de 10.96% y con esto se afirma que el método de Gas Alterno Gas es altamente efectivo para mejorar el recobro de gas natural de la formación Subibaja del campo Amistad.

4.1.3 Presiones.

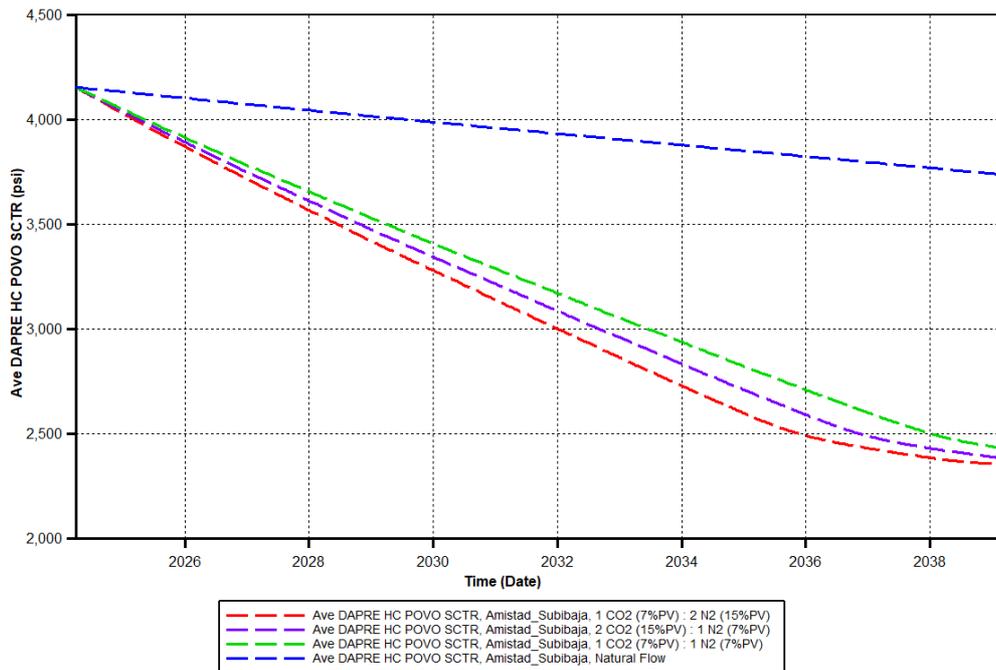


Figura 31. Presiones promedio del reservorio (CMG, 2024).

Las presiones promedio del reservorio se detallan en la Figura 31, para los cuatro casos representados las presiones parten de 4,155 Psi para el año 2024 a medida que inicia la producción las presiones tienden a declinar, en el caso 3 la presión para abril del 2039 desciende hasta 2,354 Psi, en el caso 2 la presión desciende a 2,380 Psi, en el primer caso la presión desciende hasta 2,428 Psi y para las condiciones de flujo natural la presión declina en menor proporción hasta 3,737 Psi.

En el contexto de la inyección de gases, se evidencia que la presión tiende a declinar en todos los casos, con un descenso mayor en los escenarios donde la inyección de gas es menos intensiva o donde el volumen total de gases inyectados es menor en relación con el volumen poroso. El flujo natural, sin inyección de gases, muestra un declive más lento, indicando que la inyección de gases puede acelerar el proceso de declive de presión; por ejemplo, en el caso 3, con una proporción de 1 CO₂ a 2 N₂, exhibe la mayor reducción de

presión, sugiriendo que una mayor proporción de nitrógeno respecto al dióxido de carbono puede tener un impacto más significativo en el descenso de presión, el declive observado en los diferentes casos resalta la importancia de equilibrar la inyección de gases para mantener una presión de reservorio adecuada y una producción sostenida.

4.1.4 Factor de compresibilidad Z

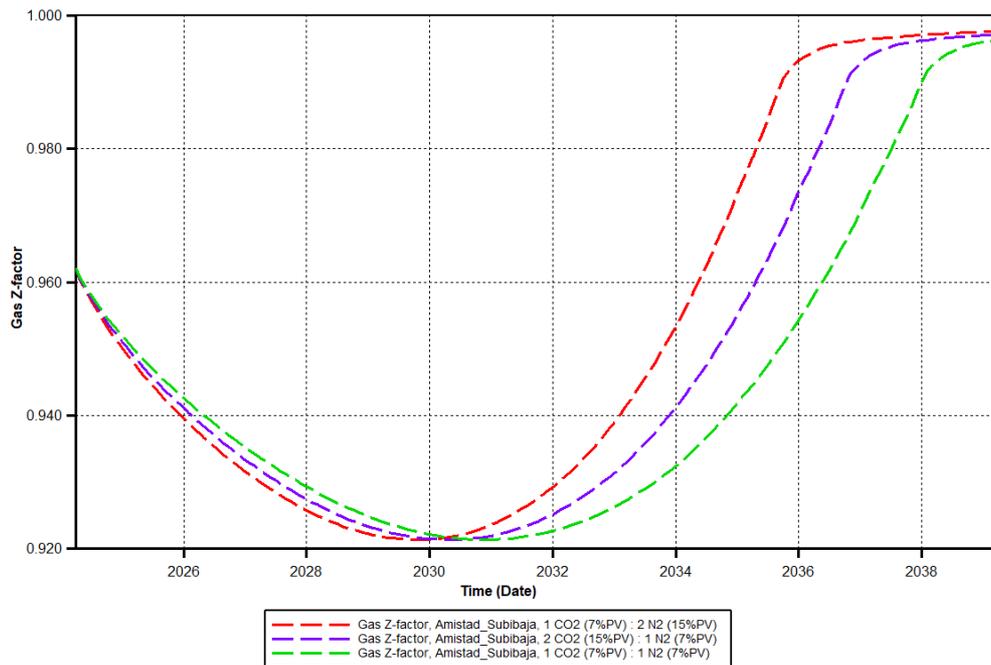


Figura 32. Factores de compresibilidad del gas (CMG, 2024).

El comportamiento de los factores de compresibilidad del gas de la formación Subibaja se puede observar en la Figura 32. En abril de 2024 el factor de compresibilidad para los tres casos parte de 0.962. En enero de 2028 en el caso 3 se reduce a 0.925, en el caso 2 se reduce a 0.927 y en el primer caso se reduce a 0.929. Posteriormente, en marzo del 2030 los tres casos se interceptan en 0.921, luego el caso 3 se incrementa a 0.991 en noviembre de 2035 y finaliza con 0.9976 en abril de 2039. En el caso 2 se incrementa a 0.991 en noviembre de 2036 y finaliza con 0.9971 en abril de 2039. Y en el primer caso se incrementa a 0.991 en marzo de 2038 y finaliza con 0.9963 en abril de 2039.

Los resultados muestran una reducción en el factor de compresibilidad desde 0.962 en abril de 2024 hasta entre 0.925 y 0.929 en enero de 2028, indicando un aumento en la interacción molecular debido a la inyección de CO₂ y N₂ en un yacimiento de gas seco con 99% de metano. Esta tendencia se revierte a partir de marzo de 2030, cuando los tres

casos se interceptan en 0.921 existe un equilibrio temporal en la dinámica de los gases inyectados y luego comienzan a aumentar hasta el año 2039, lo cual representa un alivio de la presión en el yacimiento y reducción de las fuerzas de interacción molecular, permitiendo un comportamiento más cercano al de un gas ideal.

4.1.5 Almacenamiento de CO₂

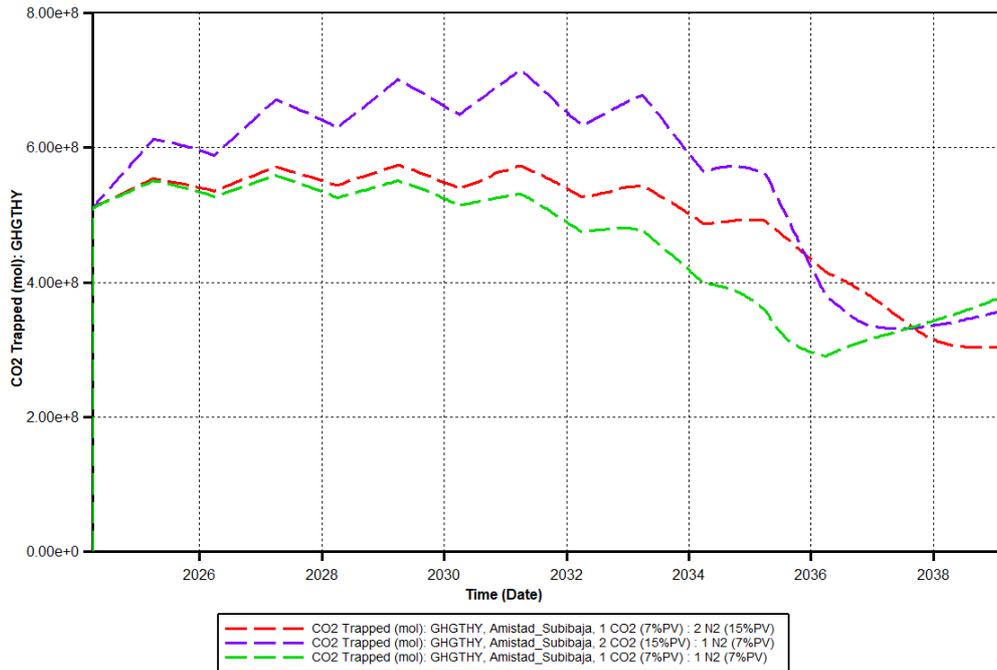


Figura 33. Almacenamiento de CO₂ (CMG, 2024).

La captura y almacenamiento de CO₂ para los tres casos del método Gas Alterno Gas se puede visualizar en la Figura 33, de igual manera las siete alternancias que se fijaron para los casos. En el caso 3 desde abril de 2024 hasta abril de 2036 dónde se cumple el patrón del 100% de fracción molar para la inyección de 1 CO₂ (7%PV): 2 N₂ (15%PV) por año existe un máximo de almacenamiento de 5.74 X10⁸ moles de CO₂ registrado en abril de 2029. Posteriormente, las fracciones se reducen al 50% para el CO₂ y N₂ y finaliza con 3.04 X10⁸ moles de CO₂.

En el caso 2 desde abril de 2024 hasta abril de 2036 dónde se cumple el patrón del 100% de fracción molar para la inyección de 2 CO₂ (15%PV): 1 N₂ (7%PV) por año existe un máximo de almacenamiento de 7.15 X10⁸ moles de CO₂ registrado en marzo de 2031. Posteriormente, las fracciones se reducen al 50% para el CO₂ y N₂ y finaliza con 3.61 X10⁸ moles de CO₂. Por último, en el primer caso desde abril de 2024 hasta abril de 2036

dónde se cumple el patrón del 100% de fracción molar para la inyección de 1 CO₂ (7%PV): 1 N₂ (7%PV) por año existe un máximo de almacenamiento de 5.71×10^8 moles de CO₂ registrado en marzo de 2027. Posteriormente, las fracciones se reducen al 50% para el CO₂ y N₂ y finaliza con 3.82×10^8 moles de CO₂.

4.2 ANÁLISIS ECONÓMICO

En el siguiente apartado, se llevó a cabo un análisis económico del método Gas Alternativo Gas aplicado a la formación Subbaja del campo Amistad. Este estudio exploró la viabilidad financiera y el impacto económico del uso de esta técnica, dónde se consideraron diversos factores, como los costos asociados, la producción esperada y el retorno de inversión, para ofrecer una perspectiva integral sobre el rendimiento económico del proyecto.

4.2.1 Definiciones básicas

- **Costos**

En la industria petrolera, se distinguen dos tipos principales de costos: CAPEX y OPEX. El primero, CAPEX, se refiere a los gastos de capital necesarios para adquirir, mantener o mejorar activos físicos como plataformas de perforación y facilidades. Por otro lado, OPEX, o gastos operativos, abarca los costos asociados con las operaciones diarias, como el mantenimiento de equipos, el pago de salarios y el suministro de insumos, ambos tipos de costos son cruciales para el funcionamiento eficiente y sostenible de las empresas petroleras (Lory et al., 2023).

- **Valor Actual Neto**

El Valor Actual Neto (VAN) en la industria petrolera es una herramienta financiera utilizada para evaluar la rentabilidad de proyectos de inversión en el sector. La ecuación 2 sirve para calcular el valor presente de los flujos de caja futuros de un proyecto, descontados a una tasa de interés específica (Riveros, 2020).

$$VAN = \sum_{i=1}^n \frac{\text{Beneficios netos}}{(1 + a)^i} - I_o \quad (2)$$

Dónde:

n : Tiempo del proyecto.

a : Interés para la inversión.

I_o : Inversión inicial o CAPEX.

Si el VAN es positivo, indica que el proyecto tiene potencial de generar beneficios por encima del costo del capital, sugiriendo que es una inversión atractiva. Por otro lado, un VAN negativo significa que el proyecto podría no ser rentable y debería reconsiderarse o ajustarse para mejorar su viabilidad.

- **Tasa Interna de Retorno**

El TIR, o Tasa Interna de Retorno, es una métrica utilizada en la industria petrolera para evaluar la rentabilidad de proyectos de inversión. Se emplea para determinar el porcentaje de retorno que una empresa puede esperar de una inversión específica, considerando los flujos de efectivo futuros esperados y el costo del capital, representado por la ecuación 3 igualada a cero para que no exista ganancias (Pérez, 2019).

$$0 = -I_o + \sum_{t=1}^n \frac{F_t}{(1 - TIR)^t} + \frac{F_n + VR}{(1 - TIR)^n} \quad (3)$$

Dónde:

F_t : Flujo de efectivo para el periodo t .

TIR : Tasa Interna de Retorno.

VR : Valor residual del CAPEX.

Generalmente, un TIR más alto indica un mayor potencial de rentabilidad, guiando así las decisiones estratégicas en la industria y toma de decisiones con:

Si $TIR > i$: Se acepta el proyecto.

Si $TIR < i$: Se rechaza el proyecto

Si $TIR = i$: Es indiferente.

4.2.2 Costos asociados al método Gas Alternativo Gas

En la tabla 3 se puede visualizar un desglose detallado del CAPEX, que comprende todos los costos de inversión inicial para el proyecto de Gas Alternativo Gas, algunos de estos costos, la fermentación del estiércol, la gasificación de biomasa y la limpieza del biogás, así como las perforaciones de pozos productores e inyectores. El total de inversión se refleja en la cifra final de 232.2 MM\$. Cabe destacar que, además de los elementos presentados, para el cálculo de ciertos costos específicos, como el de la perforación offshore de pozos productores e inyectores, se utilizó información proveniente de Keiser (2021).

Tabla 3. Costo capital para proyecto de Gas Alternativo Gas (Osikowska et al., 2020)

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 ₂	\$ 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

Adicionalmente, para calcular el costo relacionado con el abandono de pozos en el proyecto de Gas Alternativo Gas, se consultaron datos de Holt & Strand (2024). Esta referencia ofrece información confiable sobre las prácticas y gastos involucrados en el sellado y desmantelamiento de pozos, proporcionando así una base confiable y sólida de la inversión.

Tabla 4. Costos operaciones para proyecto de Gas Alterno Gas (Osikowska et al., 2020).

Costos de operación	Valor
Biomasa	\$ 167,858
No combustible	\$ 48,201
Electricidad	\$ 486,375
Reparaciones y mantenimiento	\$ 1,076,535
Personal	\$ 72,000
Seguro	\$ 77,419
Impuesto real	\$ 38,710
OPEX (Total)	\$ 1,967,098

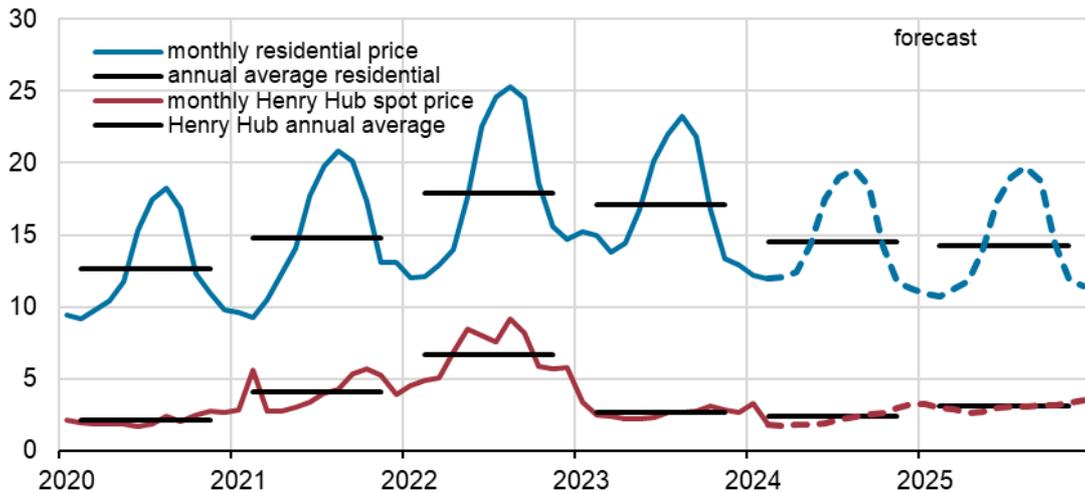
En la Tabla 4, se presentan los costos de operación asociados con el proyecto de Gas Alterno Gas. El valor total de los costos de operación, que incluye diversas categorías como biomasa, no combustible, electricidad, reparaciones y mantenimiento, personal, seguro e impuesto real, asciende a 1.9 MM\$. Esta cantidad refleja el total de los gastos operativos necesarios para el funcionamiento del proyecto.

Tabla 5. Indicadores económicos para diferentes escenarios.

Indicador	Valor
Tasa máxima convencional para inversión pública % anual, abril 2024	11.64
Tasa de descuento, % anual	13
Precio del gas para escenario de riesgo, \$/MSCF	2
Precio del gas para escenario promedio, \$/MSCF	5
Precio del gas para escenario alto, \$/MSCF	10

En la tabla 5 se detallan los indicadores económicos para diversos escenarios. Estos indicadores incluyen la tasa máxima convencional para inversión pública, establecida en 11.64% anual para abril de 2024, derivada de las tasas de interés activas efectivas referenciales del Banco Central del Ecuador. También, se presenta tasas de descuento y precios del gas para diferentes situaciones, con un rango de precios que va desde 2\$/MSCF en un escenario de riesgo, hasta 10\$/MSCF en un escenario de precio alto. El análisis para estos precios, que abarca el intervalo mencionado se basó en el análisis de sensibilidad de la investigación realizada por Oni y otros (2022).

U.S. natural gas prices dollars per thousand cubic feet



Data source: U.S. Energy Information Administration, Short-Term Energy Outlook, March 2024, and Refinitiv an LSEG Business



Figura 34. Precios del gas natural (*Energy Information Administration, 2024*).

Para este caso de estudio se tomó la referencia del precio de Henry Hub que es un punto clave para fijar el precio del gas natural en Estados Unidos, utilizado como referencia para contratos y transacciones. La tendencia en este precio refleja la dinámica del mercado y las condiciones de oferta y demanda. De esta manera, la tendencia de Henry Hub de carácter no residencial proporciona información crítica para comprender la economía del gas natural por cada 1,000 SCF de producción de gas natural y su impacto en múltiples sectores.

Adicionalmente, el análisis económico se centró en el caso 2 del método de Gas Alternativo Gas debido a que este escenario contempla la inyección de una mayor cantidad de CO₂, un gas conocido por su efecto contaminante en la atmósfera y así contribuir a reducir la emisión de este agente contaminante al ambiente. Por otra parte, se tiene un factor de recobro de gas natural de 48.54%, un valor intermedio entre los casos 1 y 3. Además, equilibra la efectividad en el recobro con el impacto ambiental permitiendo la reutilización del CO₂, la combinación de un buen rendimiento de producción de gas natural y un uso sostenible del CO₂ hace que esta opción sea tanto eficaz como ambientalmente responsable.

4.2.3 Flujo de efectivo

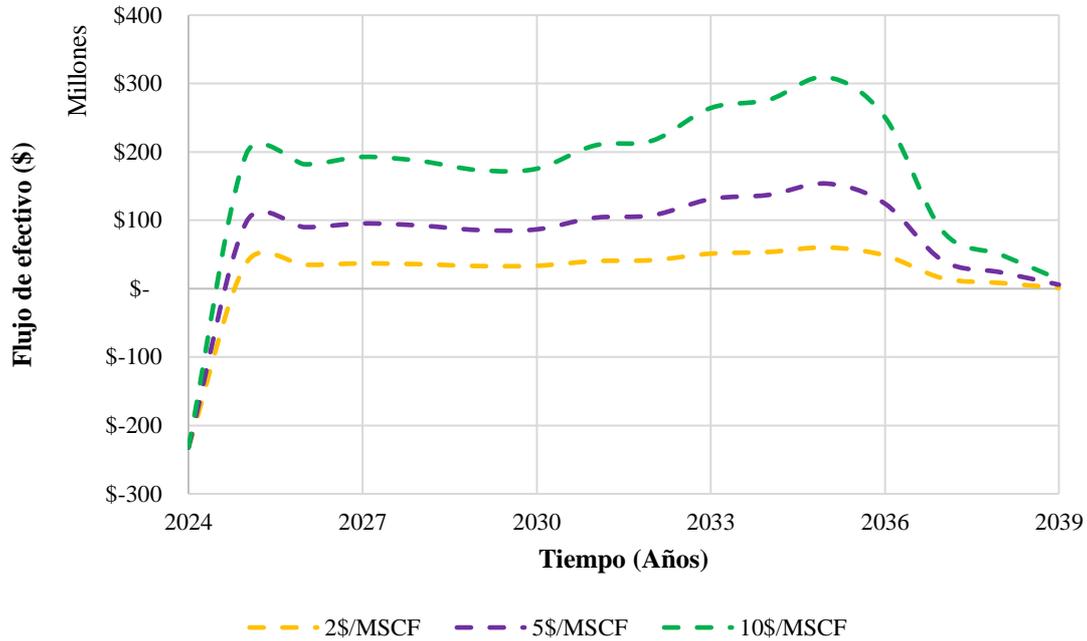


Figura 35. Flujo de efectivo para diferentes precios del gas natural.

Los ingresos económicos para diferentes precios del gas natural están representados en la Figura 35. Para todos los escenarios de diferentes precios del gas natural parten de una inversión de 232.2 MM\$ en abril de 2024. Considerando un precio del gas natural de 10\$/MSCF para el año 2025 se alcanza 197.6 MM\$ y se obtiene un pico máximo de flujo de dinero de 309.3 MM\$ para el año 2035. Por otra parte, si el precio del gas natural se reduce a 5\$/MSCF para el año 2025 se alcanza 97.8 MM\$ y se obtiene un pico máximo de flujo de dinero de 153.7 MM\$ para el año 2035. Por último, para el escenario de riesgo con un precio del gas natural de 2\$/MSCF para el año 2025 se alcanza 37.9 MM\$ y se obtiene un pico máximo de flujo de dinero de 60.3 MM\$ para el año 2035.

Los escenarios de precios del gas natural indican que el proyecto mantiene su rentabilidad incluso con variaciones significativas en el mercado, con ingresos sustancialmente superiores a la inversión inicial, se demuestra la viabilidad del proyecto. Estos resultados proporcionan confianza a los inversionistas sobre la rentabilidad. Además, la resiliencia del proyecto frente a fluctuaciones en el precio del gas natural respalda su potencial a largo plazo y su capacidad para adaptarse a diferentes situaciones del mercado.

4.2.4 Tasa de descuento

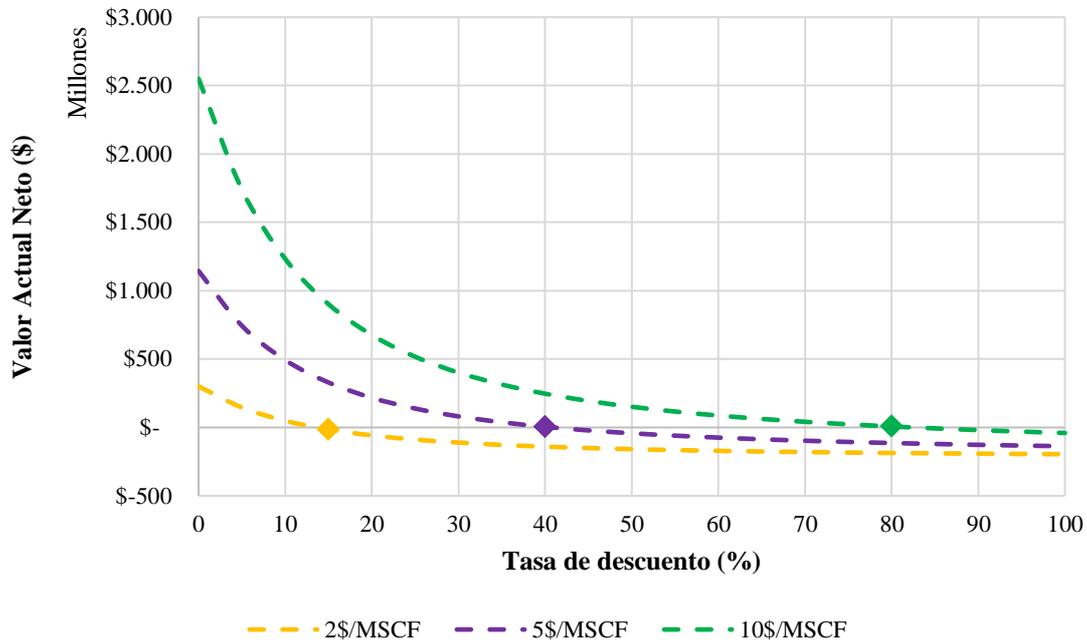


Figura 36. Comportamiento del Valor Actual Neto y la tasa de descuento para diferentes precios del gas natural.

En la Figura 36 se detalla el comportamiento del Valor Actual Neto y la tasa de descuento para diferentes precios del gas natural, los valores de VAN y TIR se encuentran en la Tabla 8 del Anexo D. Con un precio del gas natural de 10\$/MSCF se obtiene un VAN de 1,007.5 MM\$ con una TIR de 82%, al comparar con la tasa de descuento anual de 13% se define que el proyecto para este escenario si generará ingresos económicos. Con un precio del gas natural de 5\$/MSCF se obtiene un VAN de 381.5 MM\$ con una TIR de 41%, al comparar con la tasa de descuento anual del 13% se define que el proyecto para este escenario si generará ingresos económicos y aún sigue siendo rentable.

Por último, con un precio del gas natural de 2\$/MSCF se obtiene un VAN de 5.6 MM\$ con una TIR de 14%, al comparar con la tasa de descuento anual del 13% se define que el proyecto para este escenario si generará ingresos económicos, pero se tiene poca ganancia y el proyecto tiende a ser riesgoso debido a que si el precio sigue reduciendo generará un VAN negativo y la $TIR < \text{Tasa de descuento anual}$.

CAPITULO V: CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

5.1 CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos de las simulaciones muestran una clara tendencia a la disminución de la producción de gas natural a lo largo de los 15 años de simulación, característica común en la vida útil de un pozo de gas. Sin embargo, el método Gas Alterno Gas permitió una mayor recuperación de gas natural superior al 47% de factor de recobro en comparación con escenarios de flujo natural, los casos estudiados revelan que la producción de gas es más significativa en escenarios con alternancias de gases y la captura de CO₂ es relevante, especialmente en el caso 2 se almacena un máximo de 7.15×10^8 moles de CO₂, contribuyendo al control del cambio climático, esto responde claramente al primer objetivo específico.

Con la caracterización geológica y composición química del gas natural de la formación Subibaja-Zacachum se determinaron que son adecuadas para la aplicación del método GAG, con un volumen poroso significativo de 7% a 15% permitieron la producción de gases natural en un intervalo de $1,26 \times 10^9$ SCF a 1.86×10^{10} SCF. Asimismo, la composición química del gas natural, con un alto contenido de metano con 99%, es propicia para las operaciones de producción y recuperación, garantizando una calidad de gas adecuada para el mercado. Estos resultados respaldan la viabilidad del proyecto y refuerzan la comprensión de la estructura geológica del campo Amistad-Bloque 6, cumpliendo con el segundo objetivo específico.

Con el análisis económico se logró determinar la viabilidad del método Gas Alterno Gas en el Campo Amistad-Bloque 6, a pesar de las variaciones en el precio del gas natural, la inversión inicial y costos operativos se ven superados por los ingresos generados por el proyecto. La tasa de descuento anual del 13% se mantiene por debajo de la TIR (14%, 42 y 82%) y VAN superiores a 5.6 MM\$ en los escenarios con precios de gas de 2 a 10

dólares por MSCF, lo que sugiere que el proyecto puede adaptarse a fluctuaciones del mercado y seguir siendo rentable. Esto confirma la viabilidad económica del método GAG, abordando el tercer objetivo específico.

5.2 RECOMENDACIONES

Optimizar la inyección de gases para maximizar la recuperación de gas natural en el Campo Amistad-Bloque 6. Considera la proporción y la duración de cada alternancia para reducir el declive de presión y mantener la producción a niveles óptimos. Con el seguimiento constante del proceso, se podrá identificar áreas de mejora, evitando la disminución prematura en la producción junto con la tecnología adecuada para controlar la inyección de gases será clave para la eficiencia y el éxito del proyecto a largo plazo.

Implementar medidas para minimizar la producción de agua, lo que puede afectar la eficiencia de la extracción de gas natural, las tecnologías de control de agua y estrategias innovadoras son fundamentales para reducir el impacto del agua no deseada en el proceso de producción, con el uso de técnicas especializadas, se puede aumentar la eficacia en la recuperación de gas y, al mismo tiempo, disminuir el coste asociado con la gestión del agua en el yacimiento. Por tanto, se mantendrá el control sobre la producción de agua ayudará a prolongar la vida útil de los pozos.

Fortalecer la capacidad para la captura y almacenamiento de CO₂, especialmente dado el potencial significativo del Campo Amistad-Bloque 6 para este tipo de operaciones, con las mejoras en la eficiencia de captura y almacenamiento, se contribuirá a los esfuerzos globales de mitigación del cambio climático. Por lo que esta actividad no solo ofrece beneficios medioambientales, sino que también puede ser parte de un modelo de negocio rentable junto con una estrategia sólida de almacenamiento de CO₂ que puede agregar valor adicional al proyecto y al mismo tiempo cumplir con las normativas medioambientales.

REFERENCIAS BIBLIOGRÁFICAS

- Afzali, S., Rezaei, N., & Zendehboudi, S. (2018). A comprehensive review on Enhanced Oil Recovery by Water Alternating Gas (WAG) injection. *Fuel*, 227, 218–246. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2018.04.015>
- Agada, S., Geiger, S., & Doster, F. (2016). Wettability, hysteresis and fracture–matrix interaction during CO₂ EOR and storage in fractured carbonate reservoirs. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 46, 57–75. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2015.12.035>
- 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*. <https://doi.org/10.1016/j.gce.2023.09.003>
- Altawati, F., Emadi, H., & Pathak, S. (2021). Improving oil recovery of Eagle Ford shale samples using cryogenic and cyclic gas injection methods - An experimental study. *Fuel*, 302, 121170. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2021.121170>
- 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>
- Aursand, E., & Hammer, M. (2018). Predicting triggering and consequence of delayed LNG RPT. *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, 55, 124–133. <https://doi.org/10.1016/j.jlp.2018.06.001>
- Blumberg, L. M. (2021). Theory of gas chromatography. In *Gas Chromatography* (pp. 19–97). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/b978-0-12-820675-1.00026-5>
- Byrnes, N. A., Wu, Y., Nolvachai, Y., & Marriott, P. J. (2023). Exploring thermal isomerisation in gas chromatography analyses using natural pyrethrins: Comparison

- of comprehensive two-dimensional and one-dimensional gas chromatography. *Journal of Chromatography A*, 1708, 464369. <https://doi.org/10.1016/j.chroma.2023.464369>
- Cao, B.-J., Sun, Y.-F., Chen, H.-N., Zhong, J.-R., Wang, M.-L., Wang, M., Sun, C.-Y., & Chen, G.-J. (2024). Self-adaptive gas flow and phase change behaviors during hydrate exploitation by alternate injection of N₂ and CO₂. *Petroleum Science*. <https://doi.org/10.1016/j.petsci.2024.01.008>
- Carpenter, C. (2015). Enhanced Gas Recovery by CO₂ Sequestration vs. Refracturing Treatment. *Journal of Petroleum Technology*, 67(07), 125–127. <https://doi.org/10.2118/0715-0125-JPT>
- De Torres, R. Q., Filoteo, J. A., Tabudlo, J. B., & Tuazon, J. A. (2024). Exploring the status and critical issues in mixed methods research in doctoral nursing education in the Philippines. *Journal of Professional Nursing*, 50, 1–7. <https://doi.org/10.1016/j.profnurs.2023.10.008>
- Edgar, T. W., & Manz, D. O. (2017). Hypothetico-deductive Research. In *Research Methods for Cyber Security* (pp. 215–249). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-805349-2.00009-1>
- El-Banbi, A., Alzahabi, A., & El-Maraghi, A. (2018). Dry Gases. In *PVT Property Correlations* (pp. 29–63). Elsevier. <https://doi.org/10.1016/B978-0-12-812572-4.00003-5>
- El-Kady, A. H., Amin, M. T., Khan, F., & El-Halwagi, M. M. (2024). Analysis of CO₂ pipeline regulations from a safety perspective for offshore carbon capture, utilization, and storage (CCUS). *Journal of Cleaner Production*, 439, 140734. <https://doi.org/10.1016/j.jclepro.2024.140734>
- 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*, 1711, 464467. <https://doi.org/10.1016/j.chroma.2023.464467>

- Gallo, F., & Sola, A. (2018). *Simulación numérica-térmica de la línea de fluido submarina del campo Amistad*.
- Ganat, T., Hrairi, M., Badawy, A., Khosravi, V., & Abdalla, M. (2024). Advancing sandstone reservoir compressibility prediction: A correlation-driven methodology. *Petroleum Research*. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2024.01.006>
- Ji, M., Kwon, S., Choi, S., Kim, M., Choi, B., & Min, B. (2023). Numerical investigation of CO₂-carbonated water-alternating-gas on enhanced oil recovery and geological carbon storage. *Journal of CO₂ Utilization*, 74, 102544. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2023.102544>
- Jiang, K., & Ashworth, P. (2021). The development of Carbon Capture Utilization and Storage (CCUS) research in China: A bibliometric perspective. *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, 138, 110521. <https://doi.org/10.1016/j.rser.2020.110521>
- Kang, H., Koh, D.-Y., & Lee, H. (2014). Nondestructive natural gas hydrate recovery driven by air and carbon dioxide. *Scientific Reports*, 4(1), 6616. <https://doi.org/10.1038/srep06616>
- Koh, D.-Y., Kang, H., Lee, J.-W., Park, Y., Kim, S.-J., Lee, J., Lee, J. Y., & Lee, H. (2016). Energy-efficient natural gas hydrate production using gas exchange. *Applied Energy*, 162, 114–130. <https://doi.org/10.1016/j.apenergy.2015.10.082>
- Lin, E., & Reyes, D. (2017). *Desarrollo de un simulador para la toma de decisiones en la implementación de recuperación secundaria en campos maduros*.
- Liu, W., Luo, T., Li, Y., Song, Y., Zhu, Y., Liu, Y., Zhao, J., Wu, Z., & Xu, X. (2016). Experimental study on the mechanical properties of sediments containing CH₄ and CO₂ hydrate mixtures. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 32, 20–27. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2016.03.012>
- Londono, F. E., Archer, R. A., & Blasingame, T. A. (2002, April 30). Simplified Correlations for Hydrocarbon Gas Viscosity and Gas Density – Validation and

- Correlation of Behavior Using a Large-Scale Database. *All Days*.
<https://doi.org/10.2118/75721-MS>
- Mohagheghian, E., Hassanzadeh, H., & Chen, Z. (2019). CO₂ sequestration coupled with enhanced gas recovery in shale gas reservoirs. *Journal of CO₂ Utilization*, *34*, 646–655. <https://doi.org/10.1016/j.jcou.2019.08.016>
- 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*, *1676*, 463238. <https://doi.org/10.1016/j.chroma.2022.463238>
- Monroy, D., & Coronado, J. (2008). *Análisis de yacimientos sometidos a procesos de inyección Alternada de Agua y Gas (WAG) mediante simulación*.
- Morales, E. C. (2017). *Tecnología de Captura, Uso y Almacenamiento de CO₂ (CCUS) con Registros Geofísicos de Pozos* TECNOLOGÍA DE CAPTURA, USO Y ALMACENAMIENTO DE CO₂ (CCUS) CON REGISTROS GEOFÍSICOS DE POZOS *Especialidad: Ingeniería Geofísica Subespecialidad: Registros Geofísicos y Petrofísica Gran Reto de la Ingeniería Mexicana: Energía y Sustentabilidad Recursos Naturales y Cambio Climático*.
- Nasser, S. M. M., Bera, A., & Ramalingam, V. (2023). Comparative studies on numerical sensitivity of different scenarios of enhanced oil recovery by water-alternating-gas (CO₂) injection. *Petroleum Research*, *8*(4), 505–513. <https://doi.org/10.1016/j.ptlrs.2023.07.001>
- Núñez, V., Hosseini, S., & Gil-Egui, R. (2017). *The U.S. Gas Flooding Experience CO₂ Injection Strategies and Impact on Ultimate Recovery*.
- Ors, O., & Sinayuc, C. (2014). An experimental study on the CO₂–CH₄ swap process between gaseous CO₂ and CH₄ hydrate in porous media. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, *119*, 156–162. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2014.05.003>

- Pérez, V. (2016). *Análisis técnico económico de la implementación de Gravel Pack para producción de Gas Natural en el campo Amistad.*
- 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 CO₂ capture/sequestration. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 81, 103450. <https://doi.org/10.1016/j.jngse.2020.103450>
- Sandoval M, M. I., Martínez J, H. J., Muñoz N, S. F., & Molina V, D. R. (2023). Experimental investigation of EOR mechanisms for cyclic steam injection assisted by flue gas. *Geoenergy Science and Engineering*, 221, 211354. <https://doi.org/10.1016/j.geoen.2022.211354>
- 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*, 188, 108195. <https://doi.org/10.1016/j.ijthermalsci.2023.108195>
- Shi, Y., Jia, Y., Pan, W., Huang, L., Yan, J., & Zheng, R. (2017). Potential evaluation on CO₂-EGR in tight and low-permeability reservoirs. *Natural Gas Industry B*, 4(4), 311–318. <https://doi.org/10.1016/j.ngib.2017.08.013>
- Tavousi, Z., Kharrat, R., Hashemi, A., & Ghoojani, E. (2016). Case study: Comparison of enhanced heavy-oil recovery by CGI, WAG, and GAGD. *Energy Sources, Part A: Recovery, Utilization, and Environmental Effects*, 38(15), 2181–2189. <https://doi.org/10.1080/15567036.2014.997903>
- Trujillo, I., & Galindo, O. (2011). *Estudio de la combustión in-situ en yacimientos de crudos pesados por medio de un simulador termal.*
- Vishnyakov, V., Suleimanov, B., Salmanov, A., & Zeynalov, E. (2020). *Primer on Enhanced Oil Recovery.*
- Wan, T., Yu, Y., & Sheng, J. J. (2015). Experimental and numerical study of the EOR potential in liquid-rich shales by cyclic gas injection. *Journal of Unconventional Oil and Gas Resources*, 12, 56–67. <https://doi.org/10.1016/j.juogr.2015.08.004>

- Wang, F., Liu, Y., Hu, C., Wang, Y., Shen, A., & Liang, S. (2018). Experimental Study on Feasibility of Enhanced Gas Recovery through CO₂ Flooding in Tight Sandstone Gas Reservoirs. *Processes*, *6*(11), 214. <https://doi.org/10.3390/pr6110214>
- Wilson, A. (2015). Modeling of EOR in Shale Reservoirs Stimulated by Cyclic Gas Injection. *Journal of Petroleum Technology*, *67*(01), 75–77. <https://doi.org/10.2118/0115-0075-JPT>
- Yang, W., Pan, L., & Ding, Q. (2023). Dynamic analysis of natural gas substitution for crude oil: Scenario simulation and quantitative evaluation. *Energy*, *282*, 128764. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2023.128764>
- Yuan, Q., Sun, C.-Y., Yang, X., Ma, P.-C., Ma, Z.-W., Liu, B., Ma, Q.-L., Yang, L.-Y., & Chen, G.-J. (2012). Recovery of methane from hydrate reservoir with gaseous carbon dioxide using a three-dimensional middle-size reactor. *Energy*, *40*(1), 47–58. <https://doi.org/10.1016/j.energy.2012.02.043>
- Zanin, A., Pavlyuchenko, E., & Shcherba, V. (2021). Numerical and experimental study on fluid compressibility in a two-stage reciprocating pump-compressor. *Applied Thermal Engineering*, *194*, 117106. <https://doi.org/10.1016/j.applthermaleng.2021.117106>
- Zhang, Q., De Oliveira Vigier, K., Royer, S., & Jérôme, F. (2012). Deep eutectic solvents: syntheses, properties and applications. *Chemical Society Reviews*, *41*(21), 7108. <https://doi.org/10.1039/c2cs35178a>
- 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*, *13*(9), 1911–1918. <https://doi.org/10.1007/s13202-023-01655-w>

ANEXO A

Anexo A1. Áreas con reservas potenciales de la formación Subibaja del campo Amistad

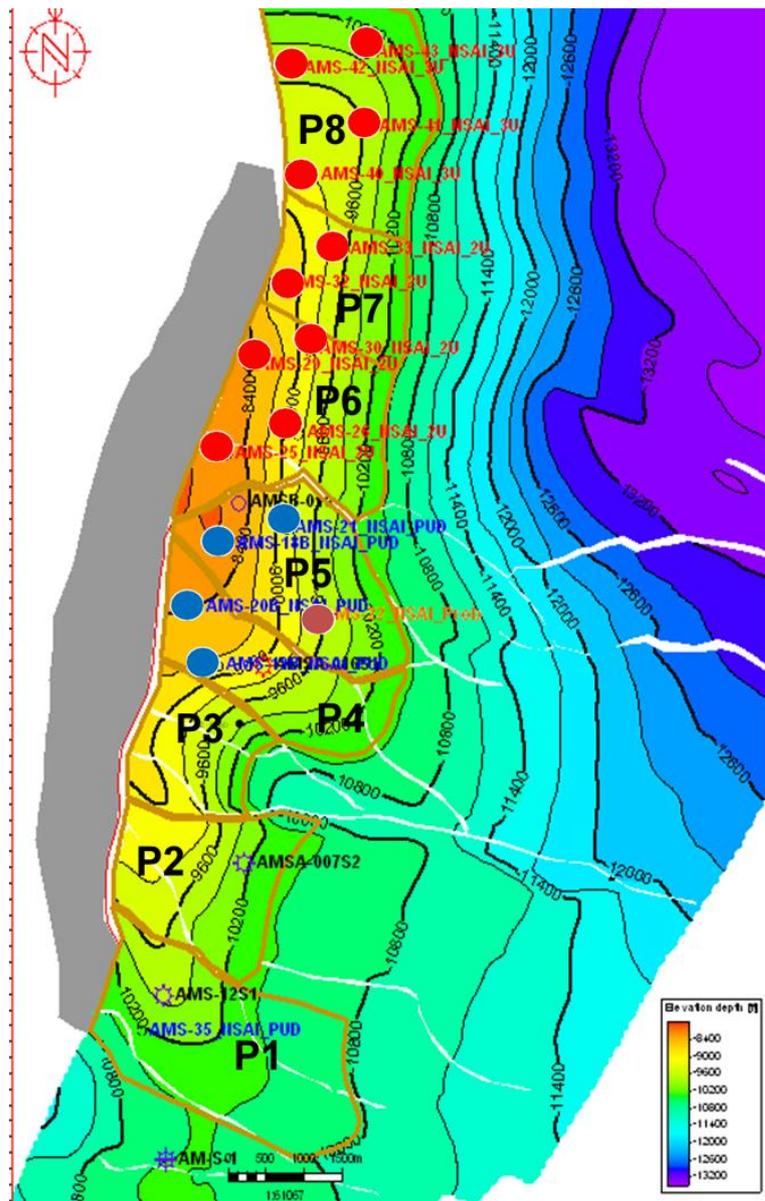


Figura 37. Polígonos (P6, P7 y P8) con recursos prospectivos, (EP PETROECUADOR, 2024).

ANEXO B

Anexo B1. Descripción de la ubicación de los pozos perforados.

Tabla 6. Características de los pozos productores.

Well_name	Type	X-Coord (ft)	Y-Coord (ft)	Z-Coord (ft)	UBA
AMS_18	Producer	9225	28375	8265.52	13 53 1
AMS_19	Producer	8775	22525	8896.68	12 66 1
AMS_20	Producer	8325	25225	8437.74	11 60 1
AMS_21	Producer	12375	28825	9193.72	20 52 1
AMS_P1	Producer	11925	34675	8742.99	19 39 1
AMS_P10	Producer	14625	45925	9518.45	25 14 1
AMS_P11	Producer	14625	44125	9465.12	25 18 1
AMS_P12	Producer	12825	44125	9346.57	21 18 1
AMS_P13	Producer	10125	34675	8358.06	15 39 1
AMS_P14	Producer	10125	32875	8303.86	15 43 1
AMS_P15	Producer	12375	39625	8895.67	20 28 1
AMS_P16	Producer	12375	37825	8910.34	20 32 1
AMS_P17	Producer	12825	47725	9673.23	21 10 1
AMS_P18	Producer	14625	47725	9729.52	25 10 1
AMS_P2	Producer	13725	34675	9404.82	23 39 1
AMS_P3	Producer	13725	32875	9525.9	23 43 1
AMS_P4	Producer	11925	32875	8891.13	19 43 1
AMS_P5	Producer	14175	39625	9358.2	24 28 1
AMS_P6	Producer	15975	39625	9932.99	28 28 1
AMS_P7	Producer	15975	37825	10003.9	28 32 1
AMS_P8	Producer	14175	37825	9449.22	24 32 1
AMS_P9	Producer	12825	45925	9489.27	21 14 1
AMS_I1	Injector	12825	33775	9154.95	21 41 1
AMS_I2	Injector	15075	38725	9708.11	26 30 1
AMS_I3	Injector	13725	45025	9450.61	23 16 1
AMS_I4	Injector	11025	33775	8521.57	17 41 1
AMS_I5	Injector	13275	38725	9128.62	22 30 1
AMS_I6	Injector	13725	46825	9577.79	23 12 1

ANEXO C

Anexo C1. Propiedades y características de la simulación.

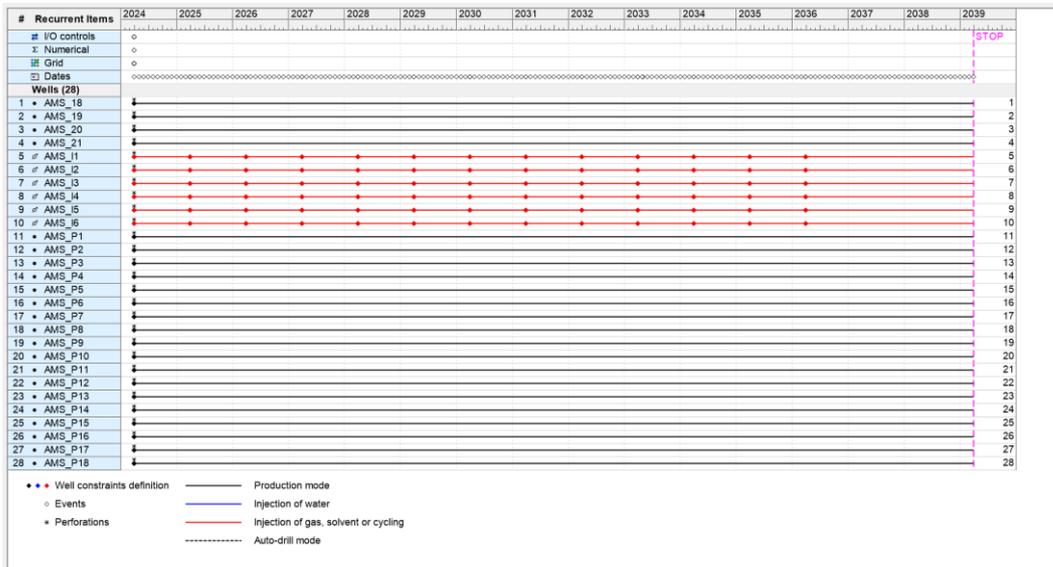


Figura 38. Eventos y actividad de los pozos productores e inyectores (CMG, 2024).

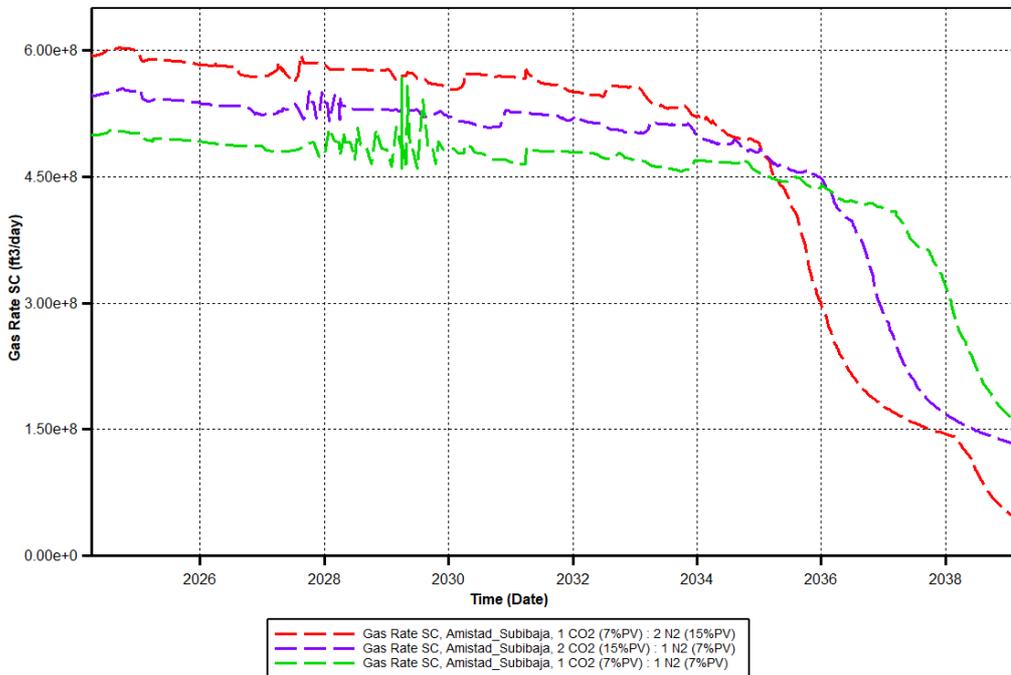


Figura 39. Tasa de gas (CMG, 2024).

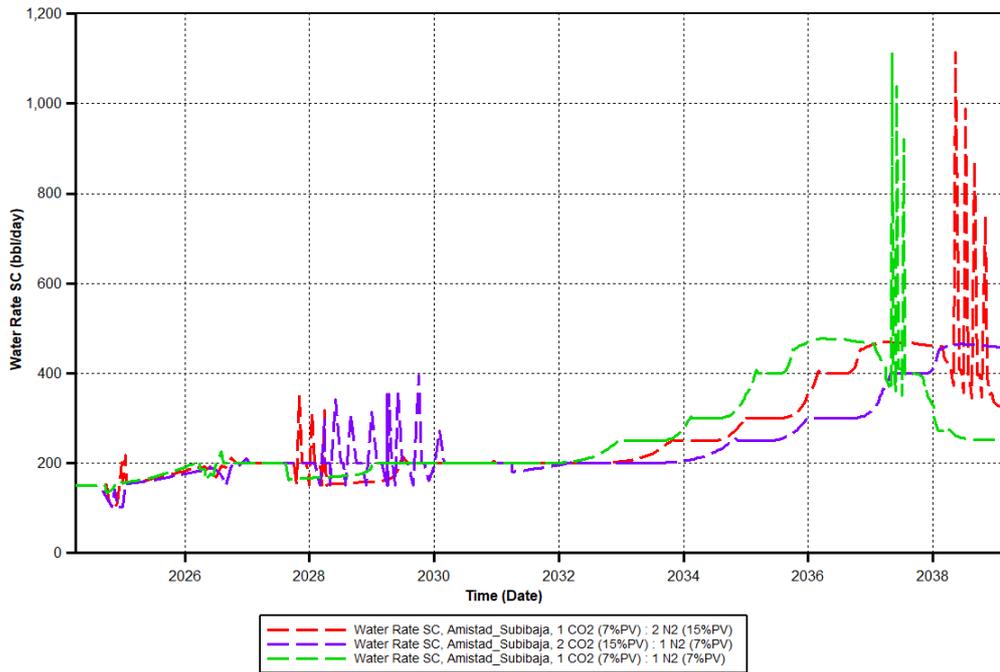


Figura 40. Tasa de agua (CMG, 2024).

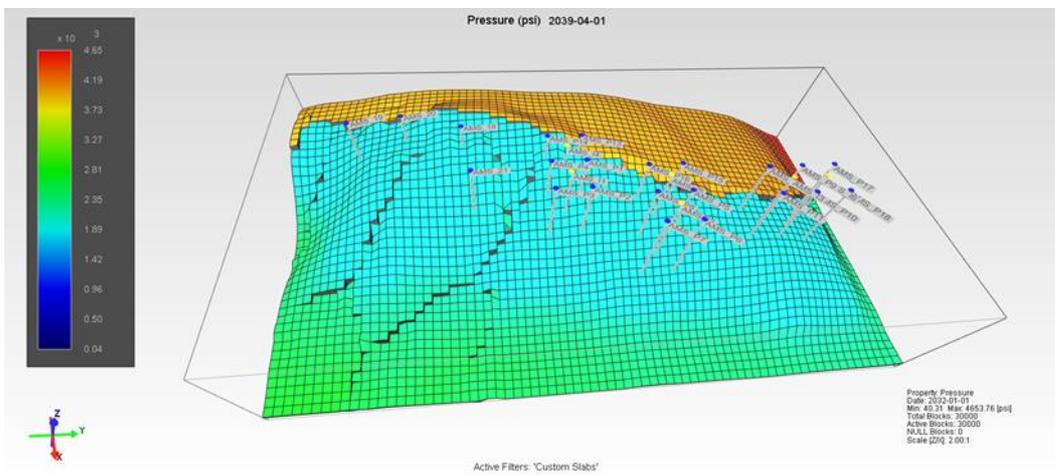


Figura 41. Presión en la formación Subibaja al final de la simulación (CMG, 2024).

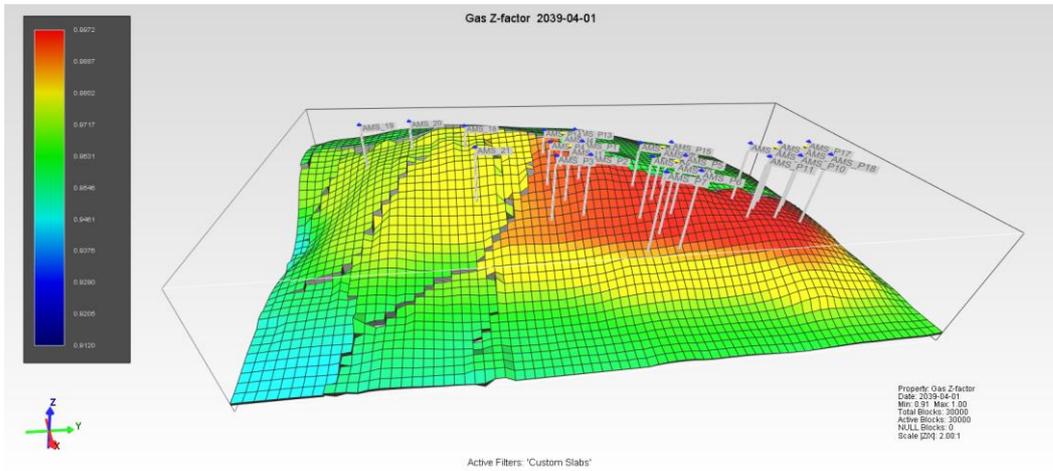


Figura 42. Factor de compresibilidad “Z” del comportamiento del gas (CMG, 2024).

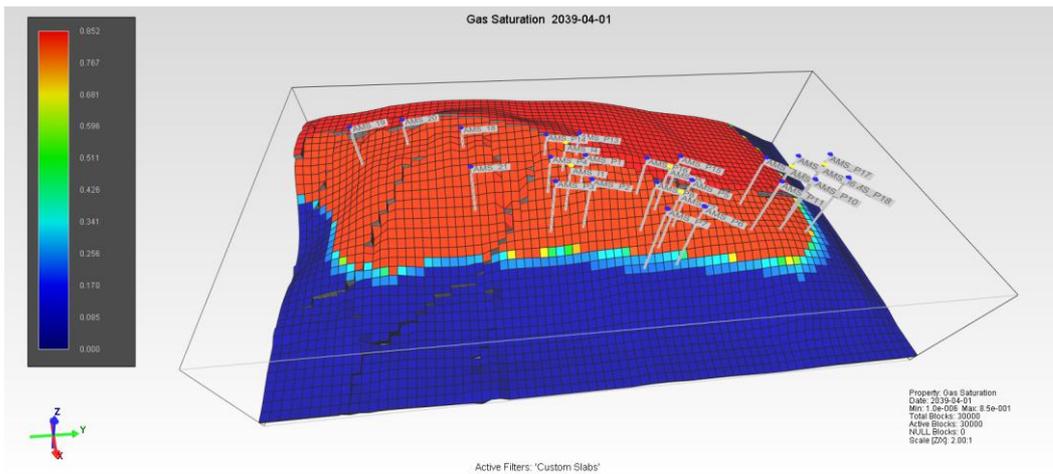


Figura 43. Saturación de gas (CMG, 2024).

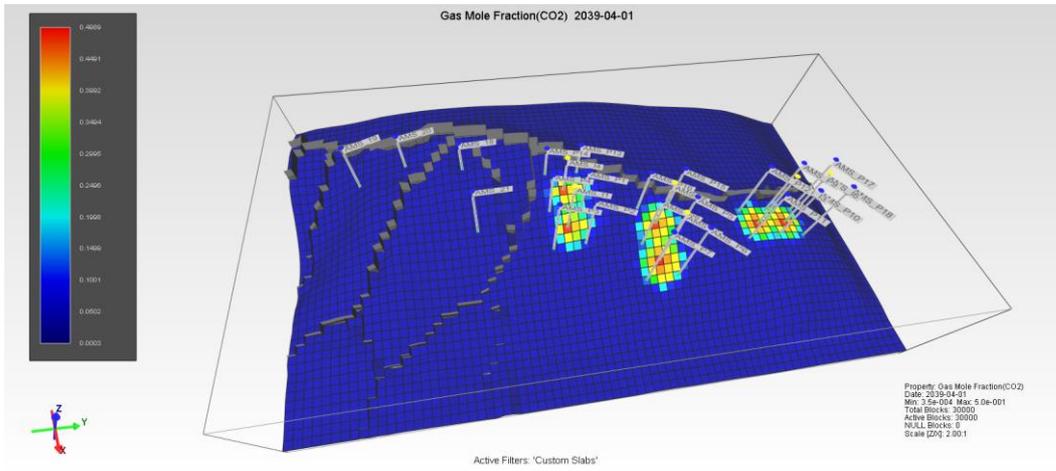


Figura 44. Saturación de CO₂ en los arreglos de pozos (CMG, 2024).

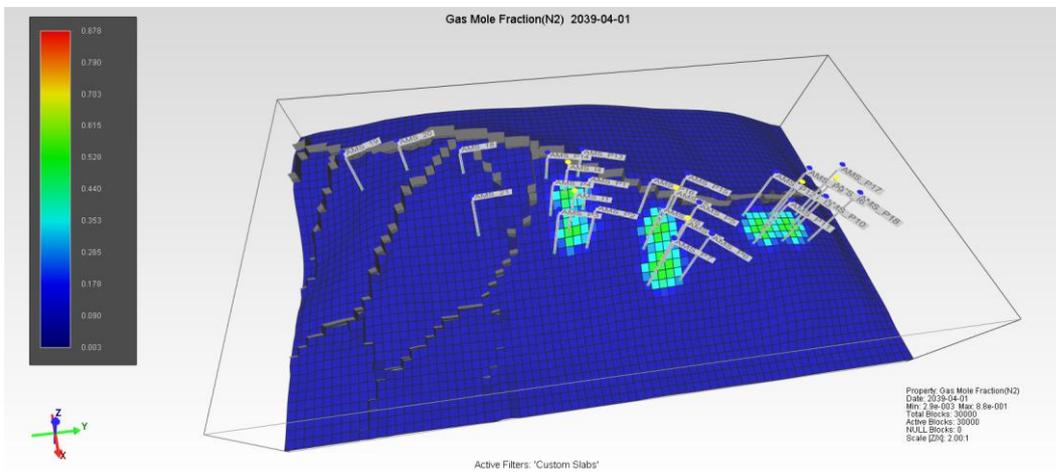


Figura 45. Saturación de N₂ en los arreglos de pozos (CMG, 2024).

ANEXO D

Anexo D1. Análisis económico

Tabla 7. Flujo de efectivo para diferentes precios del gas natural.

Fecha	Producción de gas (CH4) Anual SC	Ingreso económico escenario de riesgo	Ingreso económico escenario bueno	Ingreso económico escenario optimista
	MSCF	2\$/MSCF	5\$/MSCF	10\$/MSCF
4-2024	13054330.56	\$ -232,268,932	\$ -232,268,932	\$ -232,268,932
4-2025	2.00E+07	\$ 37,964,144	\$ 97,861,008	\$ 197,689,113
4-2026	1.84E+07	\$ 34,824,846	\$ 90,012,761	\$ 181,992,620
4-2027	1.95E+07	\$ 36,975,418	\$ 95,389,192	\$ 192,745,481
4-2028	1.89E+07	\$ 35,757,571	\$ 92,344,575	\$ 186,656,247
4-2029	1.75E+07	\$ 33,111,008	\$ 85,728,168	\$ 173,423,434
4-2030	1.77E+07	\$ 33,514,502	\$ 86,736,901	\$ 175,440,901
4-2031	2.11E+07	\$ 40,304,032	\$ 103,710,727	\$ 209,388,553
4-2032	2.19E+07	\$ 41,764,389	\$ 107,361,619	\$ 216,690,336
4-2033	2.66E+07	\$ 51,276,974	\$ 131,143,082	\$ 264,253,262
4-/2034	2.78E+07	\$ 53,686,515	\$ 137,166,935	\$ 276,300,968
4-2035	3.11E+07	\$ 60,306,273	\$ 153,716,329	\$ 309,399,756
4-2036	2.53E+07	\$ 48,642,799	\$ 124,557,646	\$ 251,082,389
4-2037	8.59E+06	\$ 15,209,234	\$ 40,973,731	\$ 83,914,561
4-2038	5.17E+06	\$ 8,380,915	\$ 23,902,935	\$ 49,772,968
4-2039	1.58E+06	\$ 1,188,541	\$ 5,922,000	\$ 13,811,098
VAN (\$)		\$ 5,620,542.49	\$ 381,353,408.61	\$ 1,007,574,852.14
TIR (%)		14%	41%	82%

Tabla 8. Valor Actual Neto para diferentes precios del gas natural y tasas de descuento.

Tasa de descuento	Valor Actual Neto (\$)		
	%	2\$/MSCF	5\$/MSCF
0	\$ 300,638,229	\$ 1,144,258,676	\$ 2,550,292,754
5	\$ 145,925,479	\$ 743,843,802	\$ 1,740,374,341
10	\$ 48,849,053	\$ 492,968,887	\$ 1,233,168,610
15	\$ -14,708,535	\$ 328,885,585	\$ 901,542,451
20	\$ -57,982,502	\$ 217,242,812	\$ 675,951,669
25	\$ -88,520,937	\$ 138,488,377	\$ 516,837,234
30	\$ -110,784,699	\$ 81,084,987	\$ 400,867,798
35	\$ -127,498,864	\$ 37,993,150	\$ 313,813,175
40	\$ -140,380,247	\$ 4,781,980	\$ 246,719,025
45	\$ -150,541,967	\$ -21,419,425	\$ 193,784,812
50	\$ -158,725,304	\$ -42,522,044	\$ 151,150,056
55	\$ -165,436,373	\$ -59,830,213	\$ 116,180,053
60	\$ -171,028,833	\$ -74,255,205	\$ 87,034,175
65	\$ -175,755,189	\$ -86,447,600	\$ 62,398,381
70	\$ -179,799,361	\$ -96,881,268	\$ 41,315,554
75	\$ -183,297,809	\$ -105,907,819	\$ 23,075,498
80	\$ -186,353,523	\$ -113,792,649	\$ 7,142,143
85	\$ -189,045,467	\$ -120,739,262	\$ -6,895,587
90	\$ -191,435,068	\$ -126,905,990	\$ -19,357,528
95	\$ -193,570,751	\$ -132,417,674	\$ -30,495,878
100	\$ -195,491,167	\$ -137,373,964	\$ -40,511,957