

SIMULACIÓN NUMÉRICA DE UN PROCESO DE INYECCIÓN MISCIBLE DE CO₂ EN UN CAMPO DEL ORIENTE ECUATORIANO

NUMERICAL SIMULATION OF A MISCIBLE CO₂ INJECTION PROCESS IN AN EAST ECUADORIAN FIELD

Luis Vallejo Estrella^{1*}; Lorena Cortez Rosero¹; Andrés Guzmán Velásquez¹

¹Escuela Superior Politécnica del Litoral, ESPOL, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Campus Gustavo Galindo km. 30.5 Vía Perimetral, P.O. Box 09-01-5863, Guayaquil, Ecuador
(*) e-mail: lvallej@espol.edu.ec

Resumen

La industria petrolera ecuatoriana busca implementar métodos de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (RMH) para optimizar la producción y reducir el impacto ambiental. Esta investigación se enfoca en desarrollar un modelo de simulación para determinar el mejor esquema de explotación de petróleo mediante la inyección continua de dióxido de carbono CO₂ en el campo Yanaquincha Este, considerando sus características geológicas y propiedades de los fluidos.

Se utilizó un software comercial para modelar el reservorio de la arenisca "T" Principal, las propiedades de permeabilidad y porosidad determinaron los pozos de estudio y para la simulación composicional se ajustó una ecuación de estado (EOS). Las variables de diseño fueron: espesor de arena cañoneado en cada pozo, caudal y presión de inyección.

Mediante este modelo se verifica un incremento en la recuperación de petróleo con la inyección de CO₂. Al simular este modelo en las primeras cinco capas en los pozos inyector y productor, el factor de recobro se incrementó en un 11.08% en comparación con un escenario sin inyección, recuperando un total adicional de 25101 Bbl de petróleo acumulado.

Los resultados sugieren que la inyección de CO₂ mejora significativamente la recuperación de petróleo en el modelo estudiado, respaldando la viabilidad técnica de esta práctica en la industria petrolera ecuatoriana y proporcionando información crucial para futuras decisiones en proyectos de RMH.

Palabras Clave: Inyección continua de CO₂, Simulación numérica de yacimientos, Recuperación Mejorada de Hidrocarburos, Proceso Miscible.

Abstract

The Ecuadorian oil industry seeks to implement Enhanced Oil Recovery (EOR) methods to optimize production and reduce environmental impact. This research focuses on developing a simulation model to determine the best oil exploitation scheme through continuous carbon dioxide (CO₂) injection in the Yanaquincha Este field, taking into account its geological characteristics and fluid properties.

A commercial software was used to model the reservoir of the "T" Principal sandstone. Permeability and porosity properties determined the selection of study wells, and an equation of state (EOS) was adjusted for compositional simulation. Design variables included the thickness of the sand cannoned in each well, flow rate, and injection pressure.

The simulation revealed an increase in oil recovery with CO₂ injection. By perforating the first five layers in both injector and producer wells, the recovery factor increased by 11.08% compared to a scenario without injection, recovering an additional total of 25101 Bbl of cumulative oil.

The results suggest that CO₂ injection significantly enhances oil recovery in the studied model, supporting the technical feasibility of this practice in the Ecuadorian oil industry and providing crucial information for future decisions in Enhanced Oil Recovery projects.

Keywords: Continuous CO₂ Injection, Numerical Reservoir Simulation, Enhanced Oil Recovery, Miscible Process.

INTRODUCCIÓN

A lo largo de décadas, la industria petrolera ha buscado métodos innovadores de RMH para optimizar la producción y reducir el impacto ambiental (Clean Air Task Force, 2019).

Entre las técnicas más conocidas se encuentra la inyección CO₂ en yacimientos petrolíferos, que no solo incrementa la recuperación de petróleo, sino que también captura CO₂ bajo tierra (Zarrouk, 2016).

Dicha técnica es especialmente eficaz en yacimientos agotados, idealmente después de la producción primaria y secundaria con agua (Santamaría, 2018). Raphael Iddphonc en su artículo "Review of CO₂ Injection Techniques for Enhanced Shale Gas Recovery: Prospects and Challenges," concluye que "las técnicas de inyección de CO₂ pueden producir un incremento de hasta el 26% en la recuperación de metano después de la producción primaria de gas y secuestrar más del 60% del CO₂ inyectado en el caso de la inyección continua de CO₂" (Iddphonc, 2023).

La RMH con CO₂ se clasifica según la miscibilidad del CO₂ con el aceite, así como la forma de inyección, que puede ser continua,

alternada o simultánea (Arnaut, 2021). Este método ha sido implementado con éxito en varios campos petroleros a nivel mundial, incluyendo América Latina (Kumar, 2018).

El campo Bati Raman en Turquía, pionero en la inyección de CO₂, ha inyectado 274.4 BSCF (billones de pies cúbicos estándar) de CO₂, recuperando 94 MMBbl (millones de barriles) desde 1986 (Sahin et al., 2008). En México, el Campo Brillante inició la inyección de CO₂ en 2011, anticipando un aumento significativo en la producción durante nueve años (Cardona et al., 2015). En Estados Unidos, el campo Weyburn en Dakota del Norte se destaca como uno de los proyectos más importantes de inyección de CO₂. Desde su inicio en el año 2000, se ha convertido en un referente mundial, logrando tanto una significativa mejora en la recuperación de petróleo como un avance notable en la captura y almacenamiento de CO₂ (White et al., 2004).

En Ecuador, la RMH está en desarrollo, enfrentando desafíos y limitaciones, especialmente en la presencia de acuíferos, que restringen métodos secundarios (Tarco et al., 2015).

Este artículo se centró en desarrollar un modelo de simulación numérica con un software comercial para determinar el esquema óptimo de explotación de petróleo mediante la inyección de CO₂ en el Campo Yanaquincha Este, que se encuentra dentro del Bloque 15 de la Cuenca Oriente del Ecuador, proporcionando información clave para decisiones en proyectos de inyección de CO₂ en la industria petrolera. El campo consta de estructuras anticlinales y formaciones como Terciario no diferenciado, Ortegua, Tiyuyacu, Tena, Napo y Hollín. La Formación Napo, de edad Cretácica, presenta yacimientos en las areniscas "U" y "T" (Duran, 2019).

METODOLOGÍA

El presente estudio se centra en el reservorio de la arenisca "T" Principal (TP), que está constituido principalmente por cuarzo y presenta un grano medio a fino, junto con finas intercalaciones de lutita. Esta formación no exhibe propiedades calcáreas (Duran, 2019).

Se realizó un análisis preliminar para verificar si la arena TP cumple con las condiciones necesarias para la implementación de un proceso de inyección de CO₂. Este análisis se basó en información bibliográfica y en el uso del software EOR-gui, una interfaz gráfica de usuario desarrollada por Laboratorio Nacional de Tecnología Energética del Departamento de Energía de los Estados Unidos. Este software permite la evaluación rápida de campos petrolíferos y la cuantificación de la producción incremental para técnicas potencialmente aplicables de recuperación mejorada de petróleo (EOR).

Los resultados, presentados en la Figura 1, confirman que el reservorio satisface todas las condiciones necesarias para la inyección de CO₂. La Tabla 1 presenta un resumen de los datos esenciales del reservorio y los fluidos. El análisis de estos datos mediante el software sugiere que el reservorio se perfila como un candidato prometedor para la aplicación de la inyección de CO₂ como método RMH.

Properties	Nitrogen and flue gas	Hydrocarbon	Carbon Dioxide	Immiscible Gases	Miscellar/polymer, ASP, and alkaline flooding	Polymer flooding	Combustion	Steam
Oil API Gravity	> 35 Average 48	> 23 Average 41	> 22 Average 36	> 12	> 20 Average 35	> 15, < 40	> 10 Average 16	> 8 to 15.5 Average 13.5
Oil Viscosity (cp)	< 0.4 Average 0.2	< 3 Average 0.5	< 10 Average 1.5	< 600	< 35 Average 12	> 10, < 150	< 5,000 Average 1,200	< 200,000 Average 4,700
Composition	High % C1-C2	High % C2-C7	High % C5-C12	Not critical	Light, intermediate, some organic acids for alkaline floods	Not critical	Some asphaltic components	Not critical
Oil Saturation (PV fraction)	> 0.40 Average 0.75	> 0.30 Average 0.80	> 0.20 Average 0.55	> 0.35 Average 0.70	> 0.35 Average 0.53	> 0.10 Average 0.80	> 0.50 Average 0.72	> 0.40 Average 0.58
Formation Type	Sandstone or Carbonate	Sandstone or Carbonate	Sandstone or Carbonate	Not critical	Sandstone preferred	Sandstone preferred	High porosity sandstone	High porosity sandstone
Net Thickness (ft)	Thin unless dipping	Thin unless dipping	Wide range	Not critical if dipping	Not critical	Not critical	> 10 feet	> 20 feet
Average Permeability (md)	Not critical	Not critical	Not critical	Not critical	> 10 md Average 450 md	> 10 md Average 800 md	> 50 md	> 200 md
Depth (ft)	> 6000	> 4000	> 2500	> 1800	< 9000 Average 3250	< 9000	< 11500 Average 3500	< 4500
Temperature (deg F)	Not critical	Not critical	Not critical	Not critical	< 200	< 200	> 100	Not critical

Figura 1. Resultados Screening para la selección del reservorio para la inyección de CO₂

Tabla 1. Datos básicos del reservorio y de los fluidos.

Características del Reservorio	Valores
Área de Producción; acres	4898
Formación	Sandstone
Profundidad Promedio; ft (pies)	10000
Espesor neto, ft	91
Contacto Gas-Petróleo	No presenta
Permeabilidad Matricial Prom; mD	356
Porosidad Promedio; %	15.4
Gravedad del Petróleo; ° API	29.9
Temperatura del Yacimiento; °F	220
Mecanismo de Producción Primaria	Water Drive

Continuación **Tabla 1.**

Características del Reservorio	Valores
Presión Original del Yacimiento; psi	3650
Presión de Punto de Burbujeo; psi	874
Bo Inicial; RB/Bbl	1.19
GOR de Solución a Presión Original; SCF/Bbl	224
Viscosidad del Petróleo; cp	1.1
Presión Promedio al Inicio de la Inyección de CO ₂ ; psi	2981

Comportamiento de la producción Arenisca TP.

El Reservorio Arenisca TP comenzó su producción el 29 de julio de 2003 con el pozo YNEA-002. La Arenisca TP del campo Yanaquíncha Este presenta un valor de petróleo original en sitio (POES) igual a 94 MMBbl y un factor de recobro (FR) estimado de 14% al 31 de diciembre de 2022.

El histórico de producción de petróleo y agua de la Formación TP del campo Yanaquíncha Este, mostrado en la Figura 2, es crucial para comprender el comportamiento del reservorio y fundamentar las estrategias de simulación numérica de inyección de CO₂. Desde el inicio de la producción en 2003, se ha observado una tendencia de declinación natural, con un incremento temporal debido a técnicas de recuperación mejorada implementadas en 2010. Sin embargo, la producción de agua ha

aumentado significativamente en los últimos años, lo que requiere una gestión más intensiva.

Estos datos permiten identificar tendencias y anomalías, evaluar la eficiencia del recobro, validar modelos predictivos y comparar el desempeño del reservorio antes y después de la inyección de CO₂, ayudando a determinar la efectividad de esta técnica y a planificar futuras estrategias de producción.

Según datos proporcionados por la empresa estatal EP PETROECUADOR, la recuperación final (EUR total) para la arena TP del campo Yanaquíncha Este es de 13181215.40 Bbl (barriles) y la producción acumulada al 31 de diciembre del 2022 es de 11868931.84 Bbl, por tanto, las reservas remanentes por recuperar se estiman que son 1312283.56 Bbl.

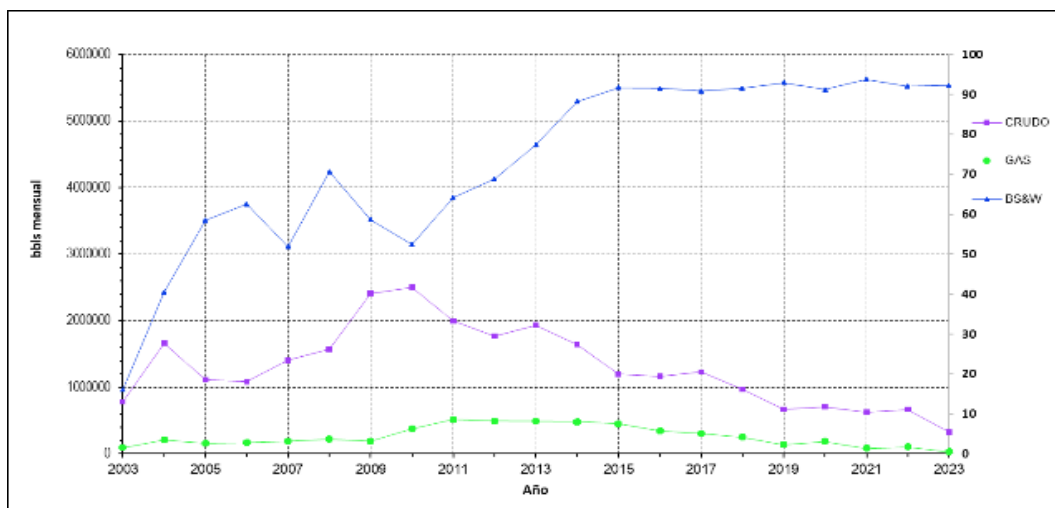


Figura 2. Histórico de producción de la arena TP.

Selección de pozos

Inicialmente, se preseleccionaron cuatro pozos candidatos en la región de mayor elevación según el mapa estructural de la arena TP presentado en la Zona A de la Figura 3, de los cuales se eligió finalmente un pozo productor y otro que cumplirá la función de inyector.

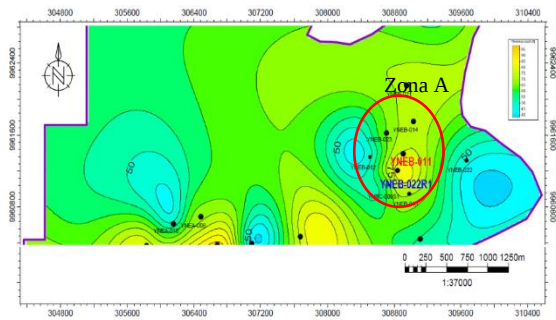


Figura 3. Mapa estructural arena TP (PETROECUADOR, 2023).

Los criterios específicos para la selección final de los pozos incluyeron varios factores. Se examinaron los pozos que exhibieron los mejores valores de permeabilidad y porosidad mediante un software de análisis de registros eléctricos como muestra la figura 4, ya que estos indicadores son claves para determinar la capacidad del reservorio de almacenar y transmitir fluidos. Además, los registros de resistividad indicaron áreas con un alto potencial de crudo y baja saturación de agua, condiciones ideales para la inyección de CO₂. Las propiedades estratigráficas revelaron que la zona central exhibía mejores valores de permeabilidad y porosidad en comparación con la zona superior, que presenta propiedades promediadas menores.

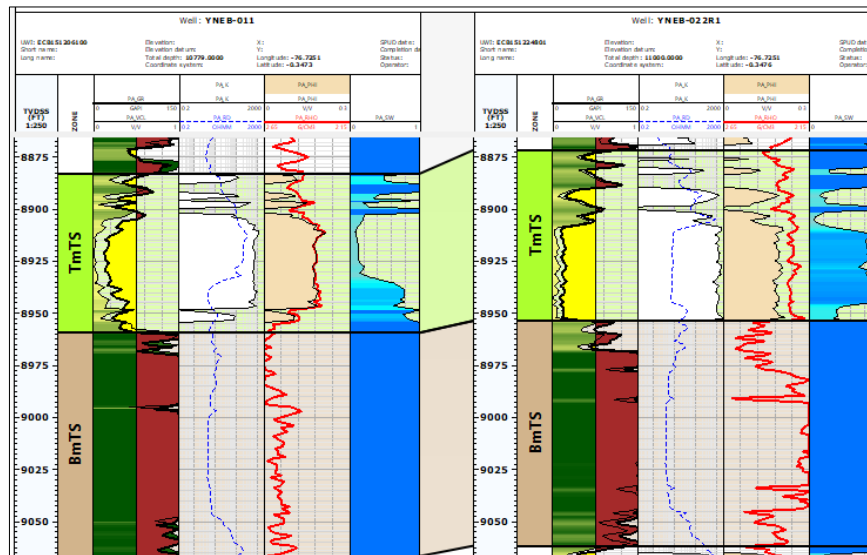


Figura 4. Registros Eléctricos zona A

Se evaluaron también los datos de producción histórica de los pozos. El pozo YNEB-011, con un caudal de petróleo de 159.88 BBLD (barriles por día) hasta noviembre de 2013, fue seleccionado como pozo productor debido a su rendimiento consistente, con una permeabilidad promedio de alrededor de 436.65 mili Darcy

(mD) y porosidad de 13.1 %. Finalmente, el pozo YNEB-22R1 fue seleccionado como inyector debido a su alta permeabilidad (732.65 mD) y porosidad (13.6%), características que facilitarían la inyección de CO₂ de manera eficiente.

Datos de entrada para la construcción del modelo de simulación.

Permeabilidad Relativa

Los datos de permeabilidad relativa agua-petróleo para la arenisca TP se extrajeron de los informes de análisis de las propiedades avanzadas de la roca, específicamente se recopiló a partir de los reportes de tres pozos diferentes. El pozo YNEA-004 (10325 ft MD) proporcionó el reporte de 12 muestras, mientras

que del pozo YNEA-012 (10244 ft MD) se obtuvieron dos muestras. Por último, se utilizaron cinco muestras del pozo YNEA-030 (9920 ft MD).

Con estos datos se calculó el Indicador de la Zona de Flujo (FZI) y se identificaron dos unidades hidráulicas. Para cada una de estas unidades de flujo o unidades hidráulicas, se asignó una curva de permeabilidad relativa promedio como se muestra en la Figura 5.

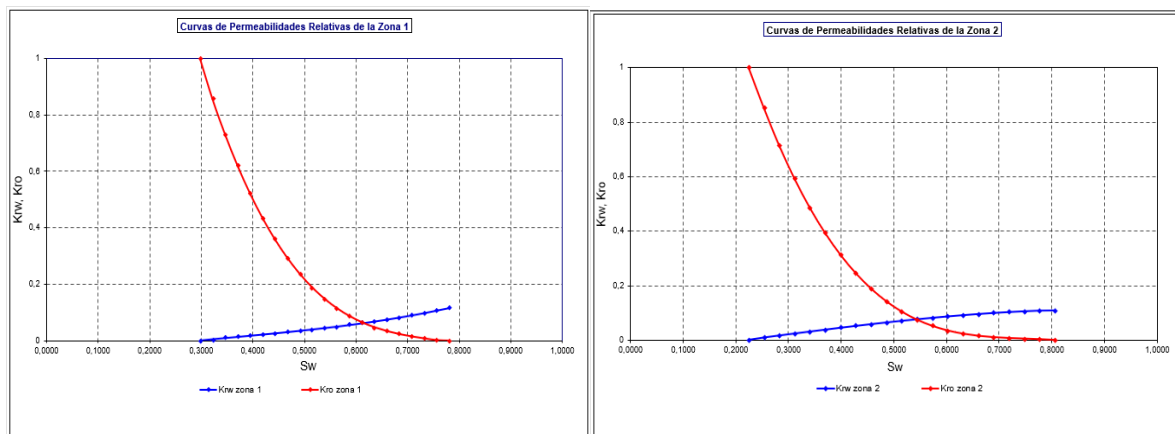


Figura 5. Curvas de permeabilidad relativa agua-petróleo en función de la saturación de agua.

Las saturaciones iniciales de agua (S_{wi}) oscilan entre 11.2% y 29.7%, y las saturaciones residuales de petróleo (S_{ro}) varían entre 22.1% y 36.5%. Por otro lado, las curvas de permeabilidad relativa al gas (k_{ro} y k_{rg}) se obtuvieron a partir de las correlaciones de Corey (Johnson, 1968).

Propiedades del Fluido del Reservorio

Según datos obtenidos de la empresa estatal EP PETROECUADOR, el petróleo del yacimiento es un petróleo negro saturado con una gravedad API de 29.9 y una relación gas-petróleo inicial en laboratorio entre 224 SCF/STB (pies cúbicos/barriles).

Las condiciones iniciales de presión y temperatura del yacimiento son de 3228 psi a una profundidad de referencia de 10464 ft MD y 216 °F (Fahrenheit), respectivamente.

Se recopiló y analizó los datos de las pruebas PVT de dos muestras de petróleo de fondo de pozo en los pozos YNEA-011 (muestras 2.01 y 2.02 de la arena TP) tomadas el 24 de marzo de 2008. La presión de saturación reportada es de 874 psia.

La Tabla 2 muestra la composición del fluido, donde MOLE % es el porcentaje en moles, WF % fracción en peso y MW es el peso molecular de los componentes de la muestra de crudo tomada.

Tabla 2.- Composición del fluido del reservorio.

Sample 2.01; Cylinder SSB 12007-QA; Depth 10464

Componentes	MOLE %	WF %	MW (g/mole)	Specific Gravity
CO ₂	6.54	1.42	44.01	0.777
N ₂	0.68	0.09	28.01	0.804
C ₁	14.88	1.18	16.04	0.425
C ₂	3.84	0.57	30.07	0.548
C ₃	6.89	1.50	44.10	0.582
IC ₄	1.47	0.42	58.12	0.557
NC ₄	3.23	0.93	58.12	0.579
IC ₅	1.05	0.38	72.15	0.620
NC ₅	1.06	0.38	72.15	0.626
C ₆	2.74	1.14	84.00	0.685
FRC ₁	19.89	12.45	126.59	0.721
FRC ₂	19.37	26.22	273.85	0.801
FRC ₃	18.37	53.32	587.06	0.888

El análisis de composición para la muestra 2.01 tiene un contenido de alrededor 37% de componentes ligeros y cerca de 63% de compuestos C₇₊ a C₃₀₊.

Se analizó pruebas de composición del fluido, expansión de composición constante, liberación diferencial y pruebas de separador. Los reportes indican que la relación gas-petróleo en solución se midió entre 208 y 216 SCF/STB en condiciones estándar.

Selección del Modelo Composicional de Fluido

En la simulación composicional, el tiempo computacional es proporcional al número de componentes considerados en el modelo de fluidos. Por lo tanto, es esencial evaluar cómo el número de componentes afecta el ajuste de las ecuaciones de estado, considerando que la muestra está caracterizada hasta el componente C₃₀₊.

Para la selección del modelo composicional, se empleó WinProp, un software de la suite de la empresa CMG. Se trabajó con dos composiciones diferentes: una con los componentes originales que llegan hasta C₃₀₊ y otra comprimida con componentes hasta C₇₊. En esta última, el componente plus se dividió en tres pseudo-componentes (FRAC₁, FRAC₂, FRA₃).

Se comparó los resultados de la simulación de los componentes comprimidos con los resultados de los componentes originales. Los resultados de estas simulaciones se presentan en la Tabla 3, que muestra el mejor ajuste de los parámetros de la ecuación de estado de Peng Robinson EOS. Donde MW (peso molecular), P_c (la presión crítica), T_c (temperatura crítica), V_c (volumen crítico) y Z_c (factor de desviación). El porcentaje de error en el ajuste de los datos PVT de entrada fue inferior al 1%.

Tabla 3. Descripción de la muestra de fluido del Reservorio.

Componentes	MW (g/mol)	Pc (psia)	Tc (°F)	Ω_A	Ω_B	Acentric Factor	Vc (ft ³ /lbmol)	Zc
N2	28.0	492.3	-232.5	0.46	0.08	0.04	15.0	0.30
C1	16.0	667.8	-116.6	0.46	0.08	0.01	0.8	0.14
C2	30.1	708.3	90.1	0.46	0.08	0.10	11.9	0.14
C3	44.1	615.8	206.0	0.46	0.08	0.15	16.0	0.14
IC4	58.1	529.1	274.9	0.46	0.08	0.19	21.1	0.14
NC4	58.1	550.7	305.7	0.46	0.08	0.20	20.4	0.14
IC5	72.2	491.6	369.1	0.46	0.08	0.23	33.5	0.19
NC5	72.2	488.8	385.6	0.46	0.08	0.25	35.0	0.19
C6	84.0	436.6	453.8	0.46	0.08	0.30	28.1	0.13
FRC1	126.6	316.5	612.4	0.46	0.08	0.45	9.1	0.25
FRC2	273.9	158.3	912.1	0.46	0.08	0.92	18.4	0.20
FRC3	587.1	83.5	1219.4	0.46	0.08	14.06	30.7	0.14

Caracterización de la Ecuación de Estado

En el proceso miscible de inyección de CO₂ en un yacimiento de petróleo, se busca predecir el equilibrio de fases durante. Para el ajuste de la ecuación de estado (EOS), se empleó WinProp.

La caracterización del proceso de mezcla CO₂-petróleo siguió la metodología sugerida por WinProp, la cual incluye los siguientes pasos clave: definición de la composición del fluido, ajuste de parámetros de la EOS utilizando datos de laboratorio (PVT), simulación de mezclas a diferentes condiciones de presión y temperatura, y validación del modelo mediante la comparación de resultados de simulaciones con datos experimentales o de campo. Esta metodología, detallada en el manual de usuario de WinProp, asegura que los modelos representen con precisión el comportamiento de las fases en equilibrio. (Computer Modelling Group Ltd. (CMG). (n.d.). WinProp User Manual. Retrieved from CMG website.

La elección de la EOS de Peng-Robinson se fundamentó en su precisión para modelar sistemas de hidrocarburos y CO₂, y su capacidad para predecir el equilibrio de fases en condiciones críticas y supercríticas. Aunque existen otras EOS como la Soave-Redlich-

Kwong (SRK) y la EOS de Redlich-Kwong modificada, se prefirió la Peng-Robinson por su equilibrio entre precisión y simplicidad, y su adaptación a una amplia gama de presiones y temperaturas en procesos de inyección de CO₂ (Peng, D. Y., & Robinson, D. B., 1976).

Para complementar la caracterización de la mezcla CO₂-petróleo, se utilizó el modelo de viscosidad de Lohrenz-Bray-Clark (LBC) debido a su precisión en la estimación de viscosidades de fases en mezclas de hidrocarburos y gases, lo cual es esencial para una simulación precisa del flujo en yacimientos (Lohrenz, J., Bray, B. G., & Clark, C. R., 1964).

Ajuste de EOS para la Muestra de C7+

Se llevó a cabo un modelo de simulación PVT para ajustar la EOS usando Peng-Robinson. Se ejecutó un modelo inicial sin regresión de parámetros (Curva inicial), seguido de un segundo modelo que ajustó las propiedades críticas y los coeficientes de interacción binaria entre el CO₂ y la fracción plus (Curva final). Las figuras 7 y 8 muestran los resultados del ajuste en viscosidad y factor volumétrico de petróleo(β_o).

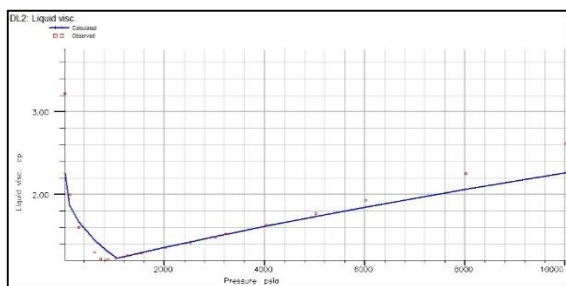


Figura 7. Ajuste de la viscosidad.

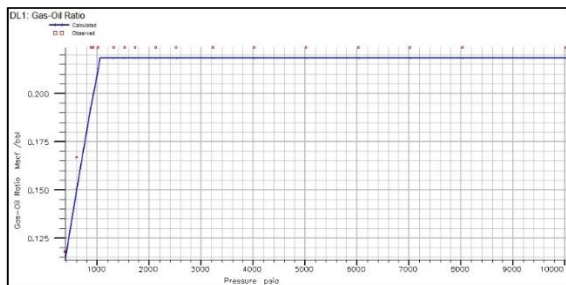


Figura 8. Ajuste del factor volumétrico del petróleo

El ajuste de la EOS se dividió en pasos, comenzando con la segmentación del componente pesado C7+ (Whitson, 1983). El C7+ se fraccionó en tres pseudo-componentes (FRAC 1, FRAC 2 y FRAC 3), aumentando los componentes a 13 para ajustar la EOS y mejorar la concordancia. WinProp sugirió modificar 21 parámetros, incluyendo la presión crítica, temperatura crítica, volumen crítico y peso molecular de los pseudo-componentes pesados.

Se ajustaron los coeficientes de interacción CO₂-C7+, logrando concordancia aceptable. Se ejecutaron simulaciones con menos parámetros, preservando la forma original de la EOS y generando el diagrama de fases mostrado en la Figura 9.

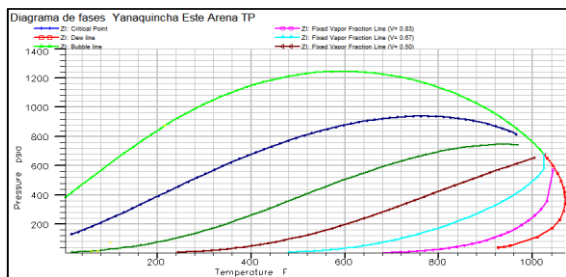


Figura9. Diagrama de Fases Yanaquincha Este Arena TP.

Condiciones de miscibilidad

Durante la inyección de CO₂ en el yacimiento, se genera una interacción clave con la roca y el fluido de hidrocarburos, lo que influye en la recuperación de petróleo. Los mecanismos involucrados incluyen el hinchamiento del petróleo, la reducción de densidad y viscosidad, la disminución de la tensión interfacial y la vaporización de porciones atrapadas. La solubilidad del CO₂ en el petróleo provoca su hinchamiento, lo que a su vez disminuye su viscosidad y densidad. La relevancia de estos mecanismos varía con la presión y temperatura del yacimiento, afectando el rendimiento y la recuperación incremental de petróleo (Klins, 1984).

La recuperación de petróleo puede darse a presiones suficientemente altas para lograr la miscibilidad. Al comprimir el CO₂ a altas presiones para alcanzar una densidad adecuada, se convierte en un solvente eficaz para los hidrocarburos más ligeros del petróleo crudo (Martin, 1992).

Esta condición está determinada por la "presión mínima de miscibilidad" (PMM), que representa el umbral mínimo para la miscibilidad entre el CO₂ y el petróleo crudo (Martin, 1992). En este estudio la PMM se estimó usando correlaciones presentadas a continuación (Gonzales, 2002):

Correlación (P.R.I)

Las ecuaciones 1 y 2 muestran la correlación del Petroleum Recovery Institute (P.R.I). donde T_o representa la temperatura del reservorio y MW (C₅⁺) es el peso molecular de la fracción C₅⁺ expresada en (g/mol).

$$PMM = 1071,82893 * 10^{2.772 - \frac{1519}{T_o + 460}} \quad \text{Ec. 1}$$

$$MW(C_5^+) = \left(\frac{7864.9}{API} \right)^{\frac{1}{1.0386}} \quad \text{Ec. 2}$$

Correlación de Lee

Las ecuaciones 3 y 4 se usan para determinar MMP (*mínimum miscibility pressure*) en MPa (mega Pascales) T_R es la temperatura del reservorio.

$$MMP = 7.3924 * 10^b \quad \text{Ec. 3}$$

$$b = 2.772 - \left(\frac{1519}{492 + 1.8 * T_R} \right) \quad \text{Ec. 4}$$

Correlación de N.P.C

La Tabla 4 muestra la correlación de National Petroleum Council (N.P.C), limitación de la correlación: temperatura de yacimiento <250°F.

Tabla 4. Correlación de N.P.C (Barreiro, 2016).

°API	PMM (psi)	Corrección de la Temperatura del Yacimiento	
		T(°F)	Presión Adicional (psi)
< 27	4000	<120	0
27 a 30	3000	120 a 150	200
> 30	1200	150 a 200	350
		200 a 250	500

Considerando que la temperatura del reservorio Yanaquíncha es de 216°F y el API del crudo es 29.9, los resultados para la presión mínima de miscibilidad que se obtuvieron utilizando las correlaciones previamente mencionadas se muestran en la Tabla 5.

Tabla 5. Presión mínima de miscibilidad con diferentes correlaciones.

Correlación	PMM (psi)
N.P.C	3500
P.R.I	3589.91
Lee	3590.98

Fuentes de CO₂ para inyección en campo.

Según datos de la estatal petrolera, los reportes de los análisis cromatográficos mostraron que el gas producido en el Bloque 15, específicamente en el Campo Indillana, contiene un 50% CO₂.

La producción total actual de gas asciende a 8.8 MMPCD (millón de pies cúbicos), de los cuales 4.4 MMPCD corresponden a CO₂. Después del proceso de separación, se estima que se dispondrá de 1.15 MMPCD para la inyección de CO₂ (Espinoza, 2013).

Tanto el campo Yanaquíncha como el campo Indillana se encuentran dentro del Bloque 15, lo que facilita el transporte y la logística del CO₂ necesario para la inyección, asegurando una fuente cercana y accesible para el proceso.

Facilidades de Superficie requeridas

El CO₂ se transporta inicialmente a través de tuberías mediante un compresor de alta presión y se introduce en el yacimiento mediante el pozo de inyección, ubicado a una distancia aproximada de 720 ft, esto para un piloto inyector-productor. En esta fase, el CO₂ miscible facilitará el flujo de petróleo hacia el pozo productor. Parte de este CO₂ puede almacenarse en el yacimiento, mientras que el excedente se disolverá en el petróleo o se transportará a través de la ruta de producción. Al llegar a un separador de alta presión, el CO₂ se libera y se dirige a un compresor de reciclaje. La reinyección del CO₂ reciclado se contempla por razones económicas y ambientales (Kalra, 2013).

Modelo de Simulación del Yacimiento

Para simular el proceso de inyección de CO₂, se realizó un estudio utilizando el método de diferencias finitas, considerando parámetros de miscibilidad en el crudo. Se empleó el software CMG con el módulo GEM, el cual facilita la resolución de ecuaciones de estado que abordan el sistema composicional del fluido, que previamente fue ajustado con los datos PVT en el módulo Winprop, como se detalló en secciones anteriores.

El modelo de simulación semiconceptual del yacimiento abarcó la Zona A, con el pozo productor YNEB-011 y el pozo inyector YNEA-

022R1. Se creó una malla de dimensiones 10 x 10 x 20, totalizando 2000 celdas en el modelo.

El espesor promedio de la arena TP en el campo Yanaquincha Este es de 80 ft. Se calculó la permeabilidad y porosidad promedio cada 4 ft, y se determinó la distancia entre pozos mediante la geolocalización. El promedio resultante fue de 656 ft, definiendo así 10 celdas, cada una con longitud de 65.6 ft. La Figura 10, muestra una vista tridimensional de la malla de simulación con las porosidades promedio por capa para una Zona de la arena TP.

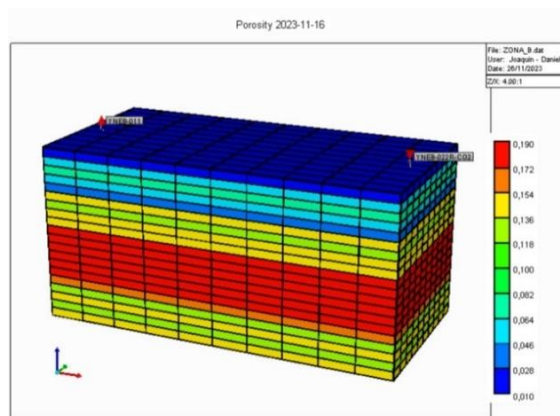


Figura 10. Malla de simulación para los pozos YNEB-011 y YNEB-22R1.

Todas las capas tienen un grosor constante, de acuerdo con el espesor de la arena determinado a partir de los registros eléctricos. La porosidad y permeabilidad para cada capa son valores promedio calculados a partir de las mediciones en los núcleos. Se asumieron propiedades isotrópicas en las direcciones horizontal y vertical, siendo esta última el 50% de la horizontal para fines prácticos. En la Tabla 6 se enumeran los valores de permeabilidad, porosidad y espesor de cada capa en el modelo de simulación.

Tabla 6. Espesor neto, porosidad y permeabilidad en el modelo de simulación

Layer	Espesor (ft)	Porosidad	Ki (mD)	Kj (mD)	Kk (mD)
1	4	0.01	42.5	42.5	21.3
2	4	0.05	2.5	2.5	1.2
3	4	0.07	80.7	80.7	40.3

Continuación **Tabla 6.**

Layer	Espesor (ft)	Porosidad	Ki (mD)	Kj (mD)	Kk (mD)
4	4	0.05	122.4	122.4	61.2
5	4	0.04	70.7	70.7	35.4
6	4	0.15	554.7	554.7	277.4
7	4	0.13	428.3	428.3	214.1
8	4	0.15	606.6	606.6	303.3
9	4	0.15	433.0	433.0	216.5
10	4	0.19	1059.3	1059.3	529.7
11	4	0.18	898.3	898.3	449.1
12	4	0.18	823.5	823.5	411.7
13	4	0.19	932.9	932.9	466.4
14	4	0.19	962.6	962.6	481.3
15	4	0.19	1099.8	1099.8	549.9
16	4	0.17	732.1	732.1	366.1
17	4	0.12	554.1	554.1	277.1
18	4	0.14	625.5	625.5	312.8
19	4	0.12	554.1	554.1	277.1
20	4	0.14	625.5	625.5	312.8

Condiciones para la simulación y diseño experimental

El modelo de simulación del yacimiento se inicializó con una presión uniforme de 2981 psia, con presión de burbuja de 874 psi y temperatura constante de 216°F. La saturación inicial de agua, según la curva de permeabilidad relativa, fue de 0.21 y saturación inicial de petróleo en los bloques de la cuadrícula fue del 0.76. La estimación inicial del petróleo original en sitio (POES) fue de 217,284 Bbl. El campo Yanaquincha cuenta con un acuífero de fondo en la arena Hollín, que está incluido en las últimas cinco capas del modelo.

Para el diseño experimental, se optó por un diseño tres factorial, explorando el efecto de caudal y presión sobre una variable de respuesta: petróleo acumulado. Este enfoque se centró en las condiciones óptimas para la movilidad del crudo, reflejada en la variable de N_p (petróleo acumulado).

La Tabla 7 detalla los valores de las variables en el modelo y la Figura 11 presenta el diseño experimental para la recuperación de petróleo.

Tabla 7. Valores de las variables en la simulación

Factor	Niveles			Variable de respuesta
	1	2	3	
Caudal de CO ₂ , (ft ³ /d)	21900	65700	87600	Petróleo acumulado Np (Bbl)
Presión de inyección, (psi)	4000	6000	8000	Petróleo acumulado Np (Bbl)

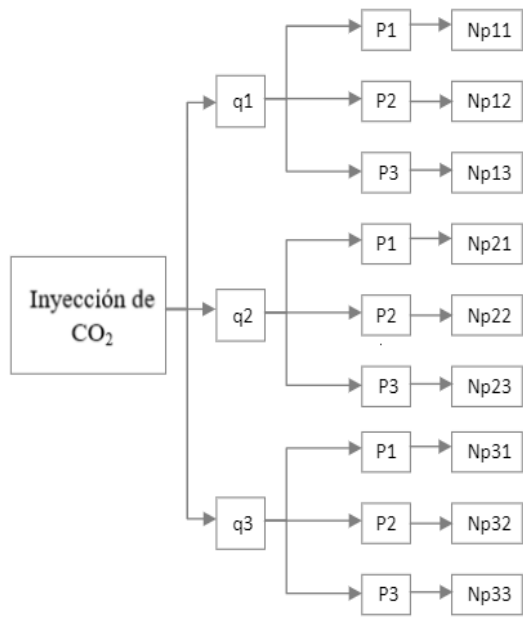


Figura 11. Diseño Experimental para la recuperación de petróleo en el modelo de simulación.

Donde: q representa el caudal, p la presión y Np= petróleo acumulado

El caudal se determinó mediante un balance de masa, considerando la última tasa líquida del pozo productor, que promediando 1256 Bbl/d. Se asumió una relación 1:1, estimando que la tasa de CO₂ necesaria para el desplazamiento era de 7300 ft³/d, la cual se triplicó sucesivamente según la disponibilidad de CO₂ en el campo.

Para la presión de inyección, se consideró la presión del reservorio y la presión mínima de miscibilidad. La simulación inició con una presión inicial de 4000 psi, incrementándose en intervalos de 2000 psi. Se evaluó tres escenarios, como detalla la Tabla 8.

Tabla 8. Número de capas perforadas para la inyección y producción

	# capas Inyector	# capas Productor
Escenario 1	5	5
Escenario 2	13	13
Escenario 3	5	13

Se ejecutó una primera simulación para alcanzar el 80% de corte de agua, que es la condición inicial del campo Yanaquincha Este, como muestra la Figura 12. A partir de esta condición, se inició la simulación de la inyección.

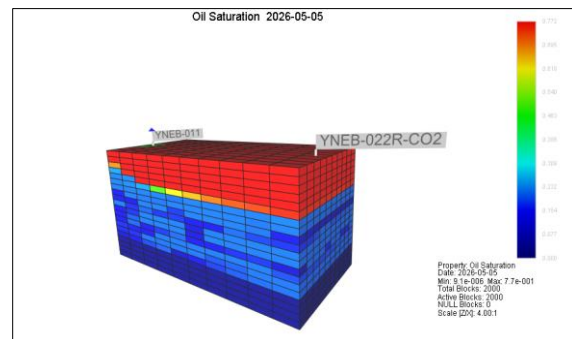


Figura 12. Modelo de simulación al 80% de corte de agua.

Cada simulación abarcó un periodo de inyección continua de cinco años. Para comparar los efectos, se simuló un caso base sin inyección de CO₂.

RESULTADOS

La Tabla 9, presenta los resultados del caso base sin inyección de CO₂ para los tres escenarios previamente descritos.

Tabla 9. Resultados caso base

Escenario	Np (Bbl)	FR (%)
1	21909	10.08
2	19822	9.12
3	19868	9.14

En la tabla 10, se reflejan los resultados de la simulación considerando el diseño experimental y los tres escenarios de aplicación. El escenario 1 fue el más favorable y se obtuvo un factor de recobro promedio del 11.08%.

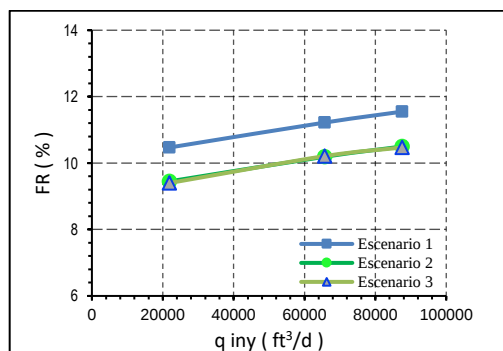
Tabla 10. Resultados obtenidos.

TABLE 10: Incremental Columns										
Escenario 1				Escenario 2			Escenario 3			
	Np	Incremento	FR	Np	Incremento	FR	Np	Incremento	FR	
	(Bbl)	(Bbl)	(%)	(Bbl)	(Bbl)	(%)	(Bbl)	(Bbl)	(%)	
q1	p1	22746	837	10.47	20527	705	9.45	20429	561	9.40
	p2	22746	837	10.47	20527	705	9.45	20429	561	9.40
	p3	22746	837	10.47	20527	705	9.45	20429	561	9.40
q2	p1	24372	2463	11.22	22140	2318	10.19	22177	2309	10.21
	p2	24372	2463	11.22	22140	2318	10.19	22177	2309	10.21
	p3	24372	2463	11.22	22140	2318	10.19	22177	2309	10.21
q3	p1	25101	3192	11.55	22823	3001	10.50	22747	2879	10.47
	p2	25101	3192	11.55	22823	3001	10.50	22747	2879	10.47
	p3	25101	3192	11.55	22823	3001	10.50	22747	2879	10.47

ANÁLISIS DE RESULTADOS

Efecto del Caudal de inyección CO₂ en el Factor de Recobro y petróleo acumulado:

La Figura 13 muestra la tendencia al aumento del factor de recobro como resultado de la inyección de CO₂.

**Figura 13.** Factor de recobro en función del caudal de CO₂ inyectado.

En todos los escenarios, se observó un incremento en el factor de recobro y petróleo

acumulado a medida que aumenta el caudal de CO₂ inyectado, tal como se presenta en la Figura 14, correspondiente al escenario 1. Las variaciones en los factores de recobro se atribuyen al comportamiento relacionado con la cantidad de CO₂ inyectado, y, por consiguiente, los efectos son proporcionales.

El escenario 1, con el caudal más alto, mostró el mayor incremento en el factor de recobro. Esto sugiere que, en este caso, un mayor caudal de CO₂ tiene un impacto positivo en la recuperación de petróleo.

Adicionalmente, se observó que la declinación del caudal en el pozo productor se ralentiza al momento de poner en marcha la inyección de CO₂, tal como se muestra en la Figura 15. Respecto al efecto de la miscibilidad, se estableció previamente una PMM de 3500 psi y se realizaron simulaciones a 4000, 6000 y 8000 psi, todas por encima de la PMM, lo que indica que en todos los casos se logró un desplazamiento miscible, sin ocurrencia de desplazamiento no miscible.

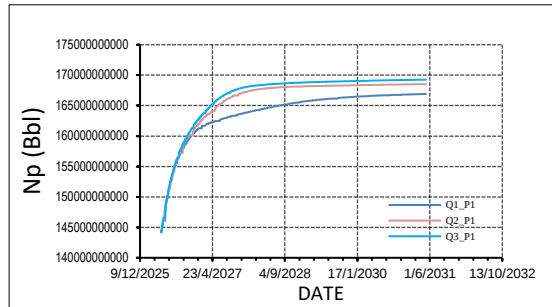


Figura 14. Petróleo acumulado. escenario 1.

Efecto de la Presión de Inyección en el Factor de Recobro:

La variación en la presión de inyección impacta el factor de recobro, aunque no tan significativamente como el caudal de inyección.

No se observa efecto notable, ya que las presiones utilizadas en el diseño superan la presión de miscibilidad. Contrariamente a lo que podría esperarse, no se evidencia un aumento en la recuperación de petróleo a medida que la presión aumenta.

Los incrementos de presión por encima de la PMM generan poco efecto en el modelo, debido a que la presión del yacimiento es muy cercana a la PMM.

Comparación de Escenarios:

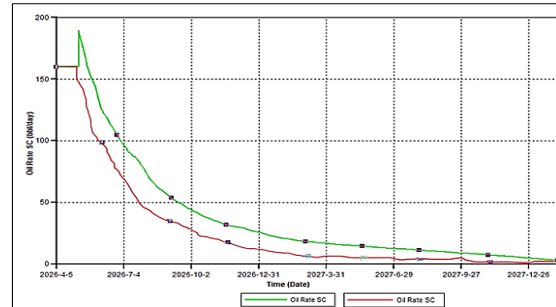


Figura 15. Caudal de petróleo en función del tiempo.

Según los resultados de la Tabla 9, correspondiente al caso base (simulación sin inyección de CO₂), muestran que el escenario 1 es el más favorable, recuperando alrededor de 21,000 Bbl, con una diferencia de 2,000 Bbl en comparación con los otros dos escenarios. Posteriormente se recomienda realizar un análisis de costos y disponibilidad de CO₂ para evaluar con mayor detalle el beneficio económico de este escenario. esta actividad sin embargo al alcance de esta investigación.

Por otro lado, los resultados de la simulación con inyección de CO₂, presentados en la figura 16 para los distintos escenarios, indican que perforar cinco capas tanto para el pozo inyector como para el pozo productor logra una mayor recuperación de crudo, alcanzando hasta 3,000 Bbl con un caudal de 87,600 ft³/d a una presión de 4,000 psi.

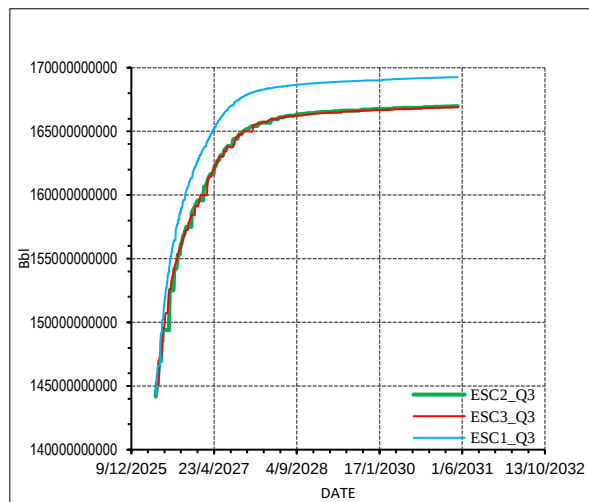


Figura 16. Petróleo acumulado, diferentes escenarios, presión y caudal constantes.

Los resultados obtenidos podrían atribuirse a las bajas propiedades petrofísicas de la roca (porosidad y permeabilidad) en la parte superior del reservorio, donde posiblemente el CO₂ realiza un barrido más uniforme en comparación con las capas intermedias que presentan mejores propiedades petrofísicas.

El escenario 1, con el caudal más alto y la presión más alta, muestra los mayores incrementos en el factor de recobro en todas las simulaciones.

Aunque el escenario 2 y el escenario 3 también tienen mejoras significativas, el escenario 1 destaca como la opción más efectiva.

CONCLUSIONES

Para el sistema propuesto, la presión no se ha mostrado tan definitoria como el caudal, para la recuperación acumulada de crudo.

Los resultados evidenciaron de manera clara una relación directa entre el aumento del caudal de CO₂ inyectado y la recuperación de crudo.

Es muy probable que la presión no cause un gran efecto en la recuperación de petróleo debido a que la PMM es alrededor de 3500 psi, es decir, es menor que la presión inicial de inyección de 4000 psi.

La estratigrafía juega un papel muy importante debido a que, tanto el pozo productor como el pozo inyector en esta zona de estudio, en el tope de la formación (primeras 5 capas en el modelo) la roca tiene menos calidad, lo que disminuye la probabilidad de canalizaciones o de adedamiento (*fingering*), efecto que sí puede presentarse en las capas centrales (capas 6-13).

Entre todos los escenarios simulados, se determinó que la mejor opción para un mayor Np y factor de recobro se correspondería con un

proceso a nivel de las primeras 5 capas de topa a base (capa 1-5), con un caudal de inyección de 87600 ft³/día y con una presión de inyección de 4000 psi.

En función de los resultados de este modelo numérico *box-model*, se verifica que desde el punto de vista microscópico y de sus propiedades roca-fluido, la inyección de CO₂ se consideraría un proyecto factible en términos de movilidad de los fluidos y del incremento del factor de recobro. A posterior se recomienda realizar un modelo completo e incluso un diseño operacional de un proyecto piloto.

RECOMENDACIONES

A pesar de los beneficios en la recuperación de petróleo, es esencial considerar aspectos ambientales y económicos asociados con la inyección de CO₂.

La disponibilidad de CO₂, las facilidades de superficie requeridas y la gestión de los subproductos deben evaluarse para determinar la viabilidad y sostenibilidad de la implementación.

Este proyecto se llevó a cabo mediante inyección continua. Se recomienda realizar simulaciones para un proceso '*huff and puff*', teniendo en cuenta los resultados obtenidos en este análisis.

Se propone la construcción de un *full-model*, que incluya todos los pozos del yacimiento, e inclusive se realicen pruebas de laboratorio que contribuyan a tener mayor certidumbre en las etapas críticas en la elaboración de ese modelo, por ejemplo, en el *history matching*.

En aras de la continuación del proyecto a mayor escala, se propondría ejecutar los proyectos pilotos a nivel de los pozos seleccionados en este estudio, tanto productores como inyectores.

REFERENCIAS

- [1] Arnaut, M., Vulin, D., Lamberg, G. J. G., & Jukić, L. (2021). Simulation analysis of CO₂-eor process and feasibility of CO₂ storage during eor. *Energies*, 14(4). <https://doi.org/10.3390/en14041154>.
- [2] Barreiro, J., & Gammiero, A. (2016). Implementación de redes neuronales para predecir Presión de Miscibilidad en la inyección de Dióxido de Carbono Implementation of neural network for Predicting Minimum Miscibility Pressure in Carbon Dioxide Flooding. *30*(1), 17-28.
- [3] Cardona, M. A., Rodríguez De La Garza, F., & Marín, I. B. (n.d.). 608 Ingeniería Petrolera.
- [4] Clean Air Task Force. (2019). Aprovechamiento de la recuperación mejorada de petróleo para el almacenamiento salino a gran escala de CO₂. Tomado de <https://www.catf.us/es/2019/06/leveraging-enhanced-oil-recovery-for-large-scale-saline-storage-of-co2/>
- [5] Computer Modelling Group Ltd. (n.d.). *WinProp User Manual*. Retrieved from <https://www.cmgl.ca/software/winprop>
- [6] Durán Yazuma, S. V., & Palacios Serrano, D. G. (2019). Modelo de simulación matemática para la evaluación de inyección de agua de baja salinidad en la arenisca U Inferior del campo Paka Norte, B15. FIGEMPA: Investigación y Desarrollo, 7(1), 53-60.
- [7] Espinosa Aguirre, E. G. (2013). Estudio de la factibilidad para la implementación del sistema de inyección de dióxido de carbono (CO₂), huff and puff, en campos maduros.
- [8] González, J. E. M., & Damián, M. A. (2002). Metodología para Estimar Presión Mínima de Miscibilidad mediante una Ecuación de Estado. *Universidad Metropolitana, Facultad de Ingeniería, Escuela de Ingeniería Química*.
- [9] Iddphonce, R., Wang, J., & Zhao, L. (2020). Review of CO₂ injection techniques for enhanced shale gas recovery: Prospect and challenges. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 77, 103240.
- [10] Johnson Jr, C. E. (1968). Graphical determination of the constants in the Corey equation for gas-oil relative permeability ratio. *Journal of Petroleum Technology*, 20(10), 1111-1113.
- [11] Kalra, S., & Wu, X. (2014, April). CO₂ injection for enhanced gas recovery. In *SPE Western Regional Meeting* (pp. SPE-169578). SPE.
- [12] Klins, M. A. (1984). Carbon dioxide flooding; basic mechanism and project design.
- [13] Kumar, A., & Mandal, A. (2018). A review on carbon dioxide enhanced oil recovery: Challenges and opportunities. *Journal of Natural Gas Science and Engineering*, 54, 45-54.
- [14] García, J. A., & Rangel-German, E. R. (2017). Evaluación de la inyección de CO₂ en yacimientos de petróleo. *Revista Mexicana de Ingeniería Química*, 16(1), 151-162. https://www.scielo.org.mx/scielo.php?pid=S0187358X2017000100151&script=sci_arttex
- [15] Lituma Mera, A. C. (2021). Inyección de CO₂ como mecanismo de recuperación

- mejorada para el aumento de producción en un campo sintético (Bachelor's thesis, La Libertad: Universidad Estatal Península de Santa Elena, 2021.).
- [16] Lohrenz, J., Bray, B. G., & Clark, C. R. (1964). Calculating Viscosities of Reservoir Fluids from Their Compositions. *Journal of Petroleum Technology*, 16(10), 1171-1176.
- [17] Peng, D. Y., & Robinson, D. B. (1976). A New Two-Constant Equation of State. *Industrial & Engineering Chemistry Fundamentals*, 15(1), 59-64.
- [18] Martin, D. F., & Taber, J. J. (1992). Carbon dioxide flooding. *Journal of Petroleum Technology*, 44(04), 396-400.
- [19] Sahin, S., Kalfa, U., & Celebioglu, D. (2008). Bati Raman field immiscible CO₂ application Status quo and future plans. *SPE Reservoir Evaluation & Engineering*, 11(04), 778-791
- [20] Santamaría, C. (2018). Recuperación mejorada de petróleo mediante la inyección de Dióxido de Carbono Antropogénico.
- [21] Sun, S., & Li, J. (2019). Numerical simulation of CO₂ enhanced oil recovery with a compositional simulator. *Petroleum*, 5(1), 55-63.
- [22] Tarco, J. A., Arteaga, G. R., Merino, S. A., & Estrella, J. M. (2015, November). Identification of Enhanced Oil Recovery Potential in Ecuador. In *SPE Latin American and Caribbean Petroleum Engineering Conference*. OnePetro.
- [23] White, C. M., Smith, D. H., Jones, K. L., Goodman, A. L., Jikich, S. A., LaCount, R. B., ... & Ozdemir, E. (2004). Sequestration of Carbon Dioxide in Coal with Enhanced Coalbed Methane Recovery—A Review. *Energy & Fuels*, 19(3), 659-724.
- [24] Whitson, C.H.: “Characterizing Hydrocarbon Plus Fraction,” *SPEJ*, 23, 1983, 683-684.
- [25] Zarrouk, S. J. (2016). Carbon dioxide enhanced oil recovery: CO₂ sequestration and oil production in depleted reservoirs. Elsevier.

CERTIFICACIÓN DE REVISIÓN DE PROYECTO DE TITULACIÓN

Por medio de la presente, Yo Arcентаles Bastidas Danilo Andrés Coordinador del Programa de Maestría en Petróleos de la Escuela Superior Politécnica del Litoral (ESPOL), certifico que:

Con fecha 2023-05-11, la estudiante Cortez Rosero Lorena Elizabeth con Número de Identificación 0401446349 de la III Cohorte, presentó la propuesta de su tema de titulación al Comité Académico del programa. Posteriormente, con fecha 2023 -12-20 el Comité revisó y aprobó la propuesta mediante la resolución FICT-CA-PET-014-2023, cumpliendo con los requisitos establecidos para la aprobación del tema.

A partir de dicha aprobación, la estudiante mantuvo reuniones periódicas con el tutor designado, Guzmán Velásquez Andres Eduardo, para la elaboración y desarrollo de su proyecto de titulación, siguiendo los lineamientos establecidos por el programa. Con fecha 2024-01-09, la estudiante presentó y sustentó su proyecto de titulación ante el tribunal evaluador asignado, cumpliendo con el proceso formal de evaluación académica.

Por lo tanto, en calidad de Coordinador del Programa de Maestría en Petróleos, certifico que el trabajo de titulación denominado " Simulación Numérica de un Proceso de Inyección de Co2 en un Campo del Oriente Ecuatoriano ", realizado por la estudiante Cortez Rosero Lorena Elizabeth con Número de Identificación 0401446349, ha sido revisado y evaluado conforme a los lineamientos y estándares establecidos por el programa.

Debido a circunstancias externas, no ha sido posible obtener las firmas de los involucrados (estudiante, tutor(es) y/o evaluadores). No obstante, en calidad de Coordinador del Programa, certifico que el proyecto cumple con los requisitos académicos y ha sido revisado para su presentación y archivo institucional.

Atte,

Firmado electrónicamente por:
**DANILO ANDRÉS
ARCENTALES BASTIDAS**

Arcентаles Bastidas Danilo Andrés
Coordinador de la Maestría en Petróleos