

Evaluation of petrophysical characteristics for CO₂ storage feasibility in Volve field reservoirs: A focus on CCUS project development integration with Python.

MSc. Carlos Pazmiño-Uruchima¹ MSc. Karen Ortiz-Acosta¹; MSc. Freddy Carrion-Maldonado¹

¹Escuela Superior Politécnica del Litoral, ESPOL, Faculty of Engineering in Earth Sciences, Campus Gustavo Galindo Km. 30.5 Vía Perimetral, ESPOL Polytechnic University, Guayaquil P.O. Box 09-01-5863, Ecuador, cafapazm@espol.edu.ec, klortiz@espol.edu.ec, fpcarrio@espol.edu.ec

Abstract– Carbon capture, use and storage (CCUS) technologies have evolved with digitization to optimize the identification of suitable sites. This process involves injecting and confining CO₂ into subway geological formations, such as depleted hydrocarbon reservoirs, to mitigate greenhouse gas emissions. The Volve field in Norway is an ideal candidate for CO₂ storage due to its high porosity and good permeability. To evaluate its capacity, its petrophysical properties were analyzed using advanced computational tools in Python, using the Pandas library to process and visualize the data. The study covered wells 15/9-F-1 A, 15/9-F-1 B and 15/9-F-1, evaluating key parameters such as porosity, permeability and in situ hydrocarbon volume. Applying probabilistic and deterministic models based on Bachu equations, a storage capacity between 4.67×10^9 kg and 8.77×10^9 kg of CO₂ was estimated. Well 15/9-F-1 proved to be the most suitable, with a maximum capacity of 8.77×10^9 kg. These findings confirm the feasibility of the Volve field for CCUS projects, providing a solid foundation for future investigations.

Keywords-- CCUS, python, geological storage, petrophysical properties, CO₂

Evaluación de las características petrofísicas para la factibilidad de almacenamiento de CO₂ en reservorios del campo Volve: Un enfoque en la integración de desarrollo de proyectos CCUS con Python

MSc. Carlos Pazmiño-Uruchima¹; MSc. Karen Ortiz-Acosta¹; MSc. Freddy Carrion-Maldonado¹

¹Escuela Superior Politécnica del Litoral, ESPOL, Facultad de Ingeniería en Ciencias de la Tierra, Campus Gustavo Galindo Km. 30.5 Vía Perimetral, ESPOL, Guayaquil P.O. Box 09-01-5863, Ecuador, cafapazm@espol.edu.ec, klortiz@espol.edu.ec, fpcarrio@espol.edu.ec

Resumen— Las tecnologías de captura, uso y almacenamiento de carbono (CCUS) han evolucionado con la digitalización para optimizar la identificación de sitios adecuados. Este proceso consiste en inyectar y confinar CO₂ en formaciones geológicas subterráneas, como yacimientos de hidrocarburos agotados, para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero. El campo Volve, en Noruega, es un candidato ideal para el almacenamiento de CO₂ debido a su alta porosidad y buena permeabilidad. Para evaluar su capacidad, se analizaron sus propiedades petrofísicas mediante herramientas computacionales avanzadas en Python, utilizando la biblioteca Pandas para procesar y visualizar los datos. El estudio abarcó los pozos 15/9-F-1 A, 15/9-F-1 B y 15/9-F-1, evaluando parámetros clave como porosidad, permeabilidad y volumen de hidrocarburos in situ. Aplicando modelos probabilísticos y determinísticos basados en las ecuaciones de Bachu, se estimó una capacidad de almacenamiento entre 4.67×10^9 kg y 8.77×10^9 kg de CO₂. El pozo 15/9-F-1 resultó ser el más adecuado, con una capacidad máxima de 8.77×10^9 kg. Estos hallazgos confirman la viabilidad del campo Volve para proyectos CCUS, proporcionando una base sólida para futuras investigaciones.

Palabras clave— CCUS, python, almacenamiento geológico, propiedades petrofísicas, CO₂

I. INTRODUCCIÓN

La concentración de gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera ha aumentado rápidamente durante el último siglo, debido a actividades antropogénicas como: deforestación, quema de combustibles fósiles, transporte, agricultura, ganadería, actividades industriales y urbanas. Este incremento ha provocado un aumento significativo en la temperatura global, desencadenando el calentamiento global [1].

El rápido aumento en las concentraciones atmosféricas de los tres principales GEI de origen antropogénico son: dióxido de carbono (CO₂), metano (CH₄) y óxido nitroso (NO_x). El CO₂ es el gas más importante producido por las actividades humanas, principalmente a través de la combustión de combustibles fósiles, ha incrementado su concentración en más de un 30% desde la Revolución Industrial. Por tanto, el

desarrollo de la tecnología de captura de carbono para la reducción de gases de CO₂ es drásticamente importante para el futuro [2].

Los científicos predicen que el calentamiento global de los GEI provocados por el hombre continuarán. Los daños causados por el clima extremo, como sequías, incendios forestales y lluvias torrenciales, se intensificarán más rápido de lo previsto. Se estima que la temperatura media global superará los 1,5 °C en las próximas décadas, con un aumento aún mayor hasta el 2050, afectando todas las regiones del planeta [3].

Debido a estos impactos ambientales, así como a los efectos económicos de las altas emisiones contaminantes y fluctuaciones de los precios de la energía fósil, las energías renovables han ganado popularidad como una fuente sostenible y baja en carbono. Estas contribuyen a reducir el impacto ambiental, avanzar hacia la descarbonización, neutralidad climática y sostenibilidad, alineándose con la Agenda 2030, los Objetivos de Desarrollo Sostenible (ODS) y el Acuerdo de París [4].

El impacto ambiental de la energía renovable depende del efecto de sustitución, que reduce la contaminación al reemplazar la energía fósil, y del efecto tecnológico, vinculado a la inestabilidad de tecnologías en desarrollo. En este contexto, tecnologías como la captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS) y métodos de conversión catalítica de CO₂ a productos y combustibles avanzan en la mitigación de emisiones, mejorando la sostenibilidad energética [2], [4], [5].

Las tecnologías de captura, utilización y almacenamiento de carbono (CCUS) se han convertido en elementos fundamentales para disminuir emisiones de CO₂ en la atmósfera. Estas tecnologías están diseñadas para capturar CO₂ directamente de fuentes de emisión, como centrales eléctricas e instalaciones industriales, evitando su liberación a la atmósfera [6]. El CO₂ capturado se puede almacenar en formaciones geológicas profundas o utilizado en diversas

aplicaciones, como la producción de productos químicos o la recuperación mejorada de petróleo [7].

Una formación geológica profunda con buen potencial de almacenamiento CO₂, es el campo Volve ubicado en el Bloque Comercial 15/9 en el Mar del Norte, contiene yacimientos productivos de petróleo, gas y condensados, fue descubierto en 1993. Según datos de los registros y núcleo, sus propiedades petrofísicas como, porosidad, permeabilidad, análisis detallado de las propiedades de la roca y la correcta correlación entre los datos de núcleo y registro que sugieren que el campo Volve es apto para almacenar CO₂ [8], [9].

Los parámetros del campo se encuentran en la Tabla I. El reservorio tiene cuatro facies principales: areniscas de grano fino con bioturbación, areniscas de grano fino a medio, areniscas de grano medio a grueso con laminación cruzada, y areniscas sin laminación cruzada. Las fracturas en la formación son principalmente de tipo cortante, y su desarrollo afecta la porosidad de las rocas, aunque también se han identificado zonas con posible mejora en la permeabilidad. En un núcleo del pozo 15/9-19 SR, se observó una porosidad secundaria baja, con una capacidad de flujo variable, lo que indica una heterogeneidad en la formación [8].

TABLA I
PARÁMETROS DEL CAMPO VOLVE

Parámetro	Valor
Área, Km ²	6
Morfología	Domo rodeado por fallas
Profundidad, m	2,750 – 3,620
Porosidad, %	23
Permeabilidad, D	1

Fuente: [8]

El análisis de almacenamiento de CO₂ en el campo Volve requiere conocer propiedades del yacimiento tales como porosidad, permeabilidad y saturación de fluidos. Se sugiere el uso del lenguaje de programación Python por su flexibilidad, facilidad y amplia gama de bibliotecas como NumPy, SciPy y Matplotlib, que permiten cálculos numéricos y visualización [10]. Además, cuenta con herramientas para procesar datos geoespaciales, incluidos los datos LiDAR, lo que lo convierte en una opción ideal para análisis y procesamiento de este tipo de información [11].

Este estudio se enfoca en la evaluación de las características petrofísicas para la determinación de la factibilidad del almacenamiento de CO₂ en los reservorios del campo Volve. Esto se lleva a cabo mediante la integración de desarrollo proyectos CCUS con Python.

II. METODOLOGÍA

La metodología para llevar a cabo la evaluación de la capacidad de almacenamiento geológico de CO₂ en tres pozos del campo Volve (Pozo 15/9-F-1 B”, “Pozo 15/9-F-1 A” y “Pozo 15/9-F-1”) se desarrolló mediante un enfoque estructurado en tres fases: la primera fase corresponde a la

recopilación de datos petrofísicos de cada uno de los pozos, el estudio de metodologías de cálculo y análisis de resultados empleando el del lenguaje de programación en Python [12]. Esta perspectiva permitió implementar un análisis integral de las propiedades petrofísicas del reservorio y la viabilidad del entrapamiento de CO₂ como se ilustra en el diagrama de flujo de la Figura 1.

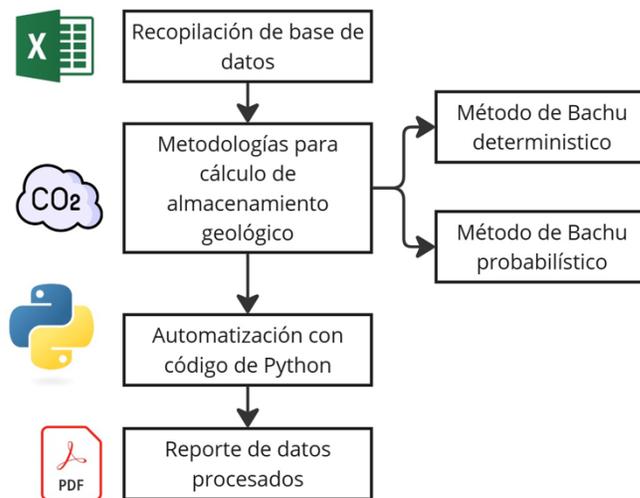


Figura 1. Diagrama de flujo de la metodología usada en este estudio.

A. Etapa I Recopilación de datos

Los datos necesarios para el análisis de la capacidad de almacenamiento geológico de CO₂ fueron recopilados a partir de fuentes confiables, correspondientes a artículos científicos, tesis y bases de datos públicas. Los datos tienen un enfoque sobre las características petrofísicas de los pozos del campo Volve, tales como porosidad, permeabilidad, profundidad, saturación de fluidos y factor volumétrico de formación (Bo). Los datos correspondientes a la densidad del CO₂ se obtuvieron mediante interpolación utilizando la curva de Paredez-Ángeles. Adicionalmente, se emplearon registros históricos de producción para determinar el factor de recobro [13].

B. Etapa II Desarrollo de metodologías (Almacenamiento de CO₂)

La capacidad de almacenamiento geológica de CO₂ fue calculado mediante la aplicación en conjunto de los métodos de Bachu determinístico y probabilístico. La base de este proceso fue la ecuación determinística de Bachu [14] la cual considera las propiedades petrofísicas del yacimiento y condiciones de CO₂ en términos de profundidad como se observa en la ecuación 1.

$$M_{CO2t} = \rho_{CO2} * \left(\frac{Rf * OOIP}{Bo} - wi + wp \right) \text{ Ec 1.0}$$

Donde:

ρ_{CO2r} : Densidad de CO₂ en condiciones de yacimiento [kg / m³]

Rf : Factor de recobro

Bo : Factor volumétrico de formación del petróleo [By/Bn]

$OOIP$: Volumen de petróleo in situ [m³]

Viw : Volumen de agua inyectado [m³]

Vpw : Volumen de agua producido [m³]

Al ser el campo Volve un yacimiento depletado se asume un valor de agua producida igual a agua inyectada [15], por lo cual se eliminan estos términos de la ecuación simplificándola a una más simple, tal como lo indica la ecuación 2.

$$M_{CO2t} = \rho_{CO2} * \left(\frac{Rf * OOIP}{Bo} \right) \text{ Ec 2.0}$$

Posteriormente esta ecuación fue convertida en un método probabilístico para incorporar incertidumbre a los cálculos. Esto se obtuvo generando muestras aleatorias del factor volumétrico de formación (Bo), en donde se utilizó una distribución normal ya que el Bo maneja esta tendencia en un reservorio [16], para que mediante herramientas como Python se obtenga un rango de valores de almacenamiento en lugar de un único valor.

C. Etapa III Análisis y simulación

La automatización del cálculo del almacenamiento geológico de CO₂ fue implementada gracias al uso de bibliotecas especializadas de Python, tales como Symply para cálculos matemáticos, Numpy para el manejo de matrices, Matplotlib para el desarrollo de gráficas y Pandas con el cual se crea el reporte final en formato PDF [17]. Estas herramientas lograron integrar los datos recopilados, las ecuaciones planteadas por Bachu para el cálculo de almacenamiento geológico de CO₂ y la generación de gráficos y reportes usando Python. El proceso detallado para crear el script se lo puede observar en la Figura 2.

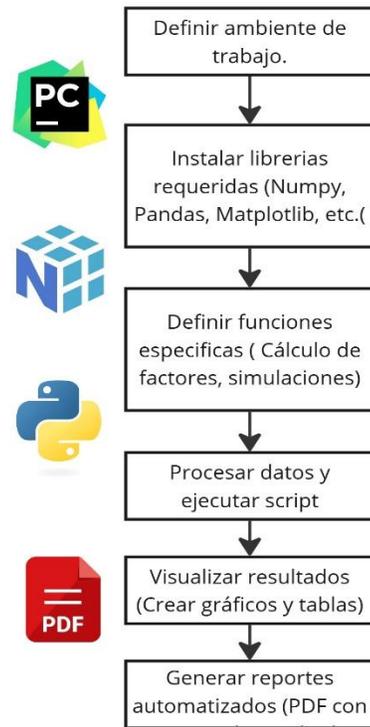


Figura 2. Proceso técnico del trabajo con Python.

Los puntos relevantes del código se enfocan en tres aspectos:

1. Interpolación de la densidad de CO₂ en función de la profundidad mediante un polinomio de Lagrange.
2. Generación de valores probabilísticos de Bo , simulando escenarios alternativos.
3. Cálculo de la capacidad de almacenamiento geológico utilizando los valores simulados y las propiedades petrofísicas de cada pozo del campo Volve.

D. Visualización y reportes

Los resultados del análisis de la capacidad de almacenamiento se presentaron en forma de gráficos donde se visualiza los mejores candidatos y tablas en las cuales se puede apreciar los valores exactos de capacidad de almacenamiento. En el reporte se destaca la variabilidad de capacidad de almacenamiento entre los pozos estudiados. Adicionalmente se generó un reporte automatizado en formato PDF que presenta los cálculos realizados, gráficos y análisis de resultados de la data procesada.

III. ANALISIS Y RESULTADOS

A. ANALISIS

El estudio de almacenamiento geológico de CO₂ en el campo Volve ha permitido evaluar las propiedades petrofísicas y su influencia en la capacidad de almacenamiento del gas. A partir del análisis de datos obtenidos mediante metodologías

determinísticas y probabilísticas, se identificaron variaciones en la eficiencia del almacenamiento en función de la profundidad, la porosidad y la permeabilidad del reservorio [18]. La aplicación de herramientas computacionales en Python ha permitido modelar estos fenómenos con mayor precisión y minimizar la incertidumbre en la estimación de la capacidad de almacenamiento [19].

Uno de los principales factores que influye en la variabilidad del almacenamiento de CO₂ es la relación entre el factor volumétrico de formación del petróleo (Bo) y la densidad del CO₂ en condiciones de yacimiento. Se observó que los valores de Bo presentan distribuciones no uniformes a lo largo de las distintas profundidades evaluadas, afectando directamente la masa total de CO₂ que puede ser almacenada en cada pozo. En este sentido, el empleo de un enfoque probabilístico permitió generar escenarios que reflejan la variabilidad inherente del sistema, brindando una representación más realista del comportamiento del yacimiento ante la inyección de CO₂ [20].

Adicionalmente, la aplicación de interpolaciones polinómicas permitió estimar la densidad del CO₂ en función de la profundidad, lo que facilitó la automatización de los cálculos en Python y redujo el margen de error en la determinación de la capacidad de almacenamiento. Se observó que a profundidades mayores la densidad del CO₂ se mantiene estable, lo que sugiere que las variaciones en la capacidad de almacenamiento responden en mayor medida a la estructura del reservorio y las propiedades petrofísicas específicas de cada pozo [21].

El análisis también destaca la importancia del control de movilidad del CO₂ dentro del yacimiento, ya que la presencia de heterogeneidades en la formación puede influir en la eficiencia de la inyección y distribución del gas. Se identificó que los pozos con mayor permeabilidad relativa permiten una mejor distribución del CO₂ en la matriz rocosa, incrementando el volumen efectivo de almacenamiento. Sin embargo, en algunas zonas se evidenciaron variaciones en la saturación de fluidos, lo que podría afectar la retención del CO₂ en el tiempo y requeriría un monitoreo continuo [22].

Finalmente, los resultados obtenidos en esta fase de análisis sientan las bases para la interpretación detallada de la capacidad de almacenamiento de CO₂ en los pozos estudiados, la cual será abordada en la siguiente sección de resultados.

B. RESULTADOS

El almacenamiento y transporte de CO₂ presenta diversos desafíos, siendo el principal la presencia de impurezas en el flujo. Especialmente, en redes de tuberías y centros de recolección donde convergen múltiples fuentes de CO₂, compuestos como el sulfuro de hidrógeno (H₂S) y óxidos de azufre (SO_x) pueden causar corrosión y elevar

significativamente los costos de los materiales. Gases no condensables como el oxígeno (O₂), nitrógeno (N₂) y argón (Ar) aumentan la presión en tuberías y depósitos, generando mayores costos de transporte [23]. Además, El agua libre en el CO₂ y otros gases ácidos representa un problema grave, ya que favorece la formación de hidratos y acelera la corrosión en las paredes internas de la tubería [24].

El transporte eficiente de CO₂, requiere que el CO₂ esté en su fase supercrítica, pero esta es altamente sensible a cambios de elevación e impurezas, lo que afecta su comportamiento y la termodinámica del proceso. Estas variaciones influyen en la despresurización, regímenes de flujo y condiciones operativas de las tuberías [25].

El funcionamiento seguro de CCUS requiere un monitoreo avanzado de CO₂, enfrentando desafíos como la predicción de reacciones químicas, análisis de fallas por inyección y diseño óptimo de estudios sísmicos para detectar el CO₂ con precisión [26]. A pesar de los avances en la eficiencia de la potencia informática, aún existen barreras para la adopción generalizada del monitoreo de CCUS [25].

Otro desafío, es la inyección excesiva de CO₂ que puede generar altas presiones locales, reactivando fallas al alterar las condiciones de tensión. Esto reduce la tensión normal efectiva y puede provocar una falla por corte [27]. La inyección de CO₂ también puede alterar las distribuciones de tensión subterránea y contribuir a la sismicidad inducida [25].

El volumen de CO₂ inyectado puede controlarse calculando su cantidad en kg/m³. A continuación, en la Tabla II, se presentan los resultados del cálculo del almacenamiento de CO₂, realizado mediante simulación en Python, para los pozos 15-9-F-1B (Figura 3), 15-9-F-1A (Figura 4) y 15-9-F-1 (Figura 5).

TABLA II
Resultado método determinístico pozo 15-9-f-1b

Pozos	Profundidad [m]	Densidad CO ₂ [Kg/m ³]	Bo samples [By/Bn]	Capacidad Almacenamiento CO ₂ [Tons]
15-9-F-1B	3276.0	720.00	0.75	9721,80 ± 200

Fuente: Elaboración propia

TABLA III
Resumen de los mejores resultados obtenidos: método probabilístico

Pozos	Profundidad [m]	Densidad CO ₂ [Kg/m ³]	Bo samples [By/Bn]	Capacidad Almacenamiento CO ₂ [Tons]
15-9-F-1B	3264.20	720.00	1.08	6751.25 ± 150
15-9-F-1A	3435.00	720.00	1.23	5967.95 ± 190
15-9-F-1	3330.20	720.00	0.83	8771.41 ± 204

Fuente: Elaboración propia

Como se observa en la Tabla II los resultados al usar el método determinístico son sobreestimados ya que se considera un valor de B_0 para un yacimiento homogéneo y no para uno heterogéneo.

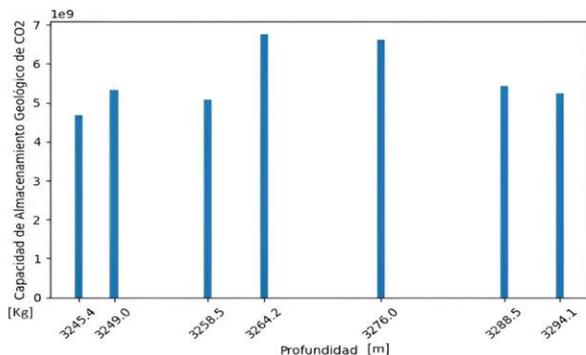


Figura 3. Capacidad de almacenamiento geológico de CO₂ por profundidad del pozo 15-9-F-1B.
Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 3, se observa que el punto de almacenamiento de CO₂ corresponde a una profundidad de 3264,20 m.

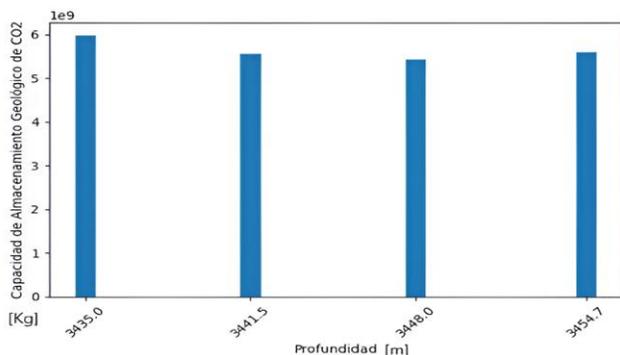


Figura 4. Capacidad de almacenamiento geológico de CO₂ por profundidad del pozo 15-9-F-1A.
Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 4, se analiza que el punto de almacenamiento de CO₂ corresponde a una profundidad de 3435,00 m.

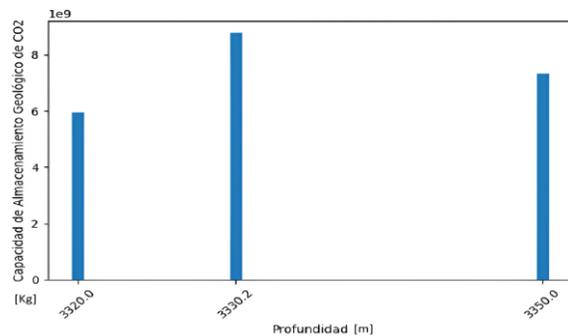


Figura 5. Capacidad de almacenamiento geológico de CO₂ por profundidad del pozo 15-9-F-1.
Fuente: Elaboración propia.

En la Figura 5, se ilustra de manera clara que el punto de almacenamiento de CO₂ corresponde a una profundidad de 3330.20 m.

El análisis de la capacidad de almacenamiento geológico de CO₂ en el campo Volve muestra variaciones significativas según la profundidad. En la Tabla II se observa que la menor capacidad de almacenamiento se encuentra a 3435.00 metros, con un valor aproximado de 5.96×10^9 kg de CO₂ (pozo 15-9-F-1A), mientras que la mayor capacidad se alcanza a 3330.20 metros, con un valor de 8.77×10^9 kg (pozo 15-9-F-1). Esto establece un rango de almacenamiento entre 5.96×10^9 kg y 8.77×10^9 kg, lo que refleja la variabilidad del potencial de almacenamiento a diferentes profundidades.

IV. CONCLUSIONES

Es importante no sobreestimar la capacidad de almacenamiento ya que la inyección excesiva de CO₂ puede alterar las condiciones petrofísicas de la roca, pudiendo darse una fuga. De igual manera, el monitoreo avanzado de CO₂ aún es un reto, porque que implica la predicción de reacciones químicas, el análisis de fallas por inyección y la implementación de tecnologías de detección sísmica precisas. El uso de librerías especializadas en Python permitió optimizar el cálculo de la capacidad de almacenamiento de CO₂, detectar anomalías y reducir la incertidumbre en la toma de decisiones petrofísicas. Esto permitió la identificación del pozo 15-9-F-1 como el más adecuado para almacenar hasta 8.77×10^9 kg de CO₂, destacando cómo la programación puede resolver problemas complejos en proyectos de almacenamiento geológico.

El campo Volve es viable para el almacenamiento de CO₂, se determinó que la capacidad de almacenaje tiene un rango entre 4.67×10^9 kg y 8.77×10^9 kg, esta variabilidad se debe a factores como el cambio en el factor volumétrico de formación y las características geológicas del yacimiento.

La transformación de modelos tradicionales en aproximaciones probabilísticas permitió abordar la incertidumbre asociada con parámetros clave, como el factor

volumétrico de formación. Esto proporciona una visión más realista de los escenarios posibles, haciendo que los resultados sean aplicables no solo al campo Volve, sino también a yacimientos similares en el futuro.

REFERENCIAS

- [1] T. V. Ramachandra, B. H. Aithal, and K. Sreejith, "GHG footprint of major cities in India," *Renewable and Sustainable Energy Reviews*, vol. 44, pp. 473–495, Apr. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.12.036.
- [2] Y. Amao, "Formate dehydrogenase for CO₂ utilization and its application," *Journal of CO₂ Utilization*, vol. 26, pp. 623–641, Jul. 2018, doi: 10.1016/j.jcou.2018.06.022.
- [3] Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático, "National Aeronautics and Space Administration," <https://science.nasa.gov/climate-change/effects/>. Accessed: Feb. 01, 2025. [Online]. Available: <https://science.nasa.gov/climate-change/effects/>
- [4] R. Li, Q. Wang, and Lejia Li, "Does renewable energy reduce per capita carbon emissions and per capita ecological footprint? New evidence from 130 countries," *Energy Strategy Reviews*, vol. 49, p. 101121, Sep. 2023, doi: 10.1016/j.esr.2023.101121.
- [5] J. F. D. Tapia, J.-Y. Lee, R. E. H. Ooi, D. C. Y. Foo, and R. R. Tan, "A review of optimization and decision-making models for the planning of CO₂ capture, utilization and storage (CCUS) systems," *Sustain Prod Consum*, vol. 13, pp. 1–15, Jan. 2018, doi: 10.1016/j.spc.2017.10.001.
- [6] P. R. Yaashikaa, P. Senthil Kumar, A. Saravanan, S. Karishma, and G. Rangasamy, "A biotechnological roadmap for decarbonization systems combined into bioenergy production: Prelude of environmental life-cycle assessment," *Chemosphere*, vol. 329, p. 138670, Jul. 2023, doi: 10.1016/j.chemosphere.2023.138670.
- [7] E. Hanson, C. Nwakile, and V. O. Hammed, "Carbon capture, utilization, and storage (CCUS) technologies: Evaluating the effectiveness of advanced CCUS solutions for reducing CO₂ emissions," *Results in Surfaces and Interfaces*, vol. 18, p. 100381, Jan. 2025, doi: 10.1016/j.rsurfi.2024.100381.
- [8] Norsk, "Volve." Accessed: Jan. 25, 2025. [Online]. Available: <https://www.norskpetroroleum.no/en/facts/field/volve/>
- [9] J. Granadillo, "Formación Hugin del Campo Volve del mar del norte por medio de una Evaluación del proceso de Recuperación Secundaria mediante Inyección de agua empleando Simulación numérica de yacimientos," Universidad Central de Venezuela, Caracas, 2018.
- [10] C. Hosmer, Python Forensics. A Workbench for Inventing and Sharing Digital Forensic Technology. 2014. doi: <https://doi.org/10.1016/C2013-0-09975-6>.
- [11] Q. Guo, Y. Su, and T. Hu, "LiDAR Data Formats," *LiDAR Principles, Processing and Applications in Forest Ecology*, pp. 89–115, Jan. 2023, doi: 10.1016/B978-0-12-823894-3.00004-9.
- [12] J. Arteaga, «EVALUACIÓN PETROFÍSICA DE REGISTROS DE POZOS PETROLÍFEROS UTILIZANDO PYTHON,» 2021. [En línea]. Available: <https://repositorio.upse.edu.ec/bitstream/46000/9064/4/UPSE-TIP-2023-0002.pdf>.
- [13] J. Mariño, «Posibilidades de captura y almacenamiento geológico de CO₂ (CCS) en Colombia – caso Tauramena (Casanare),» 2018. [En línea]. Available: <http://dx.doi.org/10.18273/revbol.v40n1-2018007>.
- [14] A. Chadwich y J. Prado, «Almacenamiento de CO₂: Metodología de estimación de capacidades,» 2009. [En línea]. Available: http://www.conama9.conama.org/conama9/download/files/CTS/2601_AH_urtado.pdf.
- [15] EQUINOR, «Conjunto de datos de campo de Volve,» 2024. [En línea]. Available: <https://www.equinor.com/energy/volve-data-sharing>.
- [16] J. Arteaga, «Desarrollo de una Herramienta Informática para la Simulación de Reportes PVT en los Pozos del Oriente Ecuatoriano de la Arena U Inferior,» 2020. [En línea]. Available: <https://doi.org/10.33333/rp.vol46n1.02>.
- [17] I. Challenger, «El lenguaje de programación Python/The programming language Python,» 2014. [En línea]. Available: <https://www.redalyc.org/articulo.oa?id=181531232001>.
- [18] C. d. Dios, «Procedimientos de laboratorio para la caracterización petrofísica y el control de almacenes geológicos de CO₂ en acuíferos salinos profundos,» 2018. [En línea]. Available: https://www.researchgate.net/publication/351903723_Procedimientos_de_laboratorio_para_la_caracterizacion_petrofisica_y_el_control_de_almacenes_geologicos_de_CO2_en_acuiferos_salinos_profundos/link/60af48e2299bf13438ebceab/download?_tp=eyJjb250ZXh0Ijp7ImZp.
- [19] J. Tarapu, R. Barros y M. Blanco, «Optimizing carbon dioxide trapping for geological storage, » 2023. [En línea]. Available: <https://doi.org/10.48550/arXiv.2312.13512>.
- [20] A. Sanchez, «Metodología para estimar la capacidad de almacenamiento geológico de CO₂ en,» 2024. [En línea]. Available: http://boletinsgm.igeolcu.unam.mx/bsgm/vols/epoca04/7601/A201223_SanchezdeVega.pdf.
- [21] S. Holloway, «TRANSPORTE, INYECCIÓN Y ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE DIÓXIDO DE CARBONO,» 2010. [En línea]. Available: https://www.ipcc-nggip.iges.or.jp/public/2006gl/spanish/pdf/2_Volume2/V2_5_Ch5_CCS.pdf.
- [22] B. Metz, «LA CAPTACIÓN Y EL ALMACENAMIENTO DE DIÓXIDO DE CARBONO,» 2015. [En línea]. Available: https://archive.ipcc.ch/pdf/special-reports/srccs/srccs_spm_ts_sp.pdf.
- [23] B. Dindoruk, R. R. Ram, and S. Sanyal, "Phase Behavior Modeling of Acid-Gas Aqueous Systems CO₂, H₂S, CH₄, Water and In-Situ pH Measurements in Applications to Wellbore Integrity and Top-of-Line Corrosion," oct. 2020, doi: <https://doi.org/10.2118/201341-MS>.
- [24] S. K. Mahjour and S. A. Faroughi, "Risks and uncertainties in carbon capture, transport, and storage projects: A comprehensive review," *Gas Science and Engineering*, vol. 119, nov. 2023, doi: 10.1016/j.jgsce.2023.205117.
- [25] Z. Rui, L. Zeng, and B. Dindoruk, "Challenges in the Large-Scale Deployment of CCUS," 2024, doi: 10.1016/j.
- [26] M. Fawad and N. H. Mondol, "Monitoring geological storage of CO₂: a new approach," *Sci Rep*, vol. 11, no. 1, Dec. 2021, doi: 10.1038/s41598-021-85346-8.
- [27] S. Khan, Y. Khulief, R. Juanes, S. Bashmal, M. Usman, and A. Al-Shuhail, "Geomechanical modeling of CO₂ sequestration: A review focused on CO₂ injection and monitoring," jun. 01, 2024, *Elsevier Ltd*. doi: 10.1016/j.jece.2024.112847.