

CO₂ en el subsuelo: que debemos saber de termodinámica, comportamiento de fase y principios de almacenamiento geológico.

Carlos Vega-Ortiz^{1*}, Joel Rosales Rodríguez², José Leonel

Larios Ferrer¹, Luis Gerardo Navarro Tovar³

1. Universidad Politécnica de la Energía. Tula de Allende, Hidalgo, México.

2. ESIA-Ticomán, Instituto Politécnico Nacional. Ciudad de México, México.

3. University of Edinburgh. Edinburgh, Scotland, United Kingdom.

* Carlos Vega-Ortiz, carlos.vega@upenergia.edu.mx

Palabras Clave: CO₂ supercrítico; almacenamiento geológico; propiedades termodinámicas; ecuaciones de estado; captura de carbono; CCS Tula

Palabras Clave

- Propiedades termodinámicas del CO₂ en el subsuelo.
- Principios de ingeniería de yacimientos aplicados al almacenamiento geológico.
- Interacción del CO₂ con salmueras, minerales y fluidos de formación.
- Criterios geológicos para seleccionar rocas almacén y rocas sello.
- Ejemplos prácticos de sistemas de inyección y análogos naturales.

Resumen

El almacenamiento geológico de dióxido de carbono (CO₂) es una estrategia tecnológica clave dentro de las actividades enfocadas a reducir emisiones de CO₂ a gran escala y con ello contribuir a la mitigación del cambio climático. La viabilidad técnica y la seguridad a largo plazo de los proyectos de captura y almacenamiento de carbono (CCS) penden de una comprensión detallada del comportamiento termodinámico del CO₂ bajo condiciones de presión y temperatura propias del subsuelo. Este artículo ofrece una revisión dirigida a geólogos e ingenieros petroleros sobre las propiedades termodinámicas más relevantes del CO₂ y su aplicación en el diseño y evaluación de proyectos de almacenamiento profundo.

Se analiza el papel del estado supercrítico del CO₂ —relevante a profundidades mayores a 800m— en la optimización del volumen inyectado, la eficiencia del desplazamiento en medios porosos y la estabilidad del almacenamiento. El CO₂ en este estado presenta una combinación de alta densidad, baja viscosidad y elevada energía interna, lo que mejora su comportamiento como fluido de inyección, así como su interacción con la litología/mineralogía y los fluidos en el yacimiento. Las variaciones de estas propiedades del CO₂ con la presión y temperatura influyen en la flotabilidad, la disolución en salmueras, la generación de ácido carbónico y las reacciones de mineralización que pueden inmovilizar el carbono en forma de carbonatos estables.

En el presente trabajo también discute cómo las propiedades termodinámicas del CO₂ permiten definir condiciones óptimas para la selección de formaciones geológicas candidatas, mediante criterios de selección que consideran la profundidad, presión de poro, porosidad, permeabilidad, temperatura y composición mineralógica, principalmente. Estos parámetros influyen directamente en los mecanismos de atrapamiento estructural, capilar, por solubilidad y mineral, y son fundamentales para minimizar riesgos de fuga y maximizar la eficiencia del almacenamiento. Se muestran visitas de campo en depósitos naturales de travertino asociados con agua con alta concentración de CO₂ en Hierve el Agua, Oaxaca, y en Crystal Geysers, Utah, que ilustran procesos de disolución y mineralización del carbono.

Finalmente, se presentan herramientas conceptuales como los diagramas de fase y las ecuaciones de estado para modelar el comportamiento del CO₂ en escenarios de almacenamiento. Se destaca la importancia de integrar la termodinámica con la caracterización geológica y geoquímica para seleccionar sitios adecuados y diseñar operaciones seguras y duraderas.

Abstract

Geological storage of carbon dioxide (CO₂) is a key technological strategy within large-scale efforts to reduce

CO₂ emissions and thus contribute to climate change mitigation. The technical feasibility and long-term safety of carbon capture and storage (CCS) projects depend on a detailed understanding of the thermodynamic behavior of CO₂ under the pressure and temperature conditions typical of the subsurface. This article provides a review aimed at geologists and petroleum engineers on the most relevant thermodynamic properties of CO₂ and their application in the design and evaluation of deep storage projects.

The role of the supercritical state of CO₂—relevant at depths greater than 800m—is analyzed in relation to optimizing the injected volume, improving displacement efficiency in porous media, and enhancing storage stability. In this state, CO₂ exhibits a combination of high density, low viscosity, and high internal energy, which improves its performance as an injection fluid and influences its interaction with lithology/mineralogy and in-situ fluids. Variations in these CO₂ properties with pressure and temperature affect buoyancy, dissolution in brines, carbonic acid formation, and mineralization reactions that can immobilize carbon as stable carbonates.

This work also discusses how the thermodynamic properties of CO₂ help define optimal conditions for selecting candidate geological formations, using selection criteria that primarily consider depth, pore pressure, porosity, permeability, temperature, and mineral composition. These parameters directly influence structural, capillary, solubility, and mineral trapping mechanisms, and are critical to minimizing leakage risks and maximizing storage efficiency. We provide examples of natural travertine deposition associated with CO₂-rich water in Hierve el Agua, Oaxaca, and at Crystal Geysers in Utah, illustrating processes of carbon dissolution and mineralization.

Finally, conceptual tools such as phase diagrams and equations of state are presented to model CO₂ behavior in storage scenarios. The importance of integrating thermodynamics with geological and geochemical

characterization is emphasized to support the selection of suitable sites and the design of safe and long-lasting operations.

1. Introducción

Ante la urgencia de mitigar los efectos del calentamiento global y cumplir con los compromisos del Acuerdo de París (IEA, 2024; UNFCCC, 2015), el desarrollo de tecnologías eficaces para la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero se ha vuelto prioritario, como es el caso del dióxido de carbono (CO₂). En este contexto, la captura y almacenamiento geológico de dióxido de carbono (CCS: *Carbon, Capture & Storage*) representa una estrategia clave para reducir las emisiones industriales de CO₂ a gran escala. La descripción termodinámica del CO₂ en estado supercrítico (CO_{2-sc}) es fundamental para el diseño y operación de proyectos de captura y almacenamiento de CO₂ en ingeniería de yacimientos (Benson and Cole, 2008). La compresibilidad del CO_{2-sc} (Figura 1), influenciada por la presión y la temperatura, afecta directamente su comportamiento durante la inyección y almacenamiento, determinando su capacidad para llenar y permanecer en los espacios porosos de las formaciones almacenadoras. Las ecuaciones de estado son herramientas indispensables para modelar sus propiedades termodinámicas y predecir transiciones de fase entre estados gaseoso, líquido y supercrítico, lo que optimiza las estrategias de inyección y monitoreo (Gallagher et al., 1993). Asimismo, la solubilidad del CO_{2-sc} en agua de formación es relevante para evaluar reacciones químicas que pueden modificar las características del yacimiento, como la formación de ácido carbónico (Ellis and Golding, 1963). Por último, la mineralización, donde el CO_{2-sc} reacciona con minerales del subsuelo para formar carbonatos estables, aporta un mecanismo de almacenamiento permanente y seguro. Estos aspectos termodinámicos permiten desarrollar proyectos de CCS más eficientes y confiables, garantizando su sostenibilidad a largo plazo.

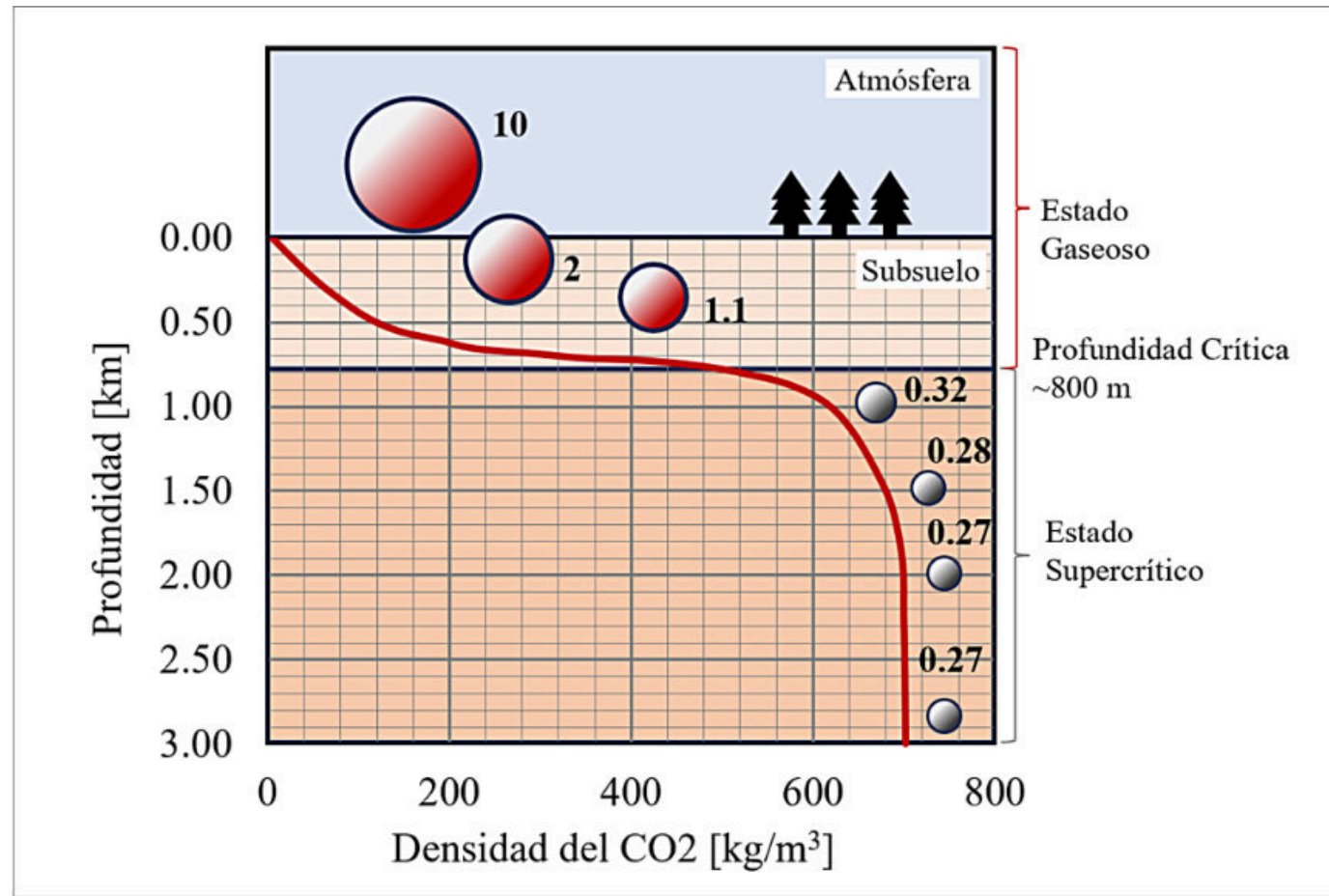


Figura 1. Representación de la compresibilidad del CO₂ y el cambio de estado de fase gaseosa a supercrítica (NETL, 2024).

2. Termodinámica del CO₂

Dependiendo de las condiciones de presión y temperatura, el CO₂ puede existir en cuatro estados de la materia: sólido, líquido, gas y fluido supercrítico (Figura 2). Los tres primeros estados son fácilmente identificables a través de la experiencia cotidiana, ya que están presentes en múltiples contextos sensoriales de la vida diaria. El estado supercrítico, en cambio, corresponde a una condición física menos intuitiva y no observable directamente en ambientes naturales cercanos a la superficie. Este estado no representa una anomalía ni una ruptura del equilibrio termodinámico (Equilibrio Vapor-Líquido descrito con ecuaciones cúbicas de estado), sino una región específica del diagrama de fases en la que desaparece la distinción entre las fases líquida y gaseosa,

la cual ocurre cuando la sustancia es sometida a condiciones de presión y temperatura superiores a su punto crítico; en el caso del CO₂, esto sucede por encima de 31.1 °C y 1071 psi (Sandler, 2006).

En este estado supercrítico, el fluido conserva una densidad elevada, comparable a la de un líquido, mientras que su viscosidad y difusividad se asemejan a las de un gas. No existe tensión superficial, ya que ha desaparecido la interfaz entre fases, y el sistema se comporta como una sola fase en equilibrio, aunque con características intermedias. Sin embargo, el estado supercrítico no debe confundirse con condiciones metaestables, en las cuales el sistema permanece temporalmente fuera del equilibrio termodinámico. Un ejemplo cotidiano de metaestabilidad ocurre al calentar agua en un horno de microondas dentro

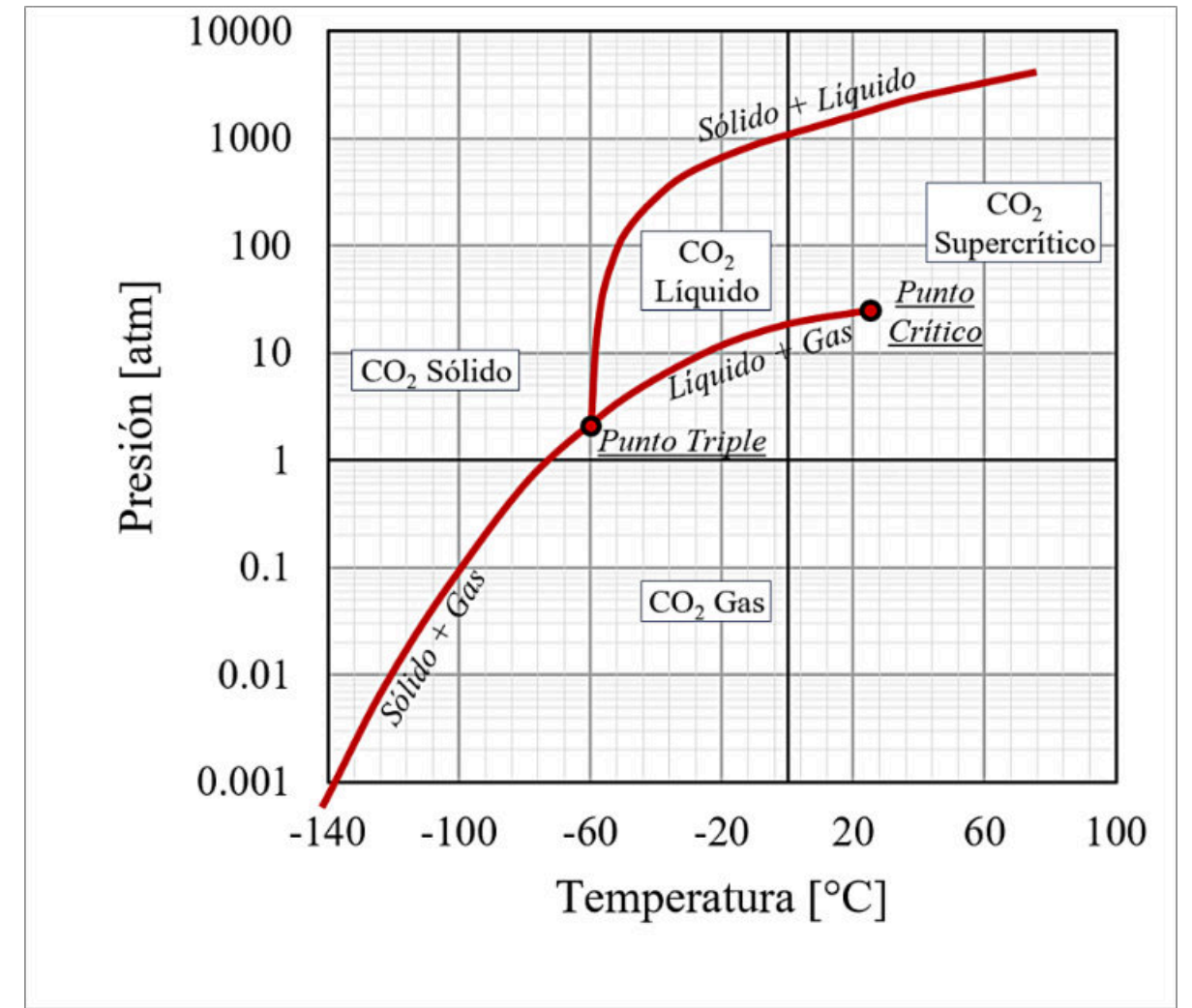


Figura 2. Diagrama de Fases del CO₂.

de un recipiente limpio y sin rugosidades, en ausencia de centros de nucleación, el agua puede alcanzar temperaturas superiores a su punto de ebullición sin iniciar el cambio de fase (Cho et al., 2014). Esta condición es inestable: al introducir una cuchara o verter azúcar, se libera de forma abrupta la energía acumulada, generando una ebullición súbita. Aunque este fenómeno no corresponde a un estado supercrítico, sí ilustra cómo un fluido puede presentar un comportamiento inusual cuando las condiciones físicas impiden el desarrollo normal de las transiciones de fase.

La fase supercrítica es especialmente significativa en el contexto del almacenamiento geológico de CO₂. En este estado, el CO_{2-sc} tiene una densidad considerablemente alta, lo que facilita su inyección eficiente en formaciones

geológicas que tienen propiedades adecuadas de porosidad y permeabilidad. Esta característica optimiza no solo el volumen efectivo de almacenamiento, sino que también mejora la movilidad y el control del CO_{2-sc} dentro del yacimiento, permitiendo que se almacenen grandes cantidades del gas en espacios relativamente reducidos. Esta propiedad es fundamental para la viabilidad técnica y económica de los proyectos de almacenamiento de CO_{2-sc} a largo plazo. Una comprensión clara de las transiciones de fase permite a los ingenieros diseñar sistemas de inyección y monitoreo más robustos, que garantizan que se mantengan las condiciones óptimas necesarias para preservar el CO_{2-sc} en el subsuelo. La gestión adecuada de estas transiciones, junto con la consideración de las condiciones ambientales y geológicas locales, es clave

para realizar inyecciones seguras y efectivas, minimizando el riesgo de fugas y optimizando la captura de carbono.

2.1 Termodinámica de fluidos y ecuaciones de estado

El análisis del comportamiento del CO₂ en condiciones de almacenamiento geológico requiere una descripción precisa de la termodinámica de fases, en particular de las relaciones entre presión, temperatura y volumen molar. Estas relaciones se representan en el diagrama de fases presión-temperatura (P-T), que delimita las regiones de existencia de cada estado de la materia (sólido, líquido, gas y supercrítico), así como las zonas de transición entre ellos. La curva de equilibrio vapor-líquido (VLE) define los estados en los que coexisten ambas fases en equilibrio termodinámico, y culmina en el punto crítico, una condición singular donde convergen las propiedades de las fases líquida y gaseosa, más allá de la cual el fluido entra en estado supercrítico.

El modelado cuantitativo de estas relaciones se realiza mediante ecuaciones de estado (EoS), expresiones termodinámicas que relacionan presión, volumen y temperatura del fluido. La ecuación de Van der Waals (Waals, 1873) fue la primera formulación empírica en describir el comportamiento de gases no ideales, al incorporar el volumen finito de las moléculas y las fuerzas de atracción intermoleculares. Sin embargo, su capacidad predictiva es limitada para condiciones de alta presión o cerca del punto crítico, lo que restringe su aplicabilidad en ingeniería. En la Figura 3 se presenta la compresibilidad del CO₂ a 38 °C con base en datos experimentales del NIST, comparada con predicciones de distintas EoS desarrolladas en épocas recientes. La transición de fase vapor a supercrítico se observa cerca de 1071 psi donde se acentúa la compresibilidad. La ecuación de Peng-Robinson (PR) subestima la compresibilidad en esa región, mientras que las versiones de Redlich-Kwong (RK, SRK) muestran inconsistencias. En cambio, las ecuaciones de Patel-Teja

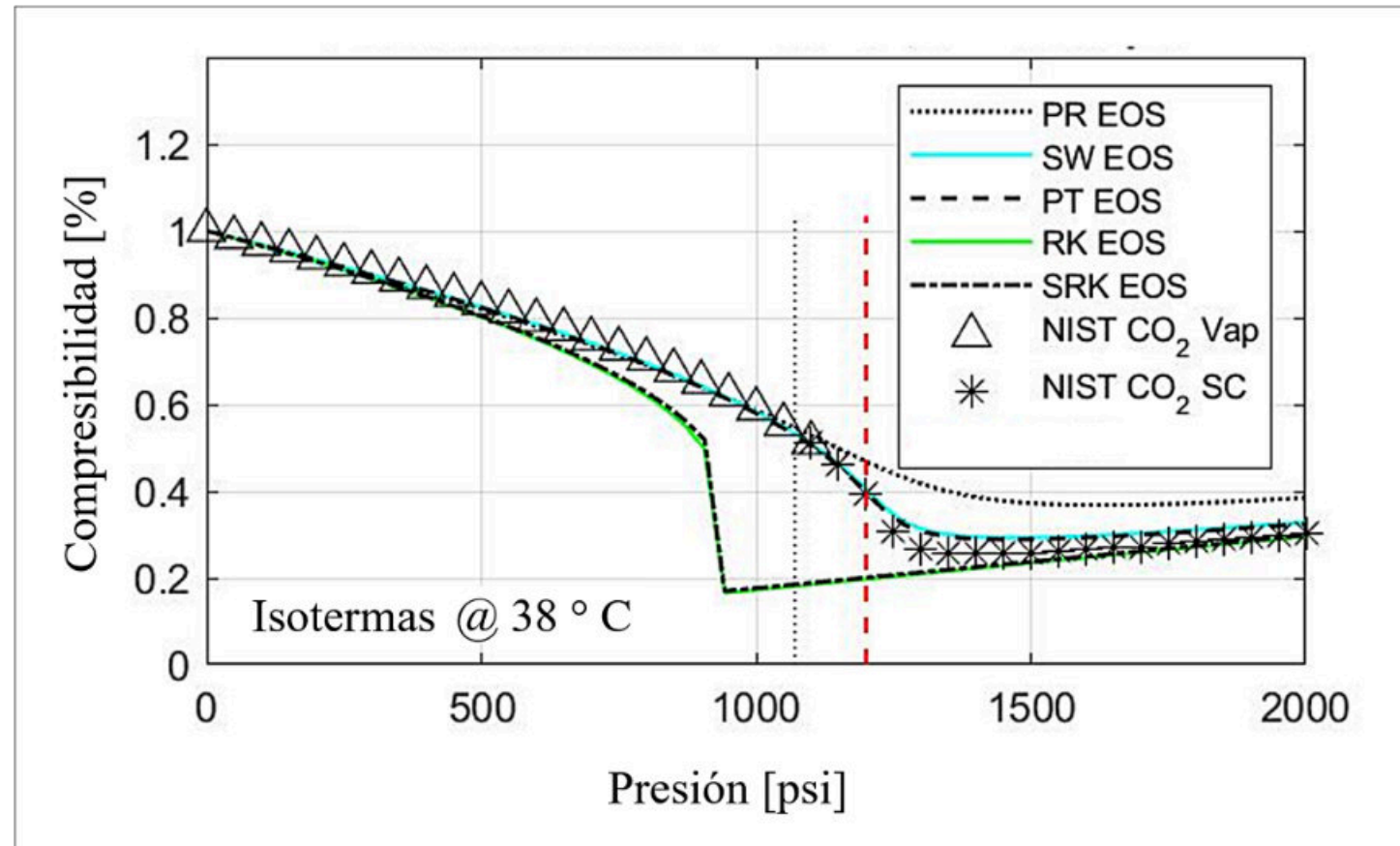


Figura 3. Compresibilidad de CO₂ derivada de Ecuaciones de Estado.

(PT) y Schmidt-Wenzel (SW) representan con mayor precisión el comportamiento observado (Patel and Teja, 1982; Peng and Robinson, 1976; Redlich and Kwong, 1949; Schmidt and Wenzel, 1980).

La relevancia de la compresibilidad para ingeniería de yacimientos radica en que este parámetro determina el volumen que el CO₂ puede ocupar en el medio poroso de la roca almacén. Por ello, la elección de una ecuación de estado adecuada es clave para caracterizar con precisión el comportamiento del fluido en condiciones de inyección y almacenamiento geológico. Una estimación confiable de la compresibilidad mejora la evaluación del volumen en

situ y permite predecir con mayor certeza el desempeño del yacimiento bajo condiciones supercríticas.

2.2 Propiedades de flujo

El comportamiento supercrítico del CO_{2-SC} se manifiesta con claridad en el incremento progresivo de su densidad conforme aumenta la presión. A 80 °C, el CO_{2-SC} supera su punto crítico y transita hacia un estado denso-comprimido, alcanzando valores superiores a 600 kg/m³ a presiones cercanas a 3000 psi (Figura 4). Esta densidad es intermedia entre la de los gases comprimidos (como el CH₄ y el N₂, que se estabilizan en torno a 150–200 kg/m³) y la de H₂O líquido, que permanece prácticamente constante alrededor de 1000 kg/m³ (NIST, 2024). Este

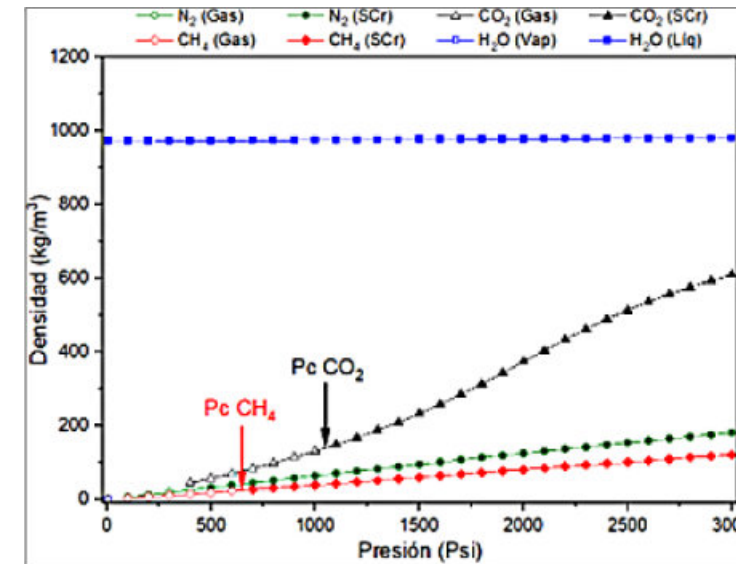


Figura 4. Comparativo de densidad a 80 °C en diferentes fluidos (Datos de NIST, 2026).

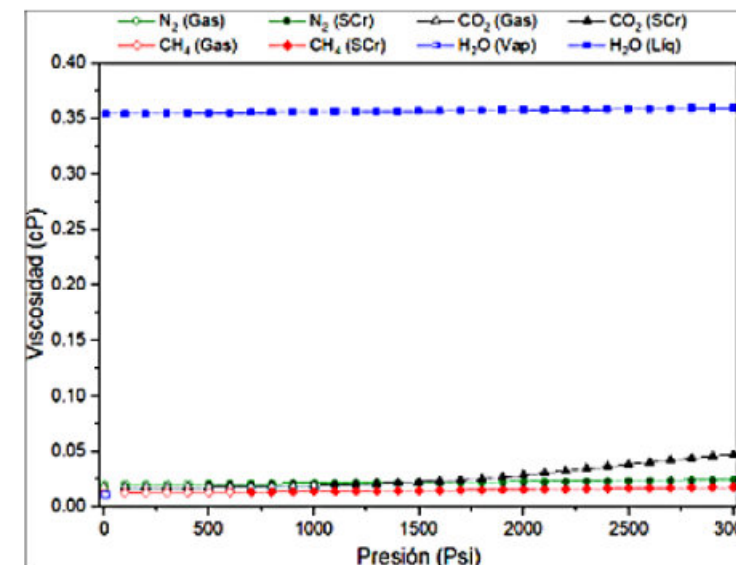


Figura 5. Comparativo de viscosidad a 80 °C en diferentes fluidos (Datos de NIST, 2026).

aumento de densidad convierte al $\text{CO}_{2\text{-SC}}$ en un fluido con propiedades de transporte más eficaces, mejorando su capacidad de barrido y desplazamiento en medios porosos durante la inyección.

En cuanto a la viscosidad, el CO_2 supercrítico mantiene valores bajos -entre 0.04 y 0.07 cP-, superiores a los del metano en condiciones equivalentes (Figura 5), pero muy por debajo de la viscosidad del agua líquida (0.36 cP). Esta combinación de alta densidad y baja viscosidad le confiere al $\text{CO}_{2\text{-SC}}$ una movilidad intermedia, favorable para su inyección en formaciones profundas, ya que permite una buena capacidad de penetración sin generar gradientes de presión excesivos. Aunque el CH_4 también se encuentra en estado supercrítico a estas condiciones, su densidad es sensiblemente menor y su viscosidad ligeramente inferior,

lo que reduce su eficacia como fluido de desplazamiento o como agente de almacenamiento estable.

El nitrógeno, incluido como referencia de gas cuasi-ideal, muestra un comportamiento casi lineal y poco sensible a la presión tanto en densidad como en viscosidad, lo que evidencia su baja interacción intermolecular. Este contraste acentúa la singularidad del CO_2 , cuyo comportamiento supercrítico refleja una elevada compresibilidad y una transición de fase difusa que le permite adoptar características similares a un líquido sin perder la capacidad de fluir como gas. Esta versatilidad física del CO_2 es clave para su desempeño en proyectos de almacenamiento geológico, especialmente en formaciones profundas donde la interacción con la matriz de la roca almacén, la eficiencia de inyección y la

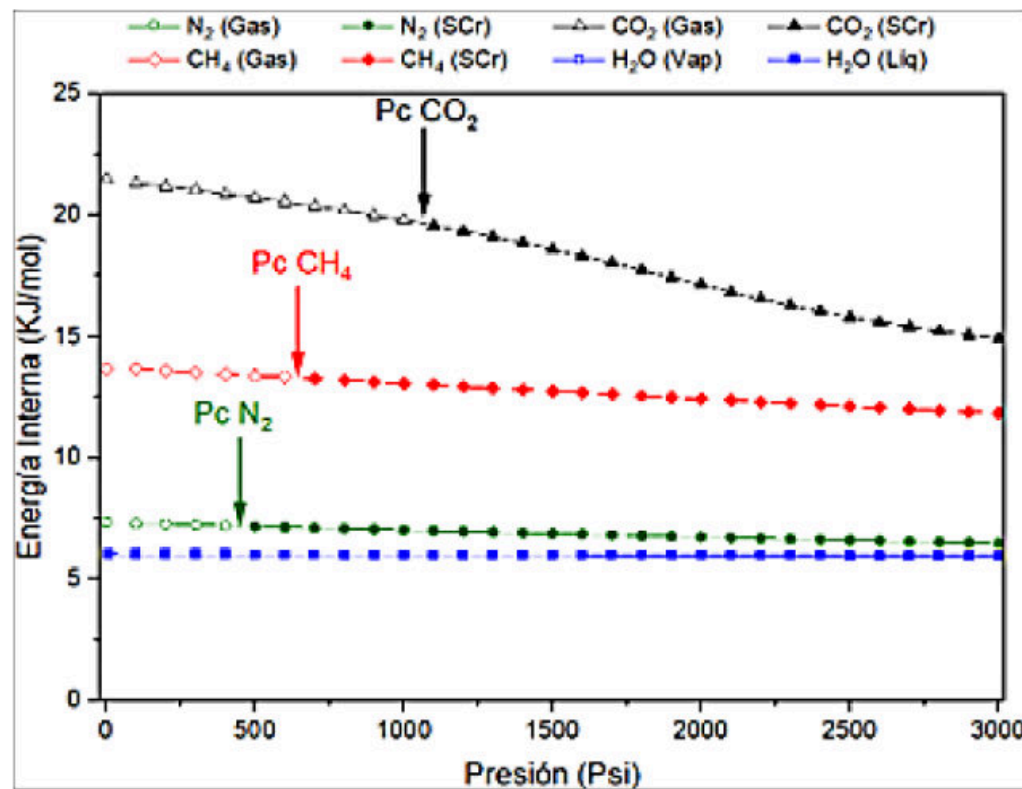


Figura 6. Energía Interna. Se indica la presión crítica, a la cual ocurre el cambio de fase de vapor a supercrítico (Datos de NIST, 2026).

estabilidad del almacenamiento están estrechamente vinculadas a estas propiedades termofísicas.

2.3 Propiedades de Energía interna

La energía interna molar de los fluidos en condiciones de yacimiento es un parámetro fundamental para comprender su comportamiento termodinámico durante procesos de inyección, producción o interacción con la

matriz de la roca almacén (Sasaki and Sugai, 2011). A 80 °C, la comparación entre $\text{CO}_{2\text{-SC}}$, CH_4 , N_2 y H_2O revela diferencias significativas en la capacidad de almacenamiento de energía por mol (Figura 6), las cuales tienen implicaciones directas para el diseño y operación de proyectos de CCS. En particular, el CO_2 en estado supercrítico exhibe valores de energía interna considerablemente superiores a los del metano o el agua líquida bajo las mismas condiciones.

La gráfica de la figura 6 muestra que el $\text{CO}_{2\text{-SC}}$ parte de una energía interna cercana a 20 kJ/mol y disminuye gradualmente con el incremento de presión, reflejando una compresibilidad significativa y una sensibilidad térmica elevada. Este comportamiento contrasta con la del comportamiento cuasi-estable del CH_4 y del N_2 en fase gaseosa o supercrítica, cuyas energías internas permanecen constantes alrededor de 13 kJ/mol y 8 kJ/mol, respectivamente. En el caso del agua líquida, la energía interna se mantiene baja y estable, cercana a 5 kJ/mol, mientras que el vapor de agua parte de valores más altos (~ 45 kJ/mol) y no presenta continuidad en la curva debido a su coexistencia bifásica a estas condiciones.

Estas diferencias son determinantes para el análisis del comportamiento térmico del $\text{CO}_{2\text{-SC}}$ una vez inyectado en formaciones o yacimientos profundos. Su alta energía interna implica una mayor capacidad para transferir calor al medio poroso, lo cual puede inducir gradientes térmicos y afectar propiedades petrofísicas como la porosidad, la permeabilidad y la presión de poro. Además, los cambios de energía interna con la presión permiten modelar de manera más precisa la respuesta del $\text{CO}_{2\text{-SC}}$ en escenarios de compresión, expansión o interacción con agua de formación, condiciones todas relevantes en la predicción de su migración y estabilidad dentro del reservorio.

Desde una perspectiva operacional, la evolución de la energía interna del $\text{CO}_{2\text{-SC}}$ debe ser considerada en modelos acoplados de flujo, calor, geoquímica y mecánica de rocas, especialmente en formaciones heterogéneas con presencia de fases múltiples (Pruess, 2008). A diferencia del metano, el $\text{CO}_{2\text{-SC}}$ presenta una mayor

solubilidad en agua de formación, lo que facilita su disolución y posterior interacción geoquímica con los minerales de la roca almacén o yacimiento. En rocas sedimentarias, como los carbonatos fracturados del sureste de México o carbonatos de la cuenca Tampico-Misantla (CNH México, 2022; Dávila et al., 2010), el $\text{CO}_{2\text{-SC}}$ disuelto puede inducir procesos de disolución, intercambio iónico y eventual precipitación de carbonatos secundarios en fracturas y porosidad intergranular, modificando la permeabilidad y favoreciendo cierto grado de retención mineral. Por otro lado, en rocas volcánicas, como los basaltos y andesitas ricos en silicatos de calcio, magnesio y hierro, el $\text{CO}_{2\text{-SC}}$ es especialmente eficaz para promover reacciones de mineralización a través de la formación de carbonatos estables como calcita, magnesita o siderita (Raza et al., 2022; Schaef et al., 2009). Este mecanismo, observado en experiencias internacionales como el proyecto CarbFix en Islandia, ofrece una vía de almacenamiento permanente de carbono (Matter et al., 2011). La mayor reactividad, polaridad y energía interna del $\text{CO}_{2\text{-SC}}$ en comparación con el CH_4 , lo hacen termodinámicamente más propenso a participar en estos procesos de almacenamiento, lo que representa una ventaja desde el punto de vista de la seguridad, durabilidad y eficiencia del almacenamiento geológico (White et al., 2005). En este contexto, el análisis comparativo con otros fluidos de formación proporciona un marco útil para anticipar el comportamiento del $\text{CO}_{2\text{-SC}}$ en distintos regímenes geológicos.

3. Interacciones del CO_2 con rocas y fluidos de formación

El almacenamiento de CO_2 en formaciones geológicas ha sido estudiado a detalle, identificando mecanismos de almacenamiento, interacciones fluido- $\text{CO}_{2\text{-SC}}$ y roca- $\text{CO}_{2\text{-SC}}$ que controlan la distribución, movilidad y estabilidad del gas inyectado (Hannis, 2012; Michael et al., 2009). Estos mecanismos incluyen disolución en agua de formación, atrapamiento estructural en trampas geológicas, capilar en los poros, adsorción en superficies minerales y reacciones geoquímicas que conducen a la mineralización

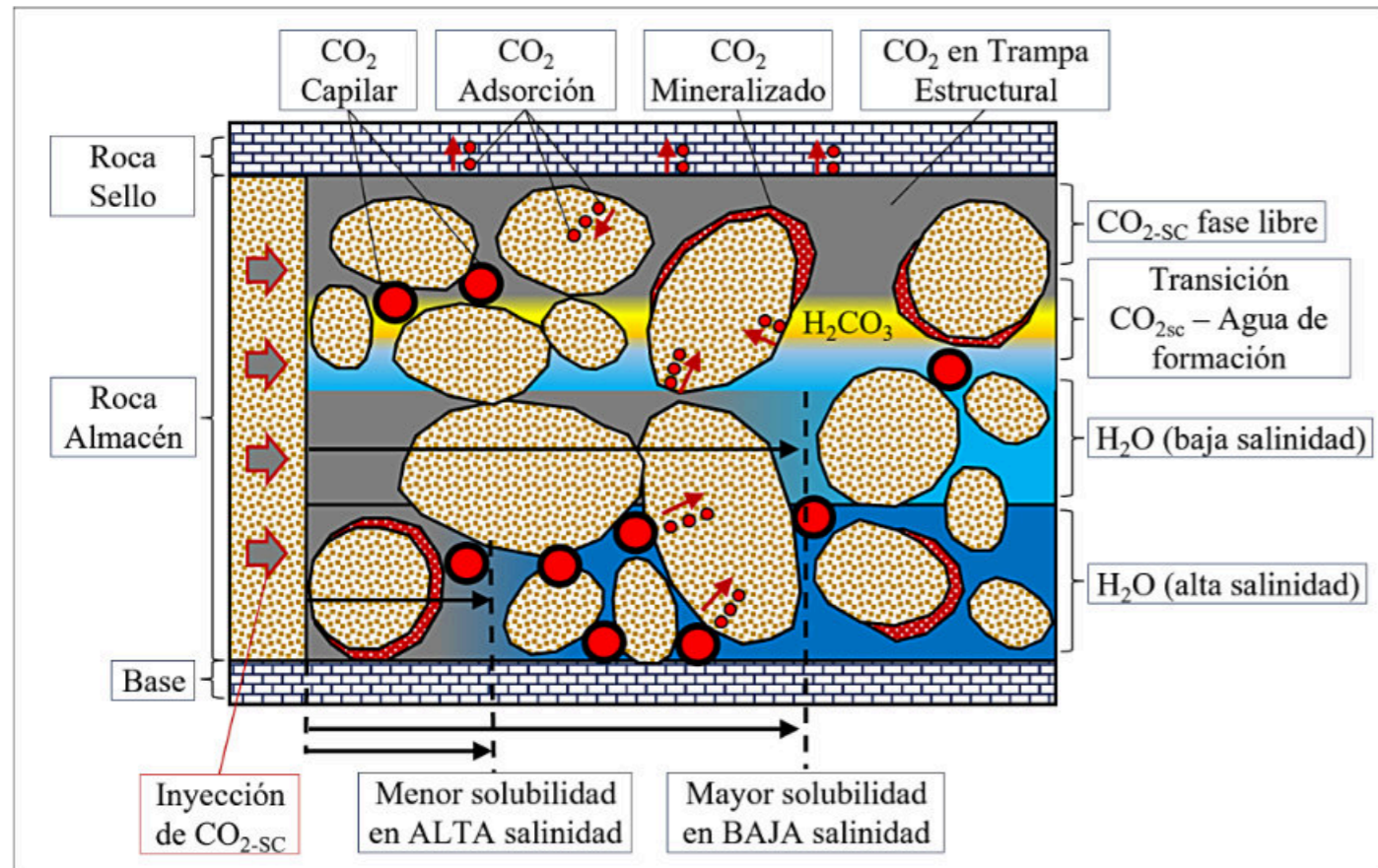


Figura 7. Esquema de los mecanismos de interacción del CO₂ en la roca almacén, incluyendo los principales mecanismos de entrapamiento en el espacio poroso y matriz de la roca. Se muestra la coexistencia con agua de distinta salinidad y el control de la roca sello sobre su migración.

del carbono. La Figura 7 ilustra de forma esquemática estos procesos dentro de un sistema poroso, mostrando la presencia de CO₂ en fase supercrítica (CO_{2-SC}) y su interacción con zonas de agua de diferente salinidad, así como su retención en la roca almacén mediante diversos mecanismos físicos y químicos.

3.1 Trampa Estructural

El CO₂ en trampa estructural se refiere a la acumulación de CO₂ en fase libre (usualmente en estado supercrítico) en la porción superior de la roca almacén, confinado por una roca sello impermeable que impide su migración vertical. Este mecanismo es análogo al almacenamiento de hidrocarburos y depende de la geometría del yacimiento, la continuidad del sello y la diferencia de densidad entre el CO_{2-SC} y el agua de formación, lo que genera una fuerza de flotación que favorece su ascenso (Chadwick et al., 2008).

Una vez inyectado, el CO₂ se desplaza a través del medio poroso siguiendo trayectorias preferenciales controladas por la heterogeneidad de la roca y su porosidad efectiva, acumulándose en zonas estructuralmente elevadas. La baja viscosidad del CO_{2-SC}, en comparación con el agua, contribuye a un frente de avance más móvil y a la posible formación de canales de flujo preferente. Aunque, es uno de los mecanismos más inmediatos y con mayor capacidad volumétrica, su estabilidad a largo plazo puede estar sujeta a la integridad del sello y a posibles vías de fuga estructurales o fracturas naturales o inducidas (Chiaramonte et al., 2008), por lo que, su monitoreo continuo y una caracterización detallada del sello son fundamentales para garantizar la seguridad del almacenamiento de CO₂.

3.2 Entrapamiento capilar

El atrapamiento capilar, también referido como residual, ocurre cuando el CO_{2-SC} al desplazarse a través del medio poroso queda confinado en poros individuales o agrupaciones de poros debido a fuerzas capilares que superan la presión de desplazamiento (Zhang et al., 2017). Este fenómeno es común en medios con distribución heterogénea del tamaño de poro y alta saturación de agua, donde pequeñas burbujas de CO_{2-SC} quedan inmobilizadas sin posibilidad de volver a migrar (o remigración). A diferencia del almacenamiento estructural, el atrapamiento capilar no depende de la geometría del yacimiento ni de un sello físico continuo, por lo que puede operar localmente en toda la roca almacén. Además, como lo discute Moodie et. al (2022), este mecanismo también puede funcionar como una barrera dinámica en la interfaz entre la roca almacén y la roca sello, actuando como un mecanismo efectivo de contención si el CO_{2-SC} no puede superar la presión de entrada en la roca suprayacente. La eficiencia del atrapamiento capilar está influenciada por la mojabilidad del sistema, la histéresis de las curvas de permeabilidad relativa y la geometría de los poros, y representa una de las formas más estables y seguras de inmobilización a largo plazo.

3.3 Mineralización

En ciertos escenarios geológicos, el CO_{2-SC} puede reaccionar con minerales del subsuelo, como silicatos cálcicos y magnesianos presentes en rocas máficas y ultramáficas, para formar minerales carbonatados estables como calcita, magnesita o siderita. Este proceso, conocido como mineralización, constituye un mecanismo de almacenamiento permanente, ya que convierte el CO₂ gaseoso o disuelto en fases sólidas inmóviles. Los ambientes más favorables para la mineralización incluyen formaciones basálticas, serpentinitas y peridotitas (Kelemen et al., 2011; Power et al., 2013), así como zonas fracturadas con alta superficie reactiva o sistemas hidrotermales activos. Aunque el CO₂ en estado supercrítico presenta mayor densidad y reactividad, la mineralización puede ocurrir también con CO₂ disuelto, siempre que exista agua en el sistema. Las reacciones

suelen depender de condiciones específicas de presión y temperatura, típicamente entre 800 y 2200 psi y entre 50°C y 150°C, respectivamente. La presencia continua de agua de formación es esencial, ya que las reacciones se dan en solución acuosa y requieren transporte iónico. Si bien este proceso es cinéticamente lento en condiciones naturales, puede acelerarse mediante técnicas de estimulación geoquímica. Por su carácter irreversible, la mineralización representa una vía altamente segura para el almacenamiento geológico de CO₂, aunque su aplicabilidad está limitada a formaciones con la mineralogía y las condiciones adecuadas.

3.4 Adsorción

La adsorción del CO_{2-SC} es un mecanismo adicional de almacenamiento que ocurre a escala microscópica, principalmente en materiales con alta área superficial y microporosidad, como filosilicatos y compuestos orgánicos. Este proceso no requiere conectividad porosa, ya que el CO_{2-SC} se fija sobre las superficies internas de la matriz mediante fuerzas de Van der Waals, aprovechando su alta densidad y energía interna. En formaciones ricas en materia orgánica, como lutitas carbonáceas, carbones minerales o carbonatos bituminosos, la adsorción puede inducir aumentos locales en la presión de poro, reducción de la permeabilidad efectiva por expansión volumétrica de la matriz, y alteraciones en la respuesta geomecánica del sistema.

Este mecanismo es particularmente importante en yacimientos de gas metano en carbón (CBM), donde el CO_{2-SC} desplaza al metano previamente adsorbido y permite un almacenamiento eficiente de carbono. Sin embargo, la expansión de la matriz puede obstruir las vías de flujo y comprometer la inyectividad. Para contrarrestar este efecto, se han propuesto estrategias como la inyección alternada de CO_{2-SC} y otros fluidos, que ayudan a mantener el equilibrio de presiones y preservar la conectividad del sistema poroso (Vega-Ortiz, 2021).

Estos procesos también pueden actuar sobre la roca sello, particularmente si contiene minerales con afinidad por el CO₂, como esmectitas, ilitas o residuos orgánicos. En estos

casos, la adsorción puede contribuir a la retención del gas y limitar su movilidad, aunque también es necesario evaluar posibles cambios estructurales o mineralógicos que puedan comprometer su capacidad de confinamiento a largo plazo.

La cuantificación de la adsorción se realiza comúnmente mediante isothermas de Langmuir, las cuales se obtienen experimentalmente a través de métodos estandarizados, como la norma ASTM D2710 para materiales carbonosos. Estas curvas definen dos parámetros clave: la capacidad máxima de adsorción (V_L) y la presión de Langmuir (P_L), que permiten estimar la fracción de CO_{2-SC} retenida por adsorción en función de la presión del sistema. En la tabla 1 se presentan valores típicos de isothermas de Langmuir para distintos tipos de roca (Busch et al., 2007; US-EIA, 2013; Vega Ortiz, 2021; Weniger et al., 2010).

Tabla 1. Parámetros de isothermas de Langmuir para rocas de yacimiento.

Tipo de roca o material	V_L (mmol/g)	P_L (MPa)
Carbón mineral (bituminoso)	5.0 – 8.0	2 – 4
Roca orgánica rica (shale)	1.5 – 2.5	4 – 6
Mudstone carbonáceo	0.8 – 1.2	5 – 8
Caliza ($CaCO_3$)	0.2 – 0.5	10 – 15

3.5 Salinidad

Las interacciones entre el CO_{2-SC} y los fluidos del reservorio, especialmente las salmueras, influyen de forma directa en la capacidad de almacenamiento y en la dinámica de distribución del gas (Juanes et al., 2011; Yan et al., 2011). Uno de los mecanismos relevantes es la disolución del CO_{2-SC} en el agua de formación, que contribuye al almacenamiento en fase disuelta y modifica el tamaño, la forma y el alcance de la pluma de CO_{2-SC} inyectado. La Figura 7 muestra cómo el CO_{2-SC} en fase supercrítica tiende a disolverse en zonas con menor salinidad, generando una interfaz de mezcla activa cuya progresión depende de la composición química del agua y del régimen de flujo en el reservorio.

La solubilidad del CO_{2-SC} decrece con el aumento de la salinidad, aguas con altos contenidos de sólidos disueltos totales (TDS) presentan menor capacidad de disolución. Este efecto es especialmente importante en salmueras profundas con TDS superiores a 100,000 ppm, donde la fracción de CO_{2-SC} que puede incorporarse a la fase acuosa es limitada, restringiendo la dispersión de la pluma y aumentando el volumen de gas libre (Brennan, 2014). En contraste, en formaciones con agua de baja salinidad, el CO_{2-SC} disuelto puede alcanzar una mayor distribución espacial, generando un sistema más estable frente a la remigración.

Desde el punto de vista normativo y ambiental, se establece un umbral de 10,000 ppm de TDS para diferenciar acuíferos salinos de potenciales fuentes de agua dulce, por lo que las operaciones de inyección deben dirigirse a formaciones con salinidad superior a ese valor (IEA-GHG, 2009). La interacción entre el CO_2 disuelto y los minerales del reservorio puede inducir procesos de disolución o precipitación que modifican la porosidad y la permeabilidad del sistema, así como la integridad de la roca sello. Por estas razones, la caracterización geoquímica detallada y la modelación acoplada de los procesos físico-químicos son fundamentales para el diseño y operación segura del almacenamiento geológico.

3.6 Acido carbónico

Cuando el CO_{2-SC} entra en contacto con el agua de formación, puede disolverse y formar ácido carbónico (H_2CO_3), lo que introduce un componente geoquímico fundamental en el almacenamiento geológico. Esta reacción es más probable en la interfaz entre el CO_{2-SC} en fase supercrítica y el agua del reservorio, especialmente en zonas con baja salinidad, donde la solubilidad del CO_{2-SC} es mayor. La Figura 7 representa este proceso en la región de mezcla entre ambas fases, donde la generación de ácido carbónico reduce el pH local y modifica la composición del agua de formación.

La formación de H_2CO_3 ocurre únicamente después de la disolución del CO_{2-SC} , por lo que su efecto geoquímico se limita a regiones donde ambas fases coexisten. En

sistemas dominados por entrapamiento estructural, donde la fase libre de CO_{2-SC} se acumula en contacto directo con la roca sello, la formación de ácido carbónico es menos probable a menos que exista una película de agua o microzonas saturadas que permitan su generación. Sin embargo, si estas microzonas están presentes, la acidez resultante podría inducir alteraciones físico-químicas en minerales sensibles, lo cual representa un riesgo potencial para la integridad del sello a muy largo plazo. Además, el ácido carbónico puede agravar procesos de corrosión en elementos del pozo, como tuberías, empaques y cementos, lo que refuerza la necesidad de utilizar materiales resistentes a la corrosión y de implementar un monitoreo geoquímico continuo para garantizar la seguridad del sistema.

3.7 Estabilidad de los mecanismos de entrapamiento

La estabilidad de los mecanismos de entrapamiento geológico fue analizada por Benson et al. (2005) y se

ilustra en la Figura 8, donde se observa la evolución temporal de los diferentes procesos que controlan la retención del CO_{2-SC} tras la inyección. Inicialmente, el CO_{2-SC} permanece almacenado principalmente por atrapamiento estructural, dependiente de la geometría del reservorio y la integridad del sello. Este mecanismo ofrece una alta capacidad de volumen, ya que permite acumular grandes cantidades de CO_{2-SC} en fase libre (supercrítica o gaseosa), pero también implica un mayor riesgo de fuga, debido a que el CO_{2-SC} puede migrar si existen fallas no selladas, fracturas reactivadas o discontinuidades en el sello. Con el tiempo, adquieren mayor relevancia mecanismos más estables como el atrapamiento residual por capilaridad, la disolución del CO_{2-SC} en el agua de formación (atrapamiento por solubilidad), y finalmente la mineralización, en la que el CO_{2-SC} reacciona químicamente con la roca almacén para formar carbonatos sólidos. Estos mecanismos tienen menor capacidad volumétrica, pero son significativamente más seguros: el CO_{2-SC} disuelto o

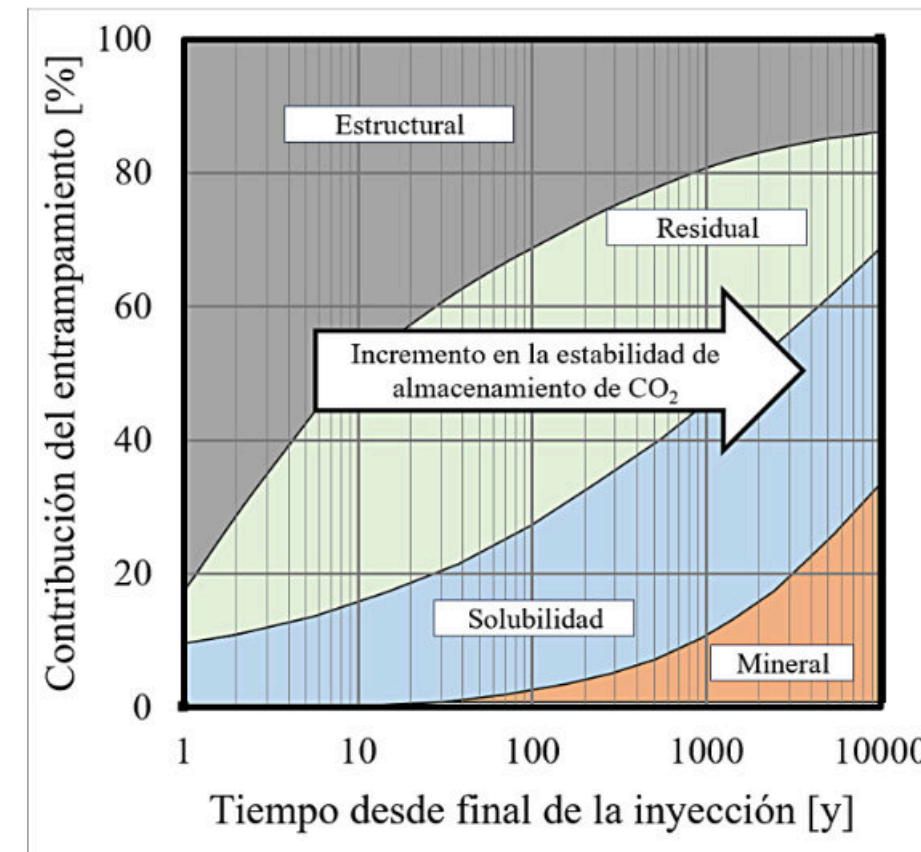


Figura 8. Evolución temporal de los mecanismos de entrapamiento y su contribución a la retención estable del CO_2 en almacenamiento geológico. (Adaptado de Benson et al., 2005).

mineralizado queda inmovilizado a nivel molecular, lo que reduce drásticamente la probabilidad de fuga. Esta transición hacia formas de atrapamiento más permanentes representa un incremento progresivo en la estabilidad del almacenamiento geológico y una disminución del riesgo asociado en el largo plazo.

3.8 Permeabilidad Relativa.

En medios porosos naturales, como formaciones geológicas profundas, el flujo de fluidos suele ocurrir en condiciones multifásicas, donde dos o más fases (por ejemplo, agua y gas) coexisten y compiten por el espacio poroso disponible. En estos sistemas, la permeabilidad relativa representa la fracción de la permeabilidad absoluta del medio que está disponible para una fase específica en presencia de otras y es un parámetro adimensional, dependiente de la saturación de los fluidos, que permite cuantificar cómo varía la capacidad de flujo de cada fase a medida que cambia la distribución de saturaciones. Por ejemplo, en un sistema H₂O-CO₂, cuando la saturación de agua es alta, la permeabilidad relativa del CO₂ es baja, y viceversa (Burnside and Naylor, 2014).

Este comportamiento se describe mediante curvas de permeabilidad relativa, fundamentales para modelar procesos de inyección y desplazamiento de gases en el yacimiento. Uno de los modelos más utilizados para representar estas curvas es el modelo de Brooks–Corey, que emplea tres parámetros clave: i) el exponente N (que controla la forma de la curva), ii) la saturación irreducible de agua (S_{wirr} , por debajo de la cual el agua deja de fluir), y iii) la permeabilidad relativa final del gas (kr_g), que indica la capacidad máxima de flujo del gas cuando el agua ha alcanzado su saturación irreducible.

En sistemas H₂O-CO₂, los valores típicos de kr_{CO_2} , son bajos (0.2-0.5), y S_{wirr} relativamente alto (>0.4), reflejando una mojabilidad fuerte hacia el agua (*water-wet*), que retiene una mayor fracción del agua en el medio. En cambio, en sistemas H₂O-CH₄, debido a la menor polaridad y tensión interfacial del CH₄, se observan mayores valores de kr_g (0.4-0.6) y saturaciones irreducibles más bajas, lo que se

traduce en una mayor movilidad relativa del metano (Zeng et al., 2018).

En la tabla 2 se presentan valores representativos de los parámetros Brooks–Corey para distintos tipos de roca, aplicables a simulaciones de flujo multifásico en contextos de almacenamiento de CO₂ o de producción de gas:

Tabla 2. Parámetros de permeabilidad relativa Brooks-Corey típicos para sistemas H₂O-CO₂ y H₂O-CH₄

Sistema	n	kr _g	Swirr
<i>Areniscas</i>			
H ₂ O–CO ₂	3–5	0.3–0.5	0.4
H ₂ O–CH ₄	2–4	0.4–0.6	0.35
<i>Carbonatos</i>			
H ₂ O–CO ₂	2.5–6	0.2–0.4	0.45
H ₂ O–CH ₄	2–5	0.3–0.5	0.4
<i>Basalto</i>			
H ₂ O–CO ₂	3–5	~0.3	0.4
H ₂ O–CH ₄	2–4	~0.4	0.35
<i>Lutitas carbonáceas (mudstones)</i>			
H ₂ O–CO ₂	4–8	0.2–0.4	0.5
H ₂ O–CH ₄	3–6	0.3–0.5	0.45

4. Criterios de evaluación y selección de candidatos CCS

La evaluación de yacimientos para la implementación de tecnologías de captura y almacenamiento de carbono (CCS) requiere un análisis detallado de las propiedades geológicas que garanticen la viabilidad y seguridad del almacenamiento subterráneo de CO₂. En este contexto, se adopta el modelo del *Norwegian Petroleum Directorate* (Cashion, 1967; NPD, 2015) y el Servicio Geológico de Estados Unidos, USGS, (Blondes et al., 2013; Brennan et al., 2009), el cual establece criterios clave centrados en las características de las rocas almacenadoras y de sello. Entre los parámetros considerados destacan la estructura del acuífero, la profundidad, la porosidad y la permeabilidad del yacimiento, así como la calidad y continuidad de las formaciones sello. Estos factores son determinantes para minimizar los riesgos de fuga, optimizar la capacidad efectiva de almacenamiento y asegurar la estabilidad a largo plazo de los proyectos, con implicaciones directas para la sostenibilidad energética y ambiental.

El éxito en la selección de candidatos para CCS depende de la calidad y disponibilidad de datos geológicos, geofísicos y geoquímicos. Es fundamental contar con un inventario robusto que incluya registros sísmicos, análisis de porosidad y permeabilidad, perfiles de presión de poro y estudios estructurales. Esta información permite caracterizar con precisión tanto la roca almacén como las unidades de sello, evaluar su integridad y delimitar la presencia de discontinuidades estructurales o condiciones que puedan comprometer el confinamiento del CO_{2-SC}. Las Tablas 3 y 4 presentan los criterios de evaluación y priorización de parámetros de acuerdo con el NPD y el USGS, donde se diferencian criterios de alta, media y baja prioridad en función de su impacto en la seguridad del sistema.

Tabla 3. Criterios de evaluación y selección de candidatos CCS.

Clasificación de Datos (NPD & USGS)		
Propiedades del Yacimiento	Rango Alto	Rango Bajo
Estructura del acuífero	Mapeo Geológica. Límites conocidos	Inclinado. Límites no delimitados
Trampas	Estructuras sellantes bien delimitadas	Trampas delimitadas con poca confiabilidad
Presión de poro	Hidrostática o menor	Sobre presionado
Profundidad	800-3500	< 800 m o > 3500 m
Yacimiento	Homogéneo	Heterogéneo
Espesor	> 50 m	< 15 m
Porosidad promedio	> 25%	< 15 %
Permeabilidad	> 500 mD	< 10 mD

Tabla 4. Jerarquización de datos y propiedades de yacimientos candidatos para CCS.

Jerarquización de Datos (NPD & USGS)			
	Rango Alto	Rango Bajo	Parámetros no aceptables
Capas sello	Mas de un sello	Un sello	
Propiedades de la roca sello	Barrera de presión probada / > 100 m espesor	< 50 m Espesor	Ausencia de roca sello
Composición de la roca sello	Alto contenido de arcillas. Homogéneo	Areniscas finas	
Fallas geológicas	No fallas geológicas en el sello	Falla atravesando el sello	Fallas tectónicamente activas
Trabajos de estimulación afectando el sello	No Fracturas	Inyección de arena	Chimeneas activas con fugas de gas
Pozos (exploración o producción)	No pozos perforados en el sello	Alto número de pozos	

La selección de yacimientos para almacenamiento geológico de CO₂ debe incorporar una evaluación explícita de los riesgos geotécnicos y operativos, como se muestra en la Figura 9. Durante la inyección de CO₂, el aumento progresivo de presión en la roca almacén puede generar una redistribución de esfuerzos en el subsuelo, provocando deformaciones en el sello superior que comprometan su capacidad de confinamiento (Szulczewski et al., 2014). Si el sello presenta heterogeneidades o espesor insuficiente, la deformación podría inducir microfracturas o mecanismos de filtración lenta. Por otro lado, la sobrepresión en el reservorio puede activar fallas preexistentes que atraviesen el sello o se conecten con otras formaciones, facilitando así la migración no controlada del CO₂ y aumentando el riesgo de fugas hacia acuíferos suprayacentes o incluso hacia la superficie. La profundidad máxima de yacimiento se ha estimado en 3500 m (Burruss, 2009) basado en el incremento de presión en el punto de inyección asociado al aumento de densidad del CO₂ bajo condiciones supercríticas.

La figura 9 también destaca la posibilidad de sismicidad inducida, derivada de la reactivación de fallas en condiciones de esfuerzo cercano al límite de estabilidad (Zoback and Hennings, 2023). Aunque los eventos sísmicos suelen ser de baja magnitud, su ocurrencia puede dañar pozos cercanos o modificar la permeabilidad de las estructuras de sello, deteriorando la capacidad de aislamiento. Además, en zonas con infraestructura preexistente, la integridad del pozo se convierte en un factor crítico: columnas mal cementadas, pozos antiguos abandonados sin estándares actuales o trayectorias mal alineadas pueden actuar como rutas verticales de migración del CO₂. En estos casos, el gas puede desplazarse por los anulares o zonas de cementación deteriorada, alcanzando unidades permeables más superficiales o incluso escapar a la atmósfera, con implicaciones regulatorias, económicas y ambientales.

Frente a estos riesgos, el diseño y la construcción de pozos para proyectos de inyección de CO₂ requieren una visión

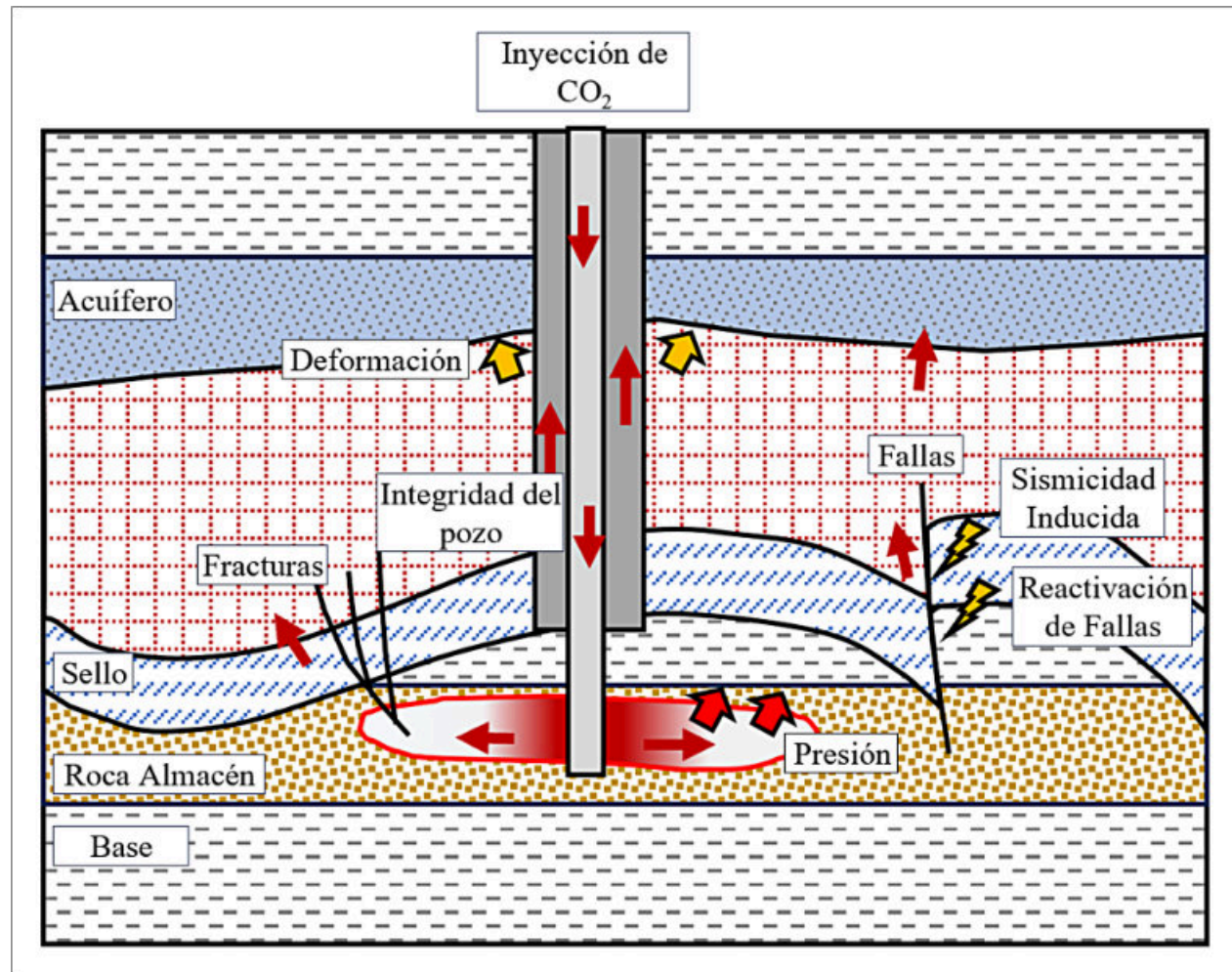


Figura 9. Riesgos potenciales durante la inyección de CO_2 , incluyendo sobrepresión, fuga por fallas, sismicidad inducida, deformación del sello e integridad del pozo.

preventiva e integral que también considere los efectos geoquímicos del gas sobre los materiales del pozo. En particular, la corrosión inducida por CO_2 en ambientes húmedos y ácidos puede comprometer la integridad estructural a mediano y largo plazo, como se observa en la figura. Un ejemplo de medidas adoptadas para mitigar este riesgo se observa en el pozo inyector mostrado en la Figura 10, correspondiente al campo Aneth, en Utah, EUA (Chidsey Jr et al., 2006; Vanden Berg, 2016) donde se desarrolla un proyecto de recuperación mejorada de petróleo mediante inyección de CO_2 (EOR- CO_2). En este caso, se ha instalado un cabezal fabricado con aleación AISI 316, seleccionada por su alta resistencia a la corrosión en presencia de dióxido de carbono. La utilización de materiales adecuados, tanto en la superficie como en las

secciones profundas del pozo, es clave para asegurar la longevidad operativa del sistema, prevenir fallas por degradación acelerada y cumplir con los estándares regulatorios exigidos en proyectos de almacenamiento e inyección de CO_2 .

Otros problemas potenciales incluyen la interacción geoquímica entre el CO_2 , con los minerales de la roca almacén y los fluidos de la formación, lo que podría modificar la porosidad o inducir disolución o precipitación secundaria. Esto puede alterar la distribución de esfuerzos locales y, a largo plazo, afectar la integridad del sistema de confinamiento. Finalmente, fenómenos como la formación de chimeneas de gas, evidenciadas en estudios sísmicos en otras regiones, constituyen indicios de rutas de migración vertical asociadas a sellos comprometidos o



Figura 10. Pozo inyector de CO_2 , equipado con cabezal de aleación AISI 316 para resistir la corrosión en condiciones propias de EOR- CO_2 .

zonas de debilidad estructural. Por estas razones, la evaluación de riesgos en proyectos de CCS no debe limitarse a una validación estática del reservorio, sino incluir simulaciones acopladas de presión, flujo y geomecánica que anticipen posibles escenarios de falla durante todo el ciclo de vida del proyecto.

4.1 Yacimientos naturales de CO_2

En la naturaleza existen eventos geológicos de emanaciones naturales de CO_2 , como Hierve el Agua, en Oaxaca, México, y Crystal Geysir, en Utah, EUA (Figuras 11 y 12), que constituyen ejemplos análogos de interacciones termodinámicas y de mineralización inorgánica del CO_2 . En ambos casos, aguas subterráneas enriquecidas en CO_2 ascienden a la superficie a través de fracturas naturales o pozos abandonados; al disminuir la presión durante su

ascenso y al entrar en contacto con la atmósfera, el CO_2 disuelto se desgasifica, lo que provoca un cambio en la química del agua y genera la precipitación de travertino, una forma de carbonato de calcio. Aunque estos procesos ocurren a baja presión y temperatura, ilustran de manera clara los mecanismos geoquímicos básicos involucrados en la fijación mineral del CO_2 : el dióxido de carbono disuelto en agua forma ácido carbónico (H_2CO_3), el cual reacciona con cationes disueltos como calcio (Ca^{2+}), magnesio (Mg^{2+}) o hierro ferroso (Fe^{2+}) para formar minerales carbonatados estables.

En el caso de Hierve el Agua, ubicado en el estado de Oaxaca, México (Lat. 16.8656, Long. -96.2760), el fenómeno se origina por la emergencia de aguas subterráneas carbonatadas a través de un sistema de fracturas en rocas sedimentarias (Figura. 11B) (Cano et al.,

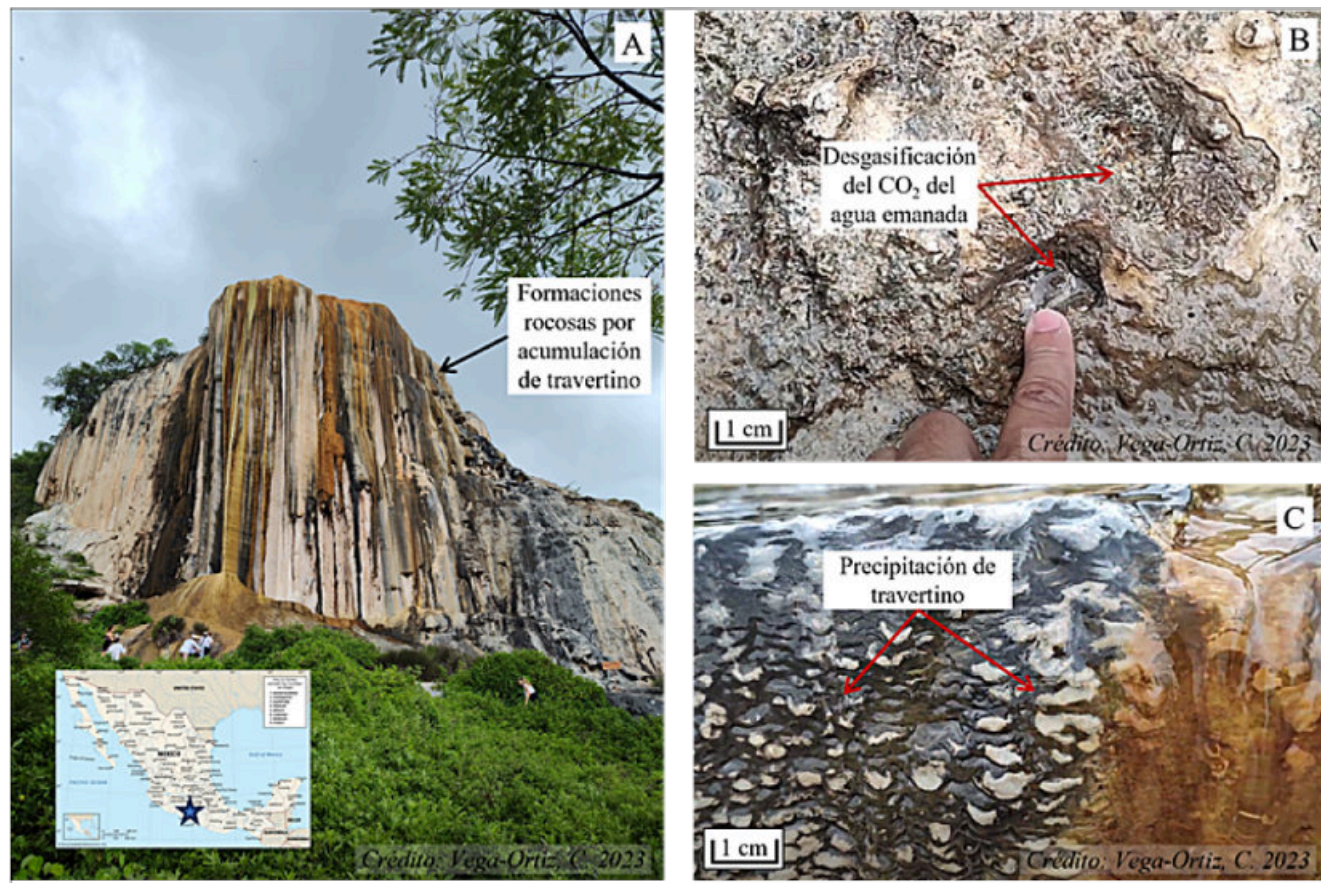


Figura 11. Formaciones rocosas en Hierve el Agua, Oaxaca. Aguas subterráneas cargadas de CO₂ emergen por fracturas, se desgasifican y precipitan carbonato de calcio.

2023; Hernández Santana et al., 2009). Estas aguas, enriquecidas en dióxido de carbono (CO₂) y calcio (Ca²⁺), ascienden por gradientes de presión y temperatura hasta alcanzar la superficie, donde ocurre una desgasificación natural del CO₂. Este proceso altera el equilibrio químico del sistema y provoca la precipitación de carbonato de calcio (CaCO₃) en forma de travertino (Figura 11C). El travertino precipita en la superficie, conformando una serie de terrazas escalonadas, canales y acumulaciones tipo cascada petrificada. Estas formaciones se han desarrollado gradualmente a lo largo de miles de años, como resultado de la deposición continua de carbonato en condiciones de sobresaturación.

Por otro lado, el Crystal Geyser, ubicado cerca de Green River, Utah (Lat. 38.9383° N, Long. -110.1353° W), es un sistema de travertino generado a partir de un pozo de perforación exploratoria realizado en la década de 1930, el

cual intersectó un acuífero profundo cargado de agua subterránea y CO₂ (Weaver, 2018). Aunque la intención original era buscar petróleo, la perforación accidental dio lugar a un conducto vertical que permite la liberación periódica de CO₂ y agua, generando erupciones del tipo géiser de CO₂ frío, ya que el sistema no está vinculado a una fuente hidrotermal. El agua emergente, al experimentar una rápida descompresión, libera CO₂ a la atmósfera (desgasificación), lo que causa una sobresaturación en carbonato y promueve la precipitación de travertino. Este travertino forma terrazas, canales de flujo y estructuras bandeadas alrededor de la boca del pozo y a lo largo de su trayectoria hacia el río Green River (Fig. 12B). Actualmente, la boca del pozo original sigue activa y visible (Fig. 12C). La tubería metálica muestra severa corrosión interna, resultado de la interacción sostenida con agua ácida rica en CO₂. Crystal Geyser es un

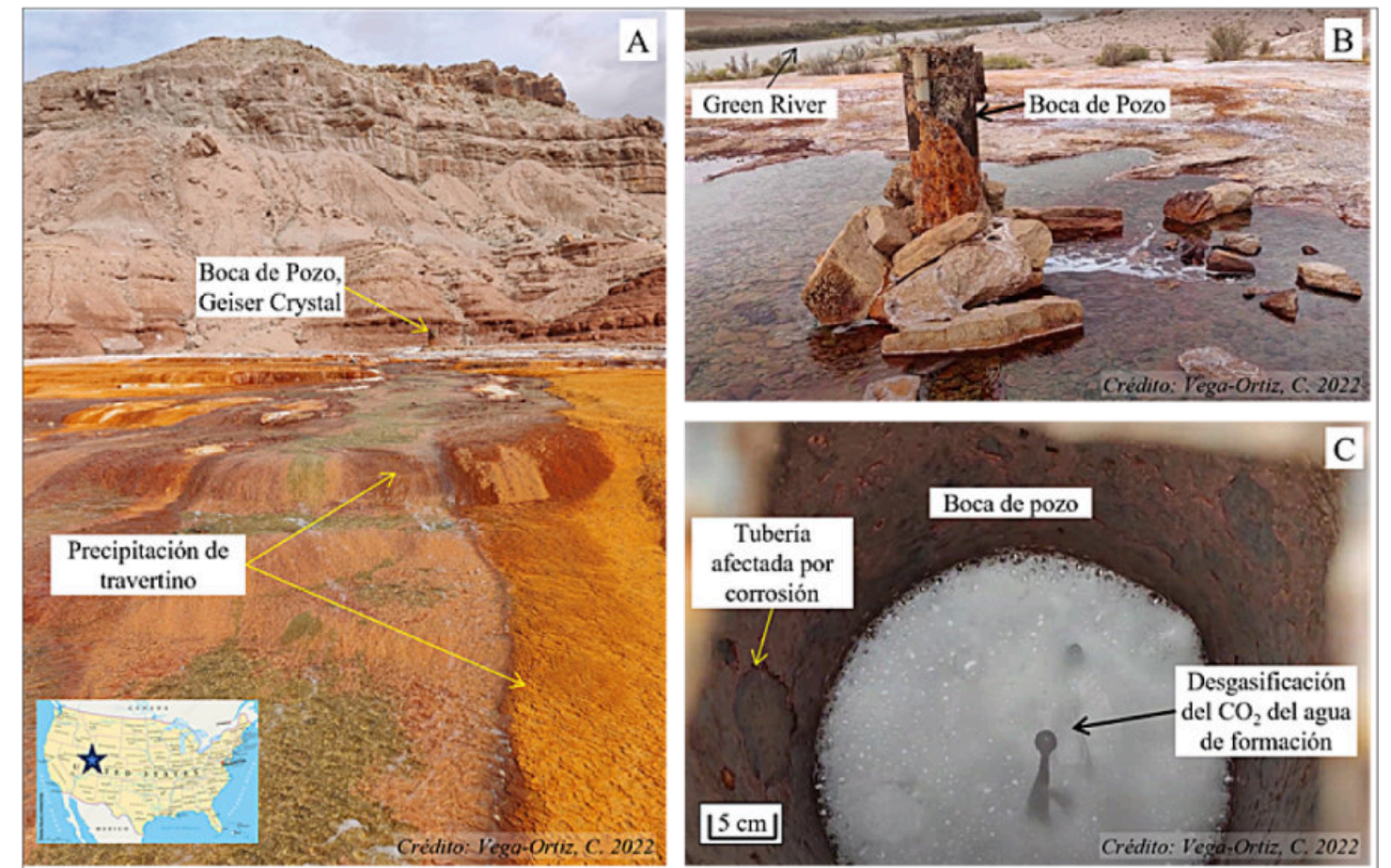


Figura 12. Crystal Geyser, Utah. Géiser 'frío' causado accidentalmente en 1930's durante la perforación de un pozo petrolero, al interceptar un acuífero con CO₂ a presión.

excelente análogo superficial para estudiar procesos de reacción agua-roca, movilidad del CO₂, precipitación mineral y degradación de infraestructura en presencia de gases ácidos, todos ellos relevantes en el contexto de proyectos de CCS (Espinoza et al., 2018).

5. Conclusiones

Las propiedades termodinámicas del CO₂ son esenciales para comprender su comportamiento en condiciones de almacenamiento geológico profundo. En estado supercrítico, el CO₂ presenta alta densidad, baja viscosidad y una energía interna significativa, características que permiten su inyección eficiente y favorecen su retención a través de diversos mecanismos físicos y geoquímicos. Estas propiedades varían en función de la presión, temperatura y composición del sistema, por lo que su

análisis detallado resulta clave para anticipar su movilidad, distribución y estabilidad en el subsuelo.

El enfoque termodinámico, basado en ecuaciones de estado y diagramas de fases, permite modelar con mayor precisión las transiciones de fase, la solubilidad del CO₂ en salmueras, la adsorción en matrices microporosas y las reacciones de mineralización en rocas reactivas. Estas herramientas contribuyen al diseño de estrategias de inyección adaptadas a diferentes tipos de reservorios, así como a la evaluación de la evolución del sistema a lo largo del tiempo.

La termodinámica del CO₂ actúa como fundamento técnico para la simulación y análisis integral de proyectos CCS. Su incorporación en la caracterización de formaciones, el modelado acoplado de flujo y geomecánica, y la evaluación de riesgos operativos,

mejora la capacidad de predicción del comportamiento del sistema y refuerza la viabilidad de soluciones de almacenamiento geológico a largo plazo.

Contribuciones de los autores

(1) conceptualización: CVO, JRR, (2) análisis o adquisición de datos: CVO, JRR, (3) desarrollo metodológico/técnico: CVO, (4) redacción del manuscrito original: CVO, (5) redacción del manuscrito corregido y editado: JRR, JLLF, LGNT, (6) diseño gráfico CV, LGNT, (7) trabajo de campo: CVO, (8) interpretación: JRR, JLLF, LGNT, (9) financiamiento: CVO, JRR, JLLF.

Financiamiento. Este trabajo fue realizado con el apoyo del Sistema Nacional de Investigadores (SNI). No se contó con financiamiento específico asociado a proyectos.

Agradecimientos. Los autores agradecen a la Universidad Politécnica de la Energía (UPE) por las facilidades otorgadas para la realización de este trabajo.

Conflictos de interés. Los autores declaran que no existen conflictos de interés relacionados con el contenido de este artículo.

Referencias

Benson, S., Cook, P., Anderson, J., Bachu, S., Nimir, H.B., Basu, B., Bradshaw, J., Deguchi, G., Gale, J., von Goerne, G., Heidug, W., Holloway, S., Kamal, R., Keith, D., Lloyd, P., Rocha, P., Senior, B., Thomson, J., Torp, T., Wildenborg, T., Wilson, M., Zarlenga, F., Zhou, D., Celia, M., Gunter, B., King, J.E., Lindeberg, E., Lombardi, S., Oldenburg, C., Pruess, K., Rigg, A., Stevens, S., Wilson, E., Whittaker, S., Borm, G., Hawkins, D., Lee, A., 2005. Underground geological storage, in: Metz, B., Davidson, O., DeConinck, H., Loos, M., Meyer, L. (Eds.), IPCC Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage. Cambridge University Press, Cambridge, UK, pp. 195–276.

Benson, S.M., Cole, D.R., 2008. CO2 sequestration in deep sedimentary formations. *Elements* 4, 325–331.

Blondes, M.S., Brennan, S.T., Merrill, M.D., Buursink, M.L., Warwick, P.D., Cahan, S.M., Corum, M.D., Cook, T.A., Craddock, W.H., DeVera, C.A., Drake II, R.M., Drew, L.J., Freeman, P.A., Lohr, C.D., Olea, R.A., Roberts-Ashby, T.L., Slucher, E.R., Varela, B.A., 2013. National assessment of geologic carbon dioxide storage resources: methodology implementation, Open-File Report. Reston, VA. <https://doi.org/10.3133/ofr20131055>

Brennan, S.T., 2014. The U. S. Geological survey carbon dioxide storage efficiency value methodology: Results and observations. *Energy Procedia* 63, 5123–5129. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2014.11.542>

Brennan, S.T., Burruss, R.C., Merrill, M.D., Freeman, P.A., Ruppert, L.F., Becker, M.F., 2009. U.S. geological survey probabilistic assessment methodology for the

evaluation of carbon dioxide storage, in: 26th Annual International Pittsburgh Coal Conference 2009, PCC 2009. pp. 1127–1136.

Burnside, N.M., Naylor, M., 2014. Review and implications of relative permeability of CO2/brine systems and residual trapping of CO2. *Int. J. Greenh. Gas Control* 23, 1–11. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2014.01.013>

Burruss, R.C., 2009. CO2 storage resources, reserves, and reserve growth: Toward a methodology for integrated assessment of the storage capacity of oil and gas reservoirs and saline formations. *Energy Procedia* 1, 2679–2683. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2009.02.036>

Busch, A., Gensterblum, Y., Krooss, B.M., 2007. High-pressure sorption of nitrogen, carbon dioxide, and their mixtures on Argonne Premium Coals. *Energy and Fuels* 21, 1640–1645. <https://doi.org/10.1021/ef060475x>

Cano, N., Camprubí, A., González-Partida, E., 2023. Metallogeny of the state of Oaxaca, Mexico. *J. Maps* 19, 2151384. <https://doi.org/10.1080/17445647.2022.2151384>

Cashion, W.B., 1967. Geology and fuel resources of the Green River Formation, southeastern Uinta Basin, Utah and Colorado, U.S., Geol. Surv., Prof. Pap.; (United States). Pittsburgh, PA, and Morgantown, WV (United States). <https://doi.org/https://doi.org/10.3133/pp548>

Chadwick, A., Arts, R., Bernstone, C., May, F., Thibeau, S., Zweigel, P., 2008. BEST PRACTICE FOR THE STORAGE OF CO2 IN SALINE AQUIFERS Observations and guidelines from the SACS and CO2STORE projects Derived from projects receiving financial support from the European Union.

Chiaromonte, L., Zoback, M.D., Friedmann, J., Stamp, V., 2008. Seal integrity and feasibility of CO2 sequestration in the Teapot Dome EOR pilot: Geomechanical site characterization. *Environ. Geol.* 54, 1667–1675. <https://doi.org/10.1007/s00254-007-0948-7>

Chidsey Jr, T.C., Allis, R.G., McPherson, B., Heath, J., Malkewicz, S.E., Groen, W., 2006. CHARACTERIZATION OF GREATER ANETH FIELD, PARADOX BASIN, UTAH, FOR SEQUESTRATION: INFLUENCE OF RISK AND MITIGATION REQUIREMENTS ON MONITORING STRATEGIES. CO2SC 2006.

Cho, W.J., Kim, J., Lee, J., Keyes, T., Straub, J.E., Kim, K.S., 2014. Limit of Metastability for Liquid and Vapor Phases of Water. *Phys. Rev. Lett.* 112, 157802. <https://doi.org/10.1103/PhysRevLett.112.157802>

CNH México, 2022. Atlas Geológico Cuenca Tampico-Misantla. Mexico City, Mexico.

Dávila, M., Jiménez, O., Castro, R., Arévalo¹, V., Stanley, J.,

Cabrera, L.M., 2010. A preliminary selection of regions in Mexico with potential for geological carbon storage, *International Journal of Physical Sciences*.

Ellis, A.J., Golding, R.M., 1963. The solubility of carbon dioxide above 100 degrees C in water and in sodium chloride solutions. *Am. J. Sci.* 261, 47–60. <https://doi.org/10.2475/ajs.261.1.47>

Espinoza, D.N., Jung, H., Major, J.R., Sun, Z., Ramos, M.J., Eichhubl, P., Balhoff, M.T., Choens, R.C., Dewers, T.A., 2018. CO2 charged brines changed rock strength and stiffness at Crystal Geyser, Utah: Implications for leaking subsurface CO2 storage reservoirs. *Int. J. Greenh. Gas Control* 73, 16–28.

Gallagher, J.S., Crovetto, R., Sengers, J.M.H.L., 1993. The Thermodynamic Behavior of the CO2-H2O System from 400 to 1000 K, up to 100 Mpa and 30% Mole Fraction of CO2. *J. Phys. Chem. Ref. Data* 22, 431–513. <https://doi.org/10.1063/1.555938>

Hannis, S., 2012. Monitoring carbon dioxide storage using fit-for-purpose technologies. *Proc. Inst. Civ. Eng. Energy* 165, 73–84. <https://doi.org/10.1680/ener.14.00016>

Hernández Santana, J.R., Ortiz Pérez, M.A., Mah Eng, M.F., 2009. Análisis morfoestructural del estado de Oaxaca, México: un enfoque de clasificación tipológica del relieve. *Investig. geográficas* 68.

IEA-GHG, 2009. Development of Storage Coefficients for Carbon Dioxide Storage in Deep Saline Formations. Technical Study Report No. 2009/13. International Energy Agency - Greenhouse Gas R&D Programme.

IEA, 2024. CO2 Emissions in 2023. Paris.

Juanes, R., MacMinn, C.W., Szulczewski, M.L., 2011. CO2 migration in saline aquifers. Part 2. Capillary and solubility trapping. *J. Fluid Mech.* 688, 321–351. <https://doi.org/DOI:10.1017/jfm.2011.379>

Kelemen, P.B., Matter, J., Streit, E.E., Rudge, J.F., Curry, W.B., Blusztajn, J., 2011. Rates and mechanisms of mineral carbonation in peridotite: natural processes and recipes for enhanced, in situ CO2 capture and storage. *Annu. Rev. Earth Planet. Sci.* 39, 545–576.

Matter, J.M., Broecker, W.S., Gislason, S.R., Gunnlaugsson, E., Oelkers, E.H., Stute, M., Sigurdardóttir, H., Stefansson, A., Alfreðsson, H.A., Aradóttir, E.S., 2011. The CarbFix Pilot Project—storing carbon dioxide in basalt. *Energy Procedia* 4, 5579–5585.

Michael, K., Arnot, M., Cook, P., Ennis-King, J., Funnell, R., Kaldi, J., Kirste, D., Paterson, L., 2009. CO2 storage in saline aquifers I-Current state of scientific knowledge. *Energy Procedia* 1, 3197–3204. <https://doi.org/10.1016/j.egypro.2009.02.103>

Moodie, N., Jia, W., Middleton, R., Yaw, S., Lee, S.-Y., Xiao, T., Wheatley, D., Steele, P., Esser, R., McPherson, B.,

2022. Geologic Carbon Storage of Anthropogenic CO2 under the Colorado Plateau in Emery County, Utah. *Minerals*. <https://doi.org/10.3390/min12040398>

NETL, 2024. What is Capture Carbon and Storage.

NIST, 2024. Thermophysical Properties of Fluid Systems [WWW Document]. Chem. WebBook, NIST Stand. Ref. Database Number 69. URL <https://doi.org/10.18434/T4D303> (accessed 9.9.20).

NPD, 2015. The Norwegian Petroleum Directorate. Regulations to Act relating to petroleum activities.

Patel, N.C., Teja, A.S., 1982. A new cubic equation of state for fluids and fluid mixtures. *Chem. Eng. Sci.* 37, 463–473. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0009-2509\(82\)80099-7](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0009-2509(82)80099-7)

Peng, D.-Y., Robinson, D.B., 1976. A New Two-Constant Equation of State. *Ind. Eng. Chem. Fundam.* 15, 59–64. <https://doi.org/10.1021/i160057a011>

Power, I.M., Wilson, S., Dipple, G.M., 2013. Serpentinite carbonation for CO2 sequestration. *Elements* 9, 115–121.

Pruess, K., 2008. On CO2 fluid flow and heat transfer behavior in the subsurface, following leakage from a geologic storage reservoir. *Environ. Geol.* 54, 1677–1686.

Raza, A., Glatz, G., Gholami, R., Mahmoud, M., Alafnan, S., 2022. Carbon mineralization and geological storage of CO2 in basalt: Mechanisms and technical challenges. *Earth-Science Rev.* 229, 104036.

Redlich, O., Kwong, J.N.S., 1949. On the thermodynamics of solutions. V. An equation of state. Fugacities of gaseous solutions. *Chem. Rev.* 44, 233–244. <https://doi.org/10.1021/cr60137a013>

Sandler, S.I., 2006. Chemical, biochemical and engineering thermodynamics, 4th ed. Wiley. ISBN 978-0-471-66174-0.

Sasaki, K., Sugai, Y., 2011. Heat transfer and phase change in deep CO2 injector for CO2 geological storage. INTECH Open Access Publisher.

Schaefer, H.T., McGrail, B.P., Owen, A.T., 2009. Basalt-CO2-H2O interactions and variability in carbonate mineralization rates. *Energy Procedia* 1, 4899–4906.

Schmidt, G., Wenzel, H., 1980. A modified van der Waals type equation of state. *Chem. Eng. Sci.* 35, 1503–1512. [https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0009-2509\(80\)80044-3](https://doi.org/https://doi.org/10.1016/0009-2509(80)80044-3)

Szulczewski, M.L., MacMinn, C.W., Juanes, R., 2014. Theoretical analysis of how pressure buildup and CO2 migration can both constrain storage capacity in deep saline aquifers. *Int. J. Greenh. Gas Control* 23, 113–118. <https://doi.org/10.1016/>

[j.ijggc.2014.02.006](#)

UNFCCC, 2015. Paris Agreement, United Nations.

US-EIA, 2013. Technically Recoverable Shale Oil and Shale Gas Resources: An assessment of 137 Shale Formations in 41 Countries Outside the United States [WWW Document]. Indep. Stat. Anal. URL <https://www.eia.gov/analysis/studies/worldshalegas/pdf/overview.pdf> (accessed 3.9.19).

Vanden Berg, M.D., 2016. Utah's Energy Landscape, 4th ed. Utah Geological Survey. Circular 121. ISBN 978-1-55791-924-3, Salt Lake City, UT, USA.

Vega Ortiz, C., 2021. Optimization of CO2 Mass Transport and Storage at In-Situ Conditions in Unconventional Plays: Coalbed Methane and Carbonaceous Mudstones. ProQuest Diss. Theses. The University of Utah PP - United States -- Utah, United States -- Utah.

Waals, J.D. van der, 1873. Over de continuïteit van den gasen vloeistoestand (Doctoral Dissertation). A.W. Sijthoff, Leiden.

Weaver, L., 2018. GeoSights: Crystal Geysers, Grand County, Utah. Surv. Notes. Utah Geol. Surv. 50.

Weniger, P., Kalkreuth, W., Busch, A., Krooss, B.M., 2010. High-pressure methane and carbon dioxide sorption on coal and shale samples from the Paraná Basin, Brazil. Int. J. Coal Geol. 84, 190–205. <https://doi.org/>



Carlos Vega-Ortiz es profesor e investigador de la Universidad Politécnica de la Energía (UPE). Obtuvo la Maestría en Ingeniería Petrolera y el Doctorado en Ingeniería Química por la Universidad de Utah. Su experiencia incluye captura y almacenamiento geológico de carbono (CCS), caracterización de yacimientos, geomecánica, petrofísica y simulación numérica del subsuelo. Colabora como tutor y profesor en el Posgrado en Ciencias de la Tierra de la UNAM, impartiendo cursos relacionados con yacimientos no convencionales y evaluación geológica integral. Ha participado en proyectos de investigación en Estados Unidos y México enfocados en CCS, recursos no convencionales y transición energética.

[10.1016/J.COAL.2010.08.003](#)

White, S.P., Allis, R.G., Moore, J., Chidsey, T., Morgan, C., Gwynn, W., Adams, M., 2005. Simulation of reactive transport of injected CO2 on the Colorado Plateau, Utah, USA. Chem. Geol. 217, 387–405. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.chemgeo.2004.12.020>

Yan, W., Huang, S., Stenby, E.H., 2011. Measurement and modeling of CO2 solubility in NaCl brine and CO2-saturated NaCl brine density. Int. J. Greenh. Gas Control 5, 1460–1477. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2011.08.004>

Zeng, Q., Wang, Z., Liu, L., Ye, J., McPherson, B.J., McLennan, J.D., 2018. Modeling CH4 Displacement by CO2 in Deformed Coalbeds during Enhanced Coalbed Methane Recovery. Energy and Fuels 32, 1942–1955. <https://doi.org/10.1021/acs.energyfuels.7b02830>

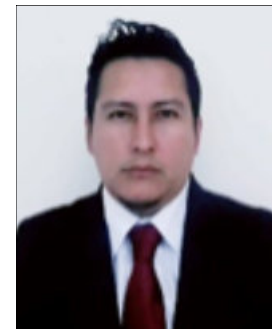
Zhang, Y., Lashgari, H.R., Sepehrnoori, K., Di, Y., 2017. Effect of capillary pressure and salinity on CO2 solubility in brine aquifers. Int. J. Greenh. Gas Control 57, 26–33. <https://doi.org/https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2016.12.012>

Zoback, M.D., Hennings, P., 2023. Earthquakes Triggered by Massive Injection of Produced Water in North America: Implications for Large-Scale Geologic

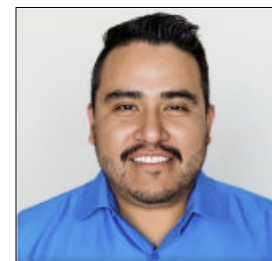


Joel Rosales Rodríguez es Ingeniero Geólogo egresado de la ESIA-Ticomán (IPN) en el año 1999, en 2007 obtiene el grado de Maestro en Ciencias por la misma institución (ESIA-Ticomán, IPN) y en 2014 el grado de Doctor en Ciencias por parte del Instituto de Geofísica de la UNAM. Del año 2000 a 2002 trabajó para la empresa Gondwana Exploraciones, S. C., en el desarrollo de modelos de cuencas geohidrológicas, evaluación de aguas subterráneas, exploración geológico-minera y geológica-geohidrológica.

Del año 2000 a la actualidad labora en el Instituto Mexicano del Petróleo. Ingreso en la Gerencia de Geociencias en el área de Servicios en Exploración desarrollando proyectos de análisis y modelado de cuencas sedimentarias (Cuencas del Sureste, Zona Marina, Cuenca de Burgos, Cuenca de Veracruz). A partir del 2014 está adscrito a la Gerencia de Geología Predictiva de la Dirección de Investigación en Exploración y Producción como especialista en Análisis de Cuencas Sedimentarias y sus Sistemas Petroleros (Cuenca de Burgos, Cinturón Plegado Perdido, Cuenca Tampico Misantla, Cuenca Salina del Istmo). Entre 2007 y 2014 colaboró con la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura (ESIA-Ticomán) como experto en análisis de cuencas sedimentarias para el desarrollo de proyectos de exploración de dióxido de carbono (CO2) en las cuencas petroleras mexicanas (Sabinas, Burgos, Tampico-Misantla, Sierra de Chiapas) y campos volcánicos cercanos (los Humeros, Chichonal, Acoculco). Formó parte del Comité CCUS México, en 2016, liderado por la Dirección General de Energías Limpias de la Secretaría de Energía. Ha impartido cursos para PEMEX de “Geología estructural y tectónica salina” y “Modelado Geológico y del Sistema Petrolero”. Profesor de Geología en la Universidad Autónoma del Estado de México (FG-UAEMex), Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura, Instituto Politécnico Nacional (ESIA Ticomán-IPN, Posgrado en Ciencias de la Tierra (PCT-UNAM) y Universidad Politécnica de la Energía del Estado de Hidalgo (UPEH). Director de tesis de licenciatura y maestría, miembro de comités tutorales de tesis de posgrado. Autor-coautor de artículos técnicos y ponente en foros de geociencias en temas relacionados con análisis de cuencas, tectónica y termicidad de la corteza. Presidente de la Presidente AMGP Delegación Ciudad de México, miembro de la Sociedad Geológica Mexicana (SGM), Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros (AMGP) y American Association of Petroleum Geologists (AAPG).



José Leonel Larios Ferrer es Doctor y Maestro en Ciencias Económicas por la Universidad Autónoma Metropolitana y Licenciado en Matemáticas Aplicadas (con subespecialidad en Economía) por la Universidad Autónoma del Estado de Hidalgo (UAEH). Actualmente, se desempeña como investigador en la Universidad Politécnica de la Energía y como Secretario Académico de la misma universidad. Funge como colíder de la línea Productividad y Competitividad Empresarial de la Red Nacional de Universidades Tecnológicas y Politécnicas de México. Sus líneas de investigación contemplan modelos matemáticos y la teoría de juegos aplicadas a la ciencia política, ciencias económicas y a la ingeniería. Miembro del Sistema Nacional de Investigadoras e Investigadores (Nivel C) y cuenta con Perfil Deseable ante PRODEP y ante la DGUTyP por el desarrollo de actividades del nuevo modelo educativo.



Luis Gerardo Navarro es Gerente de Ingeniería en IBC Advanced Technologies (American Fork, Utah, EE. UU.) y candidato a Doctor en Ingeniería por la Universidad de Edimburgo, Reino Unido, con finalización prevista para diciembre de 2026. Obtuvo una Maestría en Ingeniería Química por la Universidad de Utah y una Licenciatura en Ingeniería Química por la Universidad Autónoma de San Luis Potosí, México.

Cuenta con más de 15 años de experiencia profesional, centrada en tecnologías avanzadas de separación y recuperación de tierras raras y materiales críticos (Li, Co, Cu y metales del grupo del platino, PGMs), con especial énfasis en la aplicación industrial y el escalamiento de la Tecnología de Reconocimiento Molecular™ (MRT™). Su investigación actual se enfoca en la extracción sostenible de litio, la valorización de residuos de baterías y la conversión electroquímica de CO2 en productos de valor agregado.