

Hoja informativa sobre la gestión del carbono

Los ambiciosos objetivos climáticos de California requieren tanto reducciones significativas en las emisiones de gases de efecto invernadero como el desarrollo de soluciones de gestión del carbono, entre ellas la captura y el secuestro de carbono (CCS, por sus siglas en inglés) y la eliminación de dióxido de carbono (CDR). Estas soluciones evitan que el dióxido de carbono industrial (CO₂) llegue a la atmósfera o eliminan el CO₂ existente directamente del aire. El Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático (IPCC),ⁱ la Agencia Internacional de Energía,ⁱⁱ y el Plan de Alcance de California,ⁱⁱⁱ identifican la CCS y la CDR como esenciales para la descarbonización de la industria y la lucha contra el cambio climático.

Cómo funciona

Estos proyectos constituyen un sistema de soluciones de ingeniería integradas que consta de tres pasos principales:

1. Captura
 2. Transporte
 3. Almacenamiento
-

1. Captura

El carbono puede eliminarse de la atmósfera y almacenarse mediante soluciones basadas en la naturaleza, como el almacenamiento en los árboles. También puede eliminarse mecánicamente mediante tecnologías que capturan el CO₂ de una fuente puntual antes de que entre en la atmósfera o directamente del aire.

Soluciones basadas en la naturaleza

- **Bosques urbanos y salud forestal:** La expansión de las copas de los árboles y los parques urbanos, así como la restauración y conservación de los bosques, son estrategias que permiten a los árboles capturar y almacenar carbono.
- **Salud del suelo:** Las prácticas de agricultura regenerativa, como el compostaje y el bio carbón, los cultivos de cobertura y la agricultura de labranza mínima, pueden contribuir al secuestro de carbono en el suelo.
- **Restauración de ecosistemas:** La restauración de las marismas salinas costeras y los humedales crea importantes sumideros de carbono.

Tecnologías de captura de fuentes puntuales

- **Separación en origen industrial:** Se puede utilizar en instalaciones industriales donde las concentraciones de CO₂ son elevadas. Esto incluye plantas de etanol, plantas de hidrógeno, refinerías de petróleo, hornos de cemento y centrales eléctricas. La tecnología también filtra contaminantes como las partículas en suspensión, el azufre y los óxidos de nitrógeno, lo que ayuda a mejorar la calidad del aire local. Si bien el proceso químico puede generar vapores secundarios como el amoníaco, los operadores pueden capturar esos vapores utilizando lavadores de aire especializados, filtros y fluidos de captura de mayor duración.
- **Bioenergía:** Genera energía a partir de biomasa al tiempo que captura el CO₂ asociado. El proceso se denomina «Bioenergía con captura y almacenamiento de carbono» (BECCS, por sus siglas en inglés) cuando se combina con almacenamiento subterráneo permanente.

Captura directa de aire (DAC)

- **Extracción atmosférica:** Extrae CO₂ directamente del aire, donde las concentraciones son extremadamente bajas. Utiliza filtros químicos sólidos o soluciones químicas líquidas para atrapar el gas y liberarlo al calentarlo. Este método requiere más energía y es más costoso debido a que la concentración es baja.

2. Transporte

Tras la captura, el CO₂ se transporta a los sitios de almacenamiento. Actualmente, las tuberías son la forma más segura, rentable y escalable de transportar grandes volúmenes continuos de CO₂. En circunstancias específicas, también se pueden utilizar barcos, trenes y camiones.

Tuberías de CO₂

- El CO₂ se transporta típicamente a través de tuberías como fluido supercrítico, con una densidad similar a la de un líquido y una fluidez similar a la de un gas, lo que permite mover grandes volúmenes de manera eficiente.
- Las tuberías de CO₂ son una tecnología comercial madura con más de 50 años de historia operativa. Actualmente, en Estados Unidos operan más de 5,000 millas de tubería dedicada al CO₂, lo que representa aproximadamente el 85 % del total de millas de tubería a nivel mundial.^{iv, v}
- Construidos históricamente para transportar CO₂ natural a yacimientos petrolíferos maduros con fines de recuperación mejorada de petróleo (EOR) en Texas, las tuberías se están expandiendo rápidamente hacia redes dedicadas de múltiples usuarios para el almacenamiento permanente de carbono a gran profundidad.

Camiones, trenes, barcos

- El transporte de CO₂ en forma de líquido de alta densidad mediante trenes, camiones o barcos es más eficiente en términos de volumen en largas distancias, pero este método requiere mucha energía, ya que el CO₂ debe enfriarse a unos -50 °C. Como resultado, este método funciona mejor para envíos temporales y de menor volumen, y presenta desafíos operativos y costos más elevados que las tuberías.

3. Almacenamiento

El almacenamiento consiste en inyectar el CO₂ a gran profundidad en el subsuelo, en capas de roca permeables cubiertas por capas gruesas de roca sólida para mantenerlo atrapado. A profundidades inferiores a 2,600 pies, la temperatura y la presión mantienen el CO₂ denso, similar al petróleo.

En California, las formaciones adecuadas en las cuencas de San Joaquín y Sacramento suelen tener una profundidad de entre 5,500 y 8,500 pies. Esto es mucho más profundo que los acuíferos de agua subterránea, que por lo general se encuentran a menos de 500 pies bajo tierra.

Las opciones de almacenamiento subterráneo incluyen:

- **Acuíferos salinos profundos:** Las formaciones profundas de arenisca o piedra caliza llenas de agua salada ofrecen la mayor capacidad de almacenamiento a nivel mundial. Estos acuíferos no son aptos para el consumo humano.
- **Yacimientos de petróleo y gas agotados:** Estas formaciones rocosas han demostrado su integridad estructural, ya que han retenido con éxito petróleo y gas natural durante millones de años. Ese mismo espacio vacío creado al extraer esos recursos ahora puede utilizarse para el almacenamiento.

Tras la inyección, el CO₂ queda retenido en la roca mediante cuatro mecanismos de retención:

1. Retención estructural: una barrera física debajo de una o varias capas impermeables de roca de cobertura
2. Retención residual: el CO₂ queda atrapado en los poros minúsculos de la roca
3. Retención por solubilidad: el CO₂ se disuelve en el fluido de la formación
4. Retención mineral: el CO₂ reacciona para formar roca carbonatada sólida

Como resultado de estos mecanismos de retención, la seguridad del almacenamiento aumenta con el tiempo.

Potencial de almacenamiento subterráneo en California

California cuenta con un potencial considerable para el almacenamiento permanente de carbono, principalmente en las cuencas profundas del Valle Central. Se estima que la capacidad total de almacenamiento de California es de 150 a 500 gigatoneladas de carbono^{vi} –suficiente para almacenar las emisiones industriales del estado durante siglos.

Cuencas clave de almacenamiento en California

- **Cuenca de Sacramento:** Extensos acuíferos salinos y yacimientos de gas agotados cerca de instalaciones industriales en el norte de California.
- **Cuenca de San Joaquín:** Área de alta capacidad con formaciones gruesas de arenisca y capas de roca madre de esquisto robustas.
- **Cuencas de Ventura y Los Ángeles y la Depresión de Salton:** Capacidad regional en las cuencas costeras y del interior del sur.



Fuente: [Portal de datos geológicos sobre secuestro de carbono de CGS](#)

Madurez tecnológica

A octubre de 2025, había 77 plantas de CCS en operación en el mundo,^{vii} y 19 en operación en los Estados Unidos.^{viii}

Estado del desarrollo de la tecnología de CCS

- **Equipos de captura para plantas de etanol:** Disponibles en el mercado.
- **Equipos de captura para plantas de cemento y acero:** En fase de demostración como parte de proyectos piloto activos a escala comercial.
- **Captura directa del aire:** Existen algunos proyectos a escala comercial a nivel mundial, pero el alto consumo de energía y los costos elevados siguen siendo un desafío para su implementación y ampliación.
- **Tuberías de CO₂:** La tecnología está muy madura, con miles de millas ya instaladas en todo Estados Unidos.^{ix}
- **Almacenamiento geológico:** Existe desde hace más de 50 años en acuíferos salinos y yacimientos de petróleo y gas agotados en EE. UU. como parte de operaciones de recuperación mejorada de petróleo, y desde hace más de 20 años como parte de la mitigación climática sin extracción de petróleo.^x

Riesgos para la salud, la seguridad y el medio ambiente

La CCS se basa en procesos industriales estándar de la industria química y de los yacimientos petroleros. Sin embargo, también presenta riesgos operativos específicos que requieren estrictos requisitos de ingeniería, monitoreo y regulación, así como supervisión.

Riesgo potencial	Impacto potencial	Caracterización
Rotura o fuga en la tubería	Dispersión localizada de CO ₂ , posible asfixia en concentraciones elevadas	Las tasas de falla tanto de las tuberías de CO ₂ como de las que transportan petróleo y gas son muy bajas. Sin embargo, el CO ₂ se transporta a alta presión y es más pesado que el aire, lo que significa que puede desplazar al oxígeno y actuar como asfixiante en concentraciones elevadas. Por lo general, las fugas pequeñas no presentan este riesgo, pero las rupturas grandes sí pueden hacerlo. ^{xi} De 1994 a 2021, las fugas representaron el 48 por ciento de los incidentes en tubería de CO ₂ mientras que las rupturas representaron el 3 por ciento. ^{xii} Las decisiones sobre la ubicación, el monitoreo continuo y el diseño riguroso de la tubería puede ayudar a evitar las fugas.
Sismicidad inducida	Actividad microsísmica provocada por cambios en la presión de los fluidos a lo largo de las fallas	La inyección de CO ₂ en el subsuelo puede alterar las tensiones en fallas existentes, lo que podría provocar terremotos inducidos y posibles fugas. Los eventos sísmicos documentados han sido de baja magnitud y se consideran microsismos cuando no causan daños y no son percibidos por las personas. El IEAGHG revisó 36 sitios de almacenamiento de CO ₂ (^{xiii}), de los cuales 19 proyectos llevaron a cabo monitoreo sísmico; 10 detectaron cierta microsismicidad atribuida a la inyección, con solo un sismo «percibido» conocido hasta la fecha (Mw 4,4, Cogdell, Texas). ^{xiv} El monitoreo continuo, junto con un protocolo de sistema de semáforos específico para cada proyecto, guía las medidas de mitigación, con el objetivo de detectar la microsismicidad y tomar medidas operativas antes de que ocurran eventos de mayor magnitud.
Contaminación de las aguas subterráneas	La acidificación por CO ₂ de los acuíferos potables poco profundos, con lixiviación de oligoelementos	Para que ocurra la acidificación por CO ₂ , el CO ₂ inyectado debe ascender a través de fallas o fracturas, pozos antiguos sin sellar o capas de cobertura dañadas hacia los acuíferos de agua potable poco profundos. Muchas de las mismas soluciones de ingeniería utilizadas para proteger el agua potable de la producción de petróleo y gas son efectivas para reducir el riesgo de acidificación por CO ₂ en los acuíferos de agua potable poco profundos. Entre ellas se incluyen los requisitos de taponar los pozos antiguos, garantizar que la geología forme capas gruesas o múltiples de roca de cobertura impermeable, diseñar y construir pozos con múltiples barreras, y restringir la presión de inyección para evitar la fracturación de la roca de cobertura protectora, así como los requisitos de la EPA de EE. UU. de que las zonas de

		inyección se ubiquen debajo de la formación más baja que contenga una fuente subterránea de agua potable. ^{xv}
Fugas en el almacenamiento en superficie	Liberación gradual de CO ₂ de vuelta a la atmósfera, lo que reduce el beneficio climático	Este riesgo puede gestionarse mediante una selección exhaustiva del emplazamiento, el confinamiento mediante múltiples mecanismos y el monitoreo, la presentación de informes y la verificación a largo plazo tras la inyección. El IPCC estima que es muy probable que los emplazamientos de almacenamiento geológico debidamente seleccionados y gestionados retengan más del 99 % del CO ₂ almacenado durante 100 años, y probable que retengan más del 99 % durante 1,000 años. ^{xvi}

ⁱ [Informe de síntesis del AR6: Cambio climático 2023 — IPCC.](#)

ⁱⁱ [Hoja de ruta hacia las cero emisiones netas: una vía global para mantener al alcance el objetivo de 1,5 °C – Análisis - AIE.](#)

ⁱⁱⁱ [Documentos del Plan de Alcance 2022 | Junta de Recursos del Aire de California.](#)

^{iv} 10 Infraestructura para la utilización del CO₂. Academias Nacionales de Ciencias, Ingeniería y Medicina. 2024. *Infraestructura, mercados e investigación y desarrollo para la utilización del carbono: un informe final*. Washington, DC: The National Academies Press. doi: 10.17226/27732.

^v IEAGHG, «Infraestructura de tuberías de CO₂», 2013-18, diciembre de 2013.

^{vi} La asociación regional WESTCARB para la captura y almacenamiento de carbono (CCS), una organización liderada por la Comisión de Energía de California (CEC) y el Departamento de Energía de EE. UU. (DOE), estimó que la capacidad de almacenamiento de CO₂ en formaciones salinas en las diez cuencas más grandes de California oscilaba entre 150 y 500 gigatoneladas (Gt).

^{vii} [CCUS en 2025: un repaso de fin de año.](#)

^{viii} [Informe sobre el estado mundial de la CCS en 2025, 9 de octubre.](#)

^{ix} [Informe anual sobre el kilometraje de los sistemas de líquidos peligrosos o dióxido de carbono | PHMSA.](#)

^x Baker, S. E., Stolaroff, J. K., Peridas, G., Pang, S. H., Goldstein, H. M., Lu, F. Y., ... y Aines, R. D. (2020). *Getting to Neutral: Options for Negative Carbon Emissions in California*. Laboratorio Nacional Lawrence Livermore (LLNL-TR-796100).

^{xi} [¿Existen riesgos al transportar dióxido de carbono en tuberías? | Portal Climático del MIT.](#)

^{xii} Vitali, Matteo et al., «Análisis estadístico de incidentes en tuberías terrestres de CO₂ basado en la base de datos de la PHMSA.», *Journal of Loss Prevention in the Process Industries*, volumen 77, julio de 2022, doi:10.1016/j.jlp.2022.104799.

^{xiii} Hosseini et al., «Estado actual del conocimiento sobre el riesgo de sismicidad inducida en proyectos de almacenamiento de CO₂», Informe técnico 2022-02 del Programa de I+D sobre gases de efecto invernadero de la AIE, enero de 2022.

^{xiv} Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS), Programa de Riesgos Sísmicos, «[Informe de percepción sísmica](#)», evaluado en 2026.

^{xv} Fuente de la normativa federal: 40 CFR § 146.81(d)

^{xvi} Metz, B., Davidson, O., de Coninck, H. C., Loos, M. y Meyer, L. A. (Eds.). (2005). *Informe especial del IPCC sobre la captura y el almacenamiento de dióxido de carbono*. Elaborado por el Grupo de Trabajo III del Panel Intergubernamental sobre el Cambio Climático. Cambridge University Press.