



RIDAA
Repositorio Institucional
Digital de Acceso Abierto de la
Universidad Nacional de Quilmes



Universidad
Nacional
de Quilmes

p̃y Romano D Elia, Yael Soledad

Evaluación de reservorios clásticos para estudio de factibilidad de almacenamiento de CO₂



Esta obra está bajo una Licencia Creative Commons Argentina.
Atribución - No Comercial - Sin Obra Derivada 2.5
<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-nd/2.5/ar/>

Documento descargado de RIDAA-UNQ Repositorio Institucional Digital de Acceso Abierto de la Universidad Nacional de Quilmes de la Universidad Nacional de Quilmes

Cita recomendada:

p̃y Romano D Elia, Y. S. (2026). *Evaluación de reservorios clásticos para estudio de factibilidad de almacenamiento de CO₂*. (Tesis de maestría). Universidad Nacional de Quilmes, Bernal, Argentina. Disponible en RIDAA-UNQ Repositorio Institucional Digital de Acceso Abierto de la Universidad Nacional de Quilmes <http://ridaa.unq.edu.ar/handle/20.500.11807/6163>

Puede encontrar éste y otros documentos en: <https://ridaa.unq.edu.ar>

Evaluación de reservorios clásticos para estudio de factibilidad de almacenamiento de CO²

TESIS DE MAESTRÍA

Yael Soledad Romano D'Elia

yaelromanod@gmail.com

Resumen

Entre las tecnologías emergentes para mitigar el cambio climático, el almacenamiento geológico de CO², conocido como Carbon Capture and Storage (CCS), se destaca como una herramienta clave y una solución potencial para reducir las emisiones de gases de efecto invernadero, contribuyendo de manera significativa a la mitigación del calentamiento global, tal como se establece en el Acuerdo de París de 2015, en el marco de la Convención de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático.

En este contexto, los reservorios clásticos de la Cuenca Neuquina se perfilan como una opción prometedora para el almacenamiento geológico de CO². Estas formaciones, utilizadas históricamente para la producción de gas y petróleo, poseen características geológicas que las posicionan como potenciales sumideros de carbono, contribuyendo a la mitigación del cambio climático en Argentina y fortaleciendo el rol de la región en los esfuerzos globales.

El presente trabajo tiene como objetivo analizar la factibilidad de proyectos de almacenamiento de CO² en reservorios clásticos de la Cuenca Neuquina, considerando a lo largo de su análisis, aspectos técnicos, ambientales y regulatorios. Se abordarán conceptos clave sobre el comportamiento del CO² en el subsuelo, así como las propiedades petrofísicas y geológicas que inciden directamente en su viabilidad, buscando realizar una visión detallada de los factores que determinan la efectividad de esta tecnología.

Con base en este análisis integral, se espera aportar información valiosa que permita evaluar el potencial de la Cuenca Neuquina como un sitio adecuado para la implementación de proyectos de almacenamiento de CO², contribuyendo a los esfuerzos de mitigación del cambio climático a nivel local, nacional e internacional.

Abstract

Among the emerging technologies for mitigating climate change, geological CO² storage, known as Carbon Capture and Storage (CCS), stands out as a key tool and a potential solution for reducing greenhouse gas emissions. It's significantly contributes to the mitigation of global warming, as outlined in the 2015 Paris Agreement within the framework of the United Nations Framework Convention on Climate Change.

In this context, the clastic reservoirs of the Neuquén Basin are positioned as a promising option for geological CO² storage. These formations, historically used for gas and oil production, have geological characteristics that make them potential carbon sinks, contributing to climate change mitigation in Argentina and strengthening the region's role in global efforts.

This study aims to analyze the feasibility of CO² storage projects in the clastic reservoirs of the Neuquén Basin, considering technical, environmental, and regulatory aspects throughout the analysis. Key concepts regarding CO² behavior in the subsurface, as well as petrophysical and geological properties directly affecting its viability, will be addressed, seeking to provide a detailed understanding of the factors that determine the effectiveness of this technology.

Based on this comprehensive analysis, the research aims to provide valuable information to assess the potential of the Neuquén Basin as a suitable site for CO² storage projects, contributing to climate change mitigation efforts at the local, national, and international levels.

Agradecimientos

La realización de este trabajo ha sido un proceso desafiante y enriquecedor, tanto en el ámbito profesional como en el personal. Este logro no habría sido posible sin el apoyo y la colaboración invaluable de mis colegas y amigos, quienes desempeñaron un papel fundamental en cada una de las etapas del presente estudio.

Expreso mi más profundo agradecimiento al Dr. Mariano Hernández por su constante guía, su generoso intercambio de ideas y su compromiso incondicional con este proyecto de manera desinteresada. Sus aportes, experiencia y visión profesional han sido esenciales para el desarrollo de este estudio.

Asimismo, agradezco a la Mg. Dana Cammisi por su apoyo inquebrantable, su aliento, su compañía y sugerencias a lo largo del proceso de escritura. Su respaldo ha sido un pilar fundamental para retomar este proyecto pendiente y culminar con éxito esta etapa.

A la Dr. Belén González, le expreso mi sincero agradecimiento por su invaluable orientación en la definición y el enfoque de esta investigación. Aprecio profundamente su apoyo intelectual, su generosidad al transmitir el saber, su dedicación en la lectura y corrección de este trabajo, incluso cuando se sumergía en lecturas de campos ajenos.

A mi familia, cuyo apoyo incondicional, paciencia y motivación fueron esenciales para alcanzar este objetivo. Su confianza y acompañamiento han sido un motor constante en este camino.

Extiendo mi gratitud a la Universidad Nacional de Quilmes por brindarme la oportunidad de llevar a cabo y presentar este trabajo, permitiéndome crecer tanto académica como profesionalmente. Del mismo modo, agradezco profundamente a mis directores, quienes han seguido apostando por este proyecto a lo largo de los años.

Por último, dedico este trabajo a Sergio Castaño, “Chechi”, un apasionado de las ciencias naturales y ferviente defensor del medio ambiente, quien desde pequeña me inspiró a explorar el mundo natural con curiosidad y compromiso, y cuya vida fue un ejemplo de entrega y compromiso por hacer de este mundo un lugar mejor.

Tabla de Contenidos

Capítulo I.....	1
1.1. Introducción al problema	1
1.2. Estado del arte.....	3
1.3. Definición de objetivos	10
1.4. Hipótesis	11
Capítulo II	11
2.1. Marco conceptual	11
2.2. Técnica y método de investigación	14
Capítulo III: Propiedades petrofísicas	17
3.1. Porosidad y permeabilidad	17
3.2. Saturación de fluidos	19
3.3. Litología	20
3.4. Composición	23
Capítulo IV: Almacenamiento geológico de CO₂	24
4.1. Fundamentos del almacenamiento de CO ₂	24
4.2. Mecanismos de entrapamiento de CO ₂ en formaciones subterráneas.....	27
4.3. Criterios de selección de cuenca	30
Capítulo V: Cuenca Neuquina	34
5.1. Formación de la Cuenca Neuquina	36
5.2. Regiones morfoestructurales de la Cuenca Neuquina	39
Capítulo VI: Estudios de almacenamiento de CO₂ en reservorios clásicos.....	44
6.1. Estudio I	46
6.2. Estudio II.....	51
6.3. Correlación estratigráfica del área centro-este de la Cuenca Neuquina y estudios I y II ..55	
6.4. Interrelación de hallazgos	60
Capítulo VII: Aspectos ambientales para el almacenamiento de CO₂: Hacia una evaluación integral	63
7.1. Análisis de potenciales impactos ambientales y propuestas de mitigación	63
7.2. Análisis de las consideraciones favorables del área centro-este de la Cuenca Neuquina ..70	
Capítulo VIII: Revisión del marco normativo argentino	74
Capítulo IX: Discusión	80
Recomendaciones	86

<i>Conclusión</i>	88
<i>Bibliografía</i>	89

Capítulo I

1.1. Introducción al problema

El efecto invernadero es un fenómeno natural y esencial para la vida en la Tierra. Sin embargo, las actividades humanas han incrementado la concentración de gases de efecto invernadero (GEI) de larga duración, como el dióxido de carbono (CO_2), el óxido nitroso (N_2O) y el metano (CH_4), alterando el equilibrio climático global. El aumento de estos gases genera una retroalimentación positiva en el calentamiento del planeta, lo que, de no tomarse medidas urgentes, tendrá consecuencias ecológicas y socioeconómicas irreversibles en las próximas décadas (Quiroga Martínez, 2017). Las principales causas del incremento de CO_2 y otros gases de efecto invernadero están asociadas al crecimiento demográfico, la industrialización y el uso intensivo de combustibles fósiles, junto con la deforestación y la intensificación de prácticas agrícolas (OMM, 2017). Según el Boletín sobre los Gases de Efecto Invernadero de la Organización Meteorológica Mundial (2023), “el CO_2 es el principal GEI de origen antropogénico, contribuyendo aproximadamente con un 64 % al forzamiento radiactivo ocasionado por este tipo de gas. Es la causa del 79% de aumento de ese forzamiento durante el último decenio y del aproximadamente 77% de aumento en los últimos 5 años”. Además, especifica que en el año 2022, las concentraciones globales de CO_2 , CH_4 y N_2O alcanzaron niveles récord, con aumentos del 150 %, 264 % y 124 %, respectivamente, en comparación con los niveles preindustriales previos a 1750.

Este incremento en la concentración de GEI mantiene una relación directa con el aumento de la temperatura media global, lo que ha llevado a registrar valores extremos en las últimas décadas (OMM, 2017). El cambio climático provocado por estas emisiones genera efectos adversos significativos, tales como la desaparición de arrecifes de coral, el deshielo de glaciares, la elevación del nivel del mar, la migración de especies y la desertificación de zonas fértiles. Además, se prevén impactos directos en la vida humana, como inundaciones de áreas costeras, intensificación de huracanes, crisis alimentarias y el aumento de enfermedades respiratorias y cardiovasculares (Quiroga Martínez, 2017).

En respuesta a esta problemática, la Agenda 2030 para el Desarrollo Sostenible de la Organización de las Naciones Unidas (ONU) establece como objetivo mitigar el impacto del cambio climático mediante acciones que limiten el aumento de la temperatura global a 1.5 °C para

el año 2030 (ONU, 2017). Sin embargo, las proyecciones actuales indican que, sin medidas drásticas, la temperatura podría aumentar hasta 3 °C, superando el límite establecido en el Acuerdo de París.

En este contexto, la captura y almacenamiento de carbono (CAC) emerge como una estrategia y herramienta clave para reducir las emisiones de CO₂ a la atmósfera y cumplir con los compromisos internacionales de mitigación del cambio climático. En particular, el almacenamiento geológico de CO₂ se presenta como una opción prometedora para capturar y almacenar grandes volúmenes de este gas en formaciones subterráneas.

A partir de lo expuesto, el objetivo principal de esta investigación es evaluar de manera integral la factibilidad del almacenamiento de CO₂ en reservorios clásticos de la Cuenca Neuquina y la viabilidad de implementar este tipo de proyectos en Argentina. Para ello, se realiza una evaluación de los estudios técnicos previos relevantes en la región, complementado con un análisis detallado de los impactos asociados a la actividad, incluyendo propuestas de medidas de mitigación necesarias para abordar dichos impactos. Asimismo, se examinan las ventajas ambientales del almacenamiento de CO₂ en la región propuesta, y se revisa el marco normativo vigente con el fin de establecer el estado actual de las condiciones legales para la implementación de este tipo de proyectos en el país.

La pregunta central que guía este estudio es: ¿Son viables los reservorios clásticos de la Cuenca Neuquina para el almacenamiento geológico de CO₂ desde una perspectiva integral, que abarque los aspectos técnico-geológicos, ambientales y legales? Este análisis busca ofrecer una visión integral sobre el potencial de la Cuenca Neuquina como un sitio adecuado para el almacenamiento de CO₂, y su posible contribución a la reducción de emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera, en lineamiento con las estrategias de mitigación del cambio climático.

1.2. Estado del arte

El dióxido de carbono (CO_2), gas más abundante entre los gases de efecto invernadero de origen antropogénico, puede ser inyectado y almacenado en diversas formaciones geológicas. Las características particulares de cada una determinan los criterios a considerar para su selección. A continuación, se presentan los tipos de formaciones geológicas y sus criterios específicos en cada tipo, según lo señalado por Ruiz et al. (2006):

- **Reservorios de petróleo y gas depletados:** reservorios de hidrocarburos que han agotado gran parte de su producción natural. Su capacidad de almacenamiento depende de parámetros como la porosidad y permeabilidad de la roca, la presión remanente del yacimiento, la saturación residual de petróleo o gas, densidad y grado API del petróleo o composición del gas.
- **Formaciones permeables profundas:** las formaciones de rocas carbonatadas y rocas areníticas (rocas sedimentarias) son la opción más considerada, siendo los más viables para el almacenamiento de CO_2 los acuíferos confinados y salinos. Aquí se evalúan características como el espesor y extensión de la formación, profundidad, rangos de permeabilidad y porosidad, salinidad de agua de formación, presión hidrostática, estructura y tectónica regional, determinación de acuíferos circundantes.
- **Mantos de carbón:** su potencial de almacenamiento depende del grado, rango y composición mineral del carbón, contenido de metano natural (CH_4), capacidad de sorción, profundidad, potencia acumulada de carbón y permeabilidad.
- **Formaciones salinas:** abarcan los domos salinos (estructuras relativamente homogéneas químicamente formadas por el ascenso de sal debido a su baja densidad) y formaciones estratificadas (caracterizadas por la presencia de capas de sal intercaladas con materiales sedimentarios no salinos). Aquí se analizará la potencia de formación (extensión y espesor), volumen de la cavidad y forma, pureza de la sal, régimen de esfuerzos locales, determinación de la potencia intacta de la sal de base a techo, grado geotérmico, permeabilidad y porosidad de la formación.

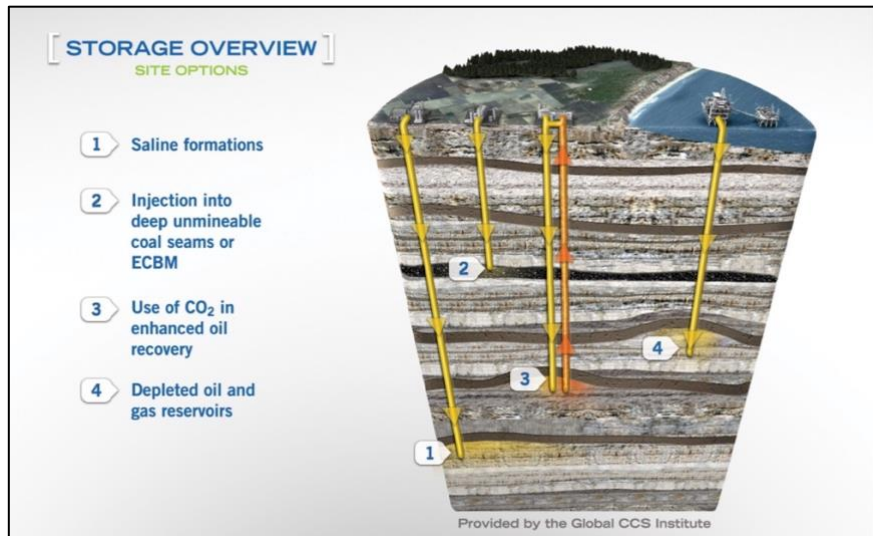


Figura 1: Ilustración general de los tipos de almacenamiento de CO₂
(Tomado de Global CCS Institute: www.globalccsinstitute.com)

El Global CCS Institute explica que la tecnología de captura y almacenamiento de carbono consta de tres etapas principales, estando el presente trabajo enfocado en la última de ellas, el almacenamiento de CO₂:

1. **Captura del CO₂:** separación del CO₂ de otros gases producidos en grandes instalaciones de procesos industriales, como centrales eléctricas de carbón y gas natural, acerías, plantas de cemento y refinerías.
2. **Transporte:** el CO₂ se comprime y se transporta a través de tuberías, camiones, barcos u otros métodos a un sitio adecuado para el almacenamiento geológico.
3. **Almacenamiento:** tras su captura, el CO₂ se comprime hasta alcanzar una densidad cercana a la del agua (estado supercrítico) y es inyectado en una formación geológica subterránea, ya sea en campos de petróleo y gas, mantos de carbón o formaciones salinas. Las formaciones que han retenido fluidos previamente (como gas natural, petróleo o agua salada) son consideradas candidatas potenciales para el almacenamiento

Existen diversos criterios a tener en cuenta para evaluar si una zona es potencialmente apta para el almacenamiento de CO₂. Aunque en nuestro país no se han desarrollado muchos estudios sobre esta temática, diferentes informes y estudios realizados en varias regiones de Europa

subrayan la necesidad de analizar ciertas características específicas. Un ejemplo de esto es un estudio llevado a cabo en Madrid en 2014 por el Instituto Geológico y Minero de España (IGME), en colaboración con la administración del Principado de Asturias, cuyo objetivo fue evaluar la viabilidad del almacenamiento geológico de CO₂ en dicha región. Este estudio destaca la importancia de realizar una evaluación preliminar de la zona seleccionada antes de llevar a cabo análisis más detallados. Esta evaluación preliminar se enfoca en identificar los recursos existentes, y algunos de los puntos clave que se destacan son los siguientes:

- Evitar las zonas con recursos en explotación actual o de potencial interés futuro, como materias primas energéticas, recursos minerales, hídricos, medioambientales y culturales.
- Al seleccionar la formación, es fundamental considerar las fuentes de CO₂ existentes, ya que estas influirán en la viabilidad del almacenamiento. Algunos aspectos clave a tener en cuenta incluyen: las características de las fuentes emisoras, el tipo y volumen de emisiones, las rutas de transporte disponibles, la distancia a los centros de emisión, y el volumen de almacenamiento requerido y disponible, entre otros. Las zonas previamente explotadas para hidrocarburos pueden contar con infraestructura que facilite el transporte de CO₂ desde la fuente de origen hasta el área de inyección y almacenamiento.
- Es imprescindible realizar evaluaciones del impacto ambiental y llevar a cabo un análisis detallado de los procesos físicos y químicos asociados con el almacenamiento de CO₂.

Por otro lado, según el informe técnico elaborado en 2006 por el Ministerio de Ciencia e Innovación de España, en colaboración con el Centro de Investigaciones Energéticas, Medioambientales y Tecnológicas (CIEMAT), sobre el almacenamiento geológico de CO₂, resalta la importancia de verificar los requisitos tanto a escala regional como en el nivel de formación. A continuación, se mencionan algunas de las condiciones más determinantes

- *La roca almacén debe cumplir con condiciones de porosidad y permeabilidad:* la porosidad tiende a disminuir con la profundidad debido a procesos de compactación y cementación, lo que limita la capacidad de almacenamiento de fluidos. Para un almacenamiento efectivo de CO₂, la formación debe contar con una porosidad suficiente

que permita su retención, así como una permeabilidad mínima en las etapas iniciales del proyecto para facilitar la inyección y distribución del CO₂ dentro de la formación almacén.

- *Presencia de una roca sello:* es esencial la existencia de una roca de baja permeabilidad ubicada sobre la formación almacén que actuará como barrera impidiendo la migración del CO₂.
- *Confinamiento:* el atrapamiento de CO₂ en el subsuelo se logra mediante mecanismos que actúan como “trampas” los cuales garantizan su confinamiento en profundidad a largo plazo.
- *Extensión y continuidad litológica:* serán favorables aquellas formaciones con gran extensión lateral (tanto de la roca almacén y sello) y sin perturbaciones que pudieran actuar como vías de escape de flujo.
- *Tipo de litología:* la textura, el tamaño, la forma y el grado de empaquetamiento de los granos influyen directamente en la permeabilidad de la roca, afectando así su capacidad de almacenamiento. Además, la composición mineralógica juega un papel clave en las posibles reacciones químicas que pueden ocurrir durante la inyección de CO₂, determinando la estabilidad del almacenamiento y la interacción del CO₂ con los minerales presentes en la formación.
- *Hidrogeología regional y flujo subterráneo:* es necesario establecer el régimen hidrogeológico regional para evaluar la dinámica del flujo subterráneo, identificar posibles interacciones con acuíferos y determinar el riesgo de migración del CO₂ inyectado fuera de la formación objetivo.

El almacenamiento de CO₂ en formaciones geológicas se ha llevado a cabo en campos de petróleo y gas desde la década de 1970. Uno de los primeros proyectos conocidos es SACROC, en Texas, desarrollado en 1972, donde la inyección de CO₂ se implementó con el objetivo de mejorar la recuperación del petróleo remanente en el yacimiento. Este proyecto fue pionero en la aplicación de esta tecnología (Pérez-Estaún et al., 2009).

Esta técnica, denominada Recuperación Mejorada de Petróleo o EOR (Enhanced Oil Recovery) o recuperación terciaria, permite reducir la viscosidad del petróleo remanente, facilitando su migración y recuperación mediante bombeo. Es decir, su objetivo principal de la EOR no es el almacenamiento de CO₂ en sí, sino la optimización de la producción de hidrocarburos

dentro del yacimiento. Por otro lado, a Recuperación Mejorada de Gas o EGR (Enhanced Gas Recovery) se fundamenta en que los campos de gas agotados o parcialmente agotados son candidatos ideales para el almacenamiento de CO₂ debido a su capacidad natural para almacenar gases durante largos períodos (Ruiz et al., 2006).

La aplicación de esta tecnología se ha aplicado en más de 100 proyectos en todo el mundo. La mayoría de estos proyectos se encuentran en los Estados Unidos, donde una gran proporción del CO₂ utilizado proviene de acumulaciones naturales, mientras que una parte menor se origina en fuentes antropogénicas (Ketzer et al., 2016).

A continuación, se mencionan algunos ejemplos de los proyectos más destacados a nivel mundial, en los cuales se han implementado programas de captura y almacenamiento geológico de carbono:

- **Proyecto Weyburn (Canadá)**

Desde septiembre de 2000, el CO₂ ha sido transportado desde la planta de gasificación Dakota, en Dakota del Norte, a través de un oleoducto de 320 km, y posteriormente inyectado en el campo petrolero Weyburn, ubicado en Saskatchewan, Canadá. Se estima que el proyecto permitirá recuperar 155 millones de barriles de petróleo para 2035, además de almacenar 30 Mtn de CO₂ durante los próximos 30 años. El objetivo principal de este proyecto es ampliar el conocimiento sobre el almacenamiento de CO₂ en el contexto de la recuperación mejorada de petróleo (EOR). Para ello, se busca comprender los mecanismos involucrados, evaluar la capacidad de almacenamiento de los reservorios y analizar la viabilidad económica del proceso de almacenamiento de CO₂ (Project facts, U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, National Energy Technology Laboratory, 2008).

- **Proyecto Rangely (Estados Unidos)**

El proyecto Rangely está ubicado en el estado de Colorado y es operado por la empresa Chevron. Utiliza CO₂ proveniente de la planta LaBarge de Exxon-Mobil en Wyoming, el cual es transportado a lo largo de 283 km por oleoducto hasta el campo Rangely. Desde 1986, la formación reservorio de areniscas del campo Rangely, ha sido inundada mediante un proceso de inyección de agua alternada con gas (WAG por sus siglas en inglés). La recuperación primaria y secundaria entre los años 1944 y 1986 alcanzó los 1.9 billones de barriles (302 millones m³) de petróleo (una

recuperación 21% del petróleo original). Mientras que con la recuperación terciaria con CO₂ el proyecto espera recuperar otros 129 millones de barriles (21 millones m³) de petróleo (recuperación de 6.8% del petróleo original). En el año 2003, se inyectaron 2.97 Mt de CO₂ anualmente, con un resultado de producción de 13,913 barriles de petróleo diarios. Hasta la fecha, se estima que se han almacenado 22.2 Mt de CO₂ (IPCC, 2005).

- **K12-B (Países Bajos)**

El proyecto K12-B, iniciado en 2004, se lleva a cabo en un campo gasífero situado en la plataforma continental de los Países Bajos. Este proyecto marcó un hito al ser el primer lugar en el mundo donde se inyecta CO₂ en el mismo reservorio del cual fue extraído, junto con el gas natural producido. Desde su inicio, se ha investigado y demostrado la viabilidad de la inyección y almacenamiento de CO₂ en campos de gas natural agotados. Hasta la fecha, se han inyectado más de 100 Kton de CO₂.

Es relevante destacar que el proyecto fue financiado en un 90% por el Gobierno de los Países Bajos y forma parte del programa CRUST, lanzado en 2002 por el gobierno holandés. Este programa tiene como objetivo realizar un inventario de posibles campos para el almacenamiento de CO₂, estudiar los aspectos legales y ambientales, y explorar las posibilidades de reutilización del CO₂ (Vandeweyer, Hofstee, & Graven, 2018).

- **Proyecto Ketzin (Alemania)**

Ketzin, una pequeña localidad situada al oeste de Berlín, representa un ejemplo destacado de almacenamiento de carbono en tierra en Europa. El proyecto comenzó en 2004 y en 2007 se completó la perforación de tres pozos de inyección. La inyección de CO₂ dio inicio en junio de 2008 y finalizó en agosto de 2013, con un total de 67,271 Tn de CO₂ almacenadas exitosamente en el reservorio. Este gas fue inyectado en una capa de arenisca de la Formación Stuttgart a una profundidad de 700 m, siendo la roca sello de la estructura principalmente compuesta por yeso y arcillas (MIT Carbon Sequestration Initiative, 2025).

- **Proyecto Salah (Argelia)**

El campo In Salah, ubicado en el desierto central de Argelia, comenzó con la inyección de CO₂ en 2004, actividad que fue suspendida en 2011 debido a preocupaciones sobre la integridad de la roca sello. En este proyecto, se producía gas natural con un 10% de CO₂ asociado, el cual se separaba y almacenaba en el mismo reservorio. Durante la vida del proyecto, se almacenaron 3.8 MTn de CO₂ en la Formación Krechba, una formación de arenisca carbonífera ubicada a 1800 m de profundidad. Debido a la relativamente baja permeabilidad de la roca en esta formación en comparación con otros reservorios, la inyección se realizó mediante tres pozos horizontales de largo alcance (MIT Carbon Sequestration Initiative, 2025).

Un aspecto destacado del proyecto fue el uso de datos satelitales InSAR (Radar de Apertura Sintética Interferométrico) para monitorear las deformaciones del terreno asociadas a la presión de inyección y la respuesta mecánica de las rocas en el reservorio y las capas adyacentes. Además, los datos sísmicos y micro sísmicos han proporcionado valiosos conocimientos sobre cómo responden las formaciones a la inyección de CO₂ en el subsuelo, lo que ha permitido actualizar y refinar los modelos predictivos geológicos, geomecánicos y dinámicos (MIT Carbon Sequestration Initiative, 2025).

- **Proyecto Sleipner (Noruega)**

Este proyecto es un ejemplo destacado ubicado en la plataforma marina de Noruega, el cual ha estado en funcionamiento desde 1996 y ha logrado almacenar más de 10 MTn de CO₂ desde su inicio. En Sleipner, el CO₂ capturado a partir de la producción de gas natural, es inyectado en una formación geológica diferente, Formación Utsira, la cual se encuentra por encima del yacimiento. Las tecnologías implementadas en el caso Sleipner ha permitido incluso visualizar el CO₂ en la roca almacén y realizar un seguimiento de su comportamiento a lo largo del tiempo (Pérez-Estaún et al., 2009).

Es importante mencionar que los avances más significativos en materia de captura y almacenamiento de carbono han ocurrido en América del Norte y Europa. Las políticas adoptadas y las inversiones realizadas por los países de estas regiones han impulsado la acción global en materia de almacenamiento de CO₂. Los gobiernos de estos países fueron pioneros en

brindar apoyo para fomentar la inversión privada en proyectos de CCS (Carbon Capture and Storage).

Actualmente, naciones del sudeste asiático están comenzando a promover esta tecnología, especialmente a través de sus empresas petroleras nacionales, como parte de su transición hacia las emisiones netas cero. Entre los proyectos más destacados se encuentra el de Huaneng, la mayor iniciativa a nivel mundial en una planta de energía a base de carbón, con una capacidad de captura de 1.5 MTn de CO₂ al año. Asimismo, la Corporación Nacional del Petróleo de China (CNPC) está desarrollando una planta de CCS de 2 Mtpa (millones de toneladas año) en el campo petrolero de Xinjiang, cuya primera fase entrará en operación en 2026. Por otro lado, en el sector cementero, China United Cement puso en marcha en enero de 2024 el mayor proyecto de captura de carbono por combustión oxyfuel, con una capacidad de 200,000 Tn de CO₂ anuales (Global CCS Institute, 2024).

El Panel Intergubernamental sobre Cambio Climático de las Naciones Unidas (IPCC) estima que la capacidad mundial de almacenamiento de CO₂ se encuentra en torno a los 2 billones de toneladas, lo que representa aproximadamente el 20% de las emisiones globales de CO₂, aunque este potencial podría ser aún mayor (Global CCS Institute, 2021).

1.3 Definición de objetivos

Objetivo general

- Evaluar de manera preliminar la viabilidad para la inyección y almacenamiento de CO₂ en la Cuenca Neuquina.

Objetivos específicos

- Analizar las propiedades petrofísicas y las condiciones geológicas de las formaciones almacén para evaluar su influencia en la factibilidad y capacidad de almacenamiento de CO₂.
- Identificar los impactos ambientales asociados a la inyección y almacenamiento de CO₂ y explorar formas de mitigación.

- Analizar la normativa vigente en el país para una evaluación integral sobre la viabilidad de la implementación de estos proyectos en la región.

1.4 Hipótesis

“Existen formaciones geológicas en el ámbito de Cuenca Neuquina propicias para la inyección y almacenamiento de CO₂”.

Capítulo II

2.1. Marco conceptual

El 11 de diciembre de 1997, en la ciudad de Kioto, Japón, se adoptó el Protocolo de Kioto. Este instrumento, que forma parte de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCC), estableció el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en al menos un 5% durante el periodo 2008-2012, en comparación con los niveles registrados en 1990. Además, comprometió a los principales países industrializados a desarrollar nuevas tecnologías y estrategias para disminuir las emisiones de gases contaminantes, considerando que son los mayores responsables de estas emisiones a la atmósfera (CMNUCC, 1997).

El Parlamento Español aprobó por unanimidad el Protocolo de Kioto, y posteriormente el Ministerio de Medio Ambiente presentó a la Unión Europea el Plan Nacional de Asignación de Emisiones. En 2005, durante el primer periodo de vigencia del protocolo, comenzó a funcionar el denominado mercado de emisiones de gases de efecto invernadero, el cual estableció los costes asociados al exceder las cuotas de emisión asignadas. Este sistema otorgó un valor económico al CO₂ y, al mismo tiempo, incentivó el desarrollo de nuevas iniciativas para reducir las emisiones antropogénicas de CO₂ a la atmósfera (Ruiz, C., et al., 2006).

Estos proyectos son conocidos por sus siglas I+D+i (Investigación-Desarrollo- Innovación) y representan la integración de las ciencias blandas y las ciencias duras en donde una se retroalimenta de la otra. En la actualidad este tema se encuentra en la agenda de los principales países industrializados puesto que una elevada actividad ligada al I+D+i representa una mejora de procesos, desarrollo de procesos y/o tecnología nueva, lo que marca una diferencia respecto a sus

competidores en el mercado. La actividad desarrollada según el I+D+i es calculada a partir de la proporción entre el gasto en I+D+i y el Producto Bruto Interno (PBI) en donde se desglosa la inversión pública y la inversión privada (Pérez del Villar et al., 2007).

Entre las nuevas tecnologías destinadas a la reducción de los niveles de CO₂ se encuentra su posible almacenamiento en formaciones geológicas. Este proceso incluye la captura del CO₂ emitido por las industrias, su transporte y su posterior almacenamiento en el subsuelo, tecnología actualmente conocida como Captura y Almacenamiento de Carbono (Carbon Capture and Storage, CCS) (Global CCS Institute, 2021).

En este contexto, es fundamental analizar diversos factores geológicos relacionados con la investigación, el desarrollo y la innovación (I+D+i) en almacenamiento de CO₂. Entre los más relevantes se encuentran el estudio de la permeabilidad de la formación, la interacción del CO₂ con la roca almacén, los fluidos circundantes, la estructura geológica, las vías de migración existentes, la resistencia de los materiales subyacentes y suprayacentes, y la evaluación de las tasas de fuga (Pérez del Villar et al., 2007).

Dentro de este análisis, uno de las condiciones más favorables para el almacenamiento de CO₂ en el subsuelo es el uso de formaciones que han funcionado como reservorios naturales de gas, incluyendo CO₂, y petróleo. Estas formaciones han demostrado su capacidad para almacenar hidrocarburos de manera segura durante millones de años. Además, el nivel de estudio y conocimiento de estas formaciones geológicas es elevado, lo que garantiza una mayor certeza sobre su capacidad para retener CO₂ de forma estable a largo plazo. Por ello, los reservorios de petróleo y gas total o parcialmente depletados se posicionan como uno de los principales candidatos a ser seleccionados (Ruiz et al., 2006).

Afortunadamente, como muestra la figura 2, existen numerosas cuencas sedimentarias —depresiones en la corteza terrestre de gran longitud, rellenas por capas de sedimentos— alrededor del mundo cuyas características naturales hacen viable el almacenamiento de CO₂ en el subsuelo como una estrategia para mitigar las emisiones de gases de efecto invernadero.

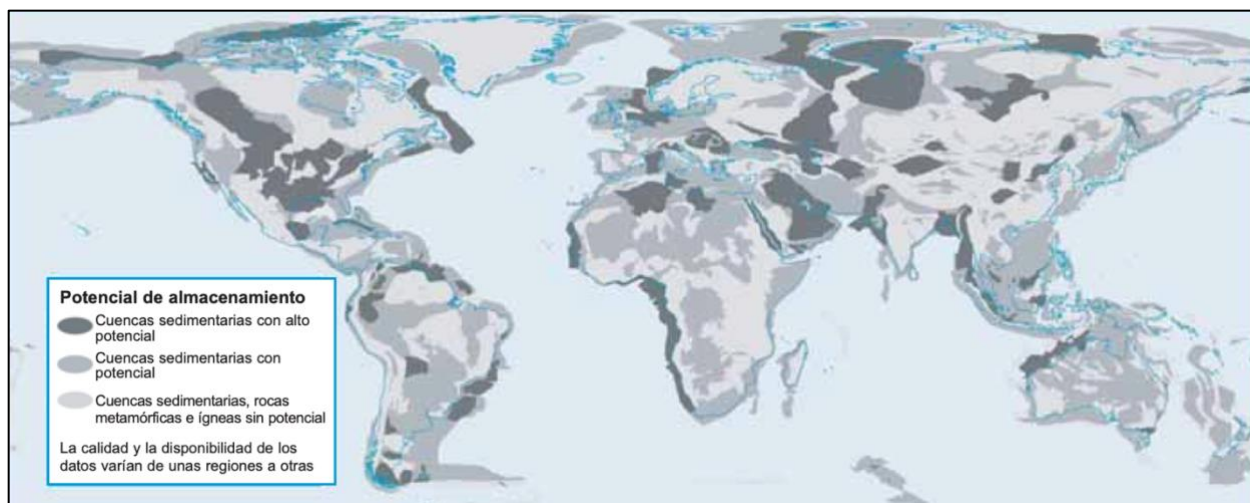


Figura 2: Zonas prospectivas de cuencas sedimentarias potenciales para el almacenamiento de CO₂ (Tomado de IPCC., 2005)

En Argentina, la Cuenca Neuquina se destaca como una de las principales cuencas hidrocarburíferas del país. Representa el 42% de la producción nacional de petróleo y el 55% de la de gas, y cuenta con numerosos estudios y análisis que proporcionan una amplia base de información sobre el subsuelo. Esta cuenca, ubicada principalmente en la provincia de Neuquén, también abarca el oeste de las provincias de Río Negro y La Pampa, así como el sur de Mendoza, con una superficie aproximada de 120.000 km² (Casadio et al., 2015).

Gracias a las diversas condiciones de porosidad, permeabilidad y las características particulares de su sistema petrolero —es decir, los componentes geológicos y los procesos necesarios para la generación y acumulación de hidrocarburos—, se abre la posibilidad de evaluar la viabilidad de la inyección y almacenamiento de CO₂ en determinadas formaciones de la Cuenca Neuquina.

Como se mencionó anteriormente, aunque estas medidas han cobrado mayor relevancia en los países desarrollados y están comenzando a implementarse en América Latina, resulta indispensable que el país adopte estrategias efectivas para mitigar las emisiones de CO₂. Este desafío está estrechamente vinculado a los compromisos internacionales asumidos, en el marco de los acuerdos globales para combatir el cambio climático.

2.2. Técnica y método de investigación

Las principales técnicas utilizadas en esta investigación se describen a continuación: la tesis adoptó un enfoque cualitativo, entendido como una investigación en contexto de descubrimiento, según Ruiz Olabuénaga (2012). Este enfoque sirvió como puente hacia una indagación más rigurosa en la comprensión de los fenómenos. La investigación se basó en un análisis comparativo fundamentado en una revisión teórica de enfoques metodológicos y teóricos sobre el almacenamiento de CO₂. Siguiendo el marco de Denzin (1970), este análisis permitió contrastar perspectivas desde diferentes enfoques, abordando el fenómeno de manera integral.

Se enmarcó dentro del paradigma interpretativo, el cual se centró en comprender los fenómenos en su contexto a través de la reconstrucción de significados y la interpretación de datos (Guba y Lincoln, 1994). Este enfoque reconoció que la realidad es construida socialmente y que el conocimiento se generó mediante el análisis de experiencias, documentos y estudios previos, en lugar de la medición objetiva propia del paradigma positivista (Ramos, 2015).

Las principales técnicas utilizadas en esta investigación se describen a continuación:

1. Evaluación de estudios previos: se realizó un análisis crítico de estudios clave sobre el almacenamiento de CO₂ en reservorios clásticos, considerando su relevancia, calidad y validez, así como sus limitaciones y aportes (Fink, 2020). La selección de estudios se basó en los siguientes criterios:

- Ubicación geográfica: estudios realizados en la Cuenca Neuquina.
- Tipo de almacenamiento: almacenamiento de CO₂ en reservorios clásticos.
- Año de publicación: estudios de los últimos 10 años.
- Metodología validada: investigaciones con enfoques científicos reconocidos.
- Prestigio de la fuente: publicaciones en congresos internacionales, revistas científicas o entidades de investigación reconocidas.

La evaluación de la calidad se basó en criterios específicos de selección, que incluyeron la rigurosidad metodológica, la claridad teórica y la coherencia de los resultados. Además, se consultaron informes técnicos de organismos internacionales como el Global CCS

Institute, la Agencia Internacional de Energía (IEA), la Organización Meteorológica Mundial (OMM), el IPCC y el United States Geological Survey (USGS) con el fin de contextualizar los hallazgos en el marco de tendencias y avances actuales en almacenamiento de CO₂.

2. **Síntesis de información:** en esta fase, se consolidó el cuerpo teórico de la investigación, promoviendo nuevas interpretaciones a partir de las fuentes existentes, tal como lo describe Sandín (2003). La síntesis consistió en organizar, resumir y conectar información relevante de los estudios previos, con el fin de construir una base teórica sólida y coherente sobre la factibilidad del almacenamiento de CO₂ en la Cuenca Neuquina.
3. **Análisis comparativo:** en esta fase, el objetivo fue identificar similitudes y diferencias entre casos, teorías o estudios previos, con el fin de construir explicaciones más sólidas (Ragin, 1987). Para ello, se aplicó un análisis narrativo contrastivo, con el propósito de identificar tanto los hallazgos comunes como los complementarios entre los estudios seleccionados. Además, se contrastaron los resultados con la información geológica de la Cuenca Neuquina, con el propósito de determinar si existía una vinculación positiva entre las condiciones geológicas de la zona y los resultados de los estudios. Este análisis permitió validar la aplicabilidad de los resultados en el contexto geológico específico de la región.
4. **Evaluación de impactos ambientales y marco normativo:** en esta fase, se identificaron los posibles impactos ambientales derivados del almacenamiento de CO₂ en el subsuelo de la Cuenca Neuquina. Para asegurar una cobertura exhaustiva de todos los aspectos relevantes, se utilizó una lista de chequeo desarrollada a partir de la literatura revisada, lo que garantizó la inclusión de los componentes ambientales más significativos. Cada potencial impacto fue identificado en función de criterios de relevancia, cuantificabilidad y representatividad. A partir de esta evaluación, se propusieron medidas de mitigación específicas, orientadas a minimizar los riesgos asociados con la implementación del proyecto.
Adicionalmente, se llevó a cabo un análisis detallado del marco regulatorio vigente en Argentina en relación con el almacenamiento de CO₂ en el subsuelo, con especial énfasis

en las normativas que regulan la protección ambiental, la mitigación del cambio climático y las actividades hidrocarburíferas. Este análisis permitió identificar las normativas existentes que podrían influir en la viabilidad del proyecto, así como detectar posibles vacíos legales o áreas susceptibles de mejora en la legislación actual.

- 5. Integración de hallazgos:** siguiendo la premisa de Lazarsfeld y Barton (2004), que subraya la importancia de integrar diversos datos y perspectivas mediante el análisis cualitativo, se procedió a combinar los hallazgos obtenidos. Se integraron los enfoques geológicos, ambientales y normativos orientado a generar una visión holística de la factibilidad del almacenamiento de CO₂ en la Cuenca Neuquina. Cada componente fue examinado dentro de su contexto interrelacionado, lo que permitió identificar sinergias y diferencias entre ellos y facilitar una evaluación integral de la viabilidad del proyecto.

Capítulo III: Propiedades petrofísicas

Los estudios petrofísicos permiten conocer las propiedades físicas y químicas de las rocas, incluyendo su composición mineral y la interacción con los fluidos del reservorio. Estos estudios son clave para el desarrollo de modelos predictivos que permitirán evaluar la capacidad de almacenamiento, la inyectabilidad, el confinamiento y la integridad de la formación almacén y sello (Suarez Daiz et al., 2014). A continuación se describen algunas de las características petrofísicas más sobresalientes:

3.1. Porosidad y permeabilidad

La porosidad y la permeabilidad son propiedades fundamentales que caracterizan las formaciones clásticas y su capacidad para transmitir y almacenar fluidos, como agua, petróleo o CO₂. A continuación, se describirá cada una de estas propiedades y la importancia de su correlación.

La *porosidad total*, según Bidner (2001), se define como la relación entre el volumen de los espacios vacíos y el volumen total de la roca, expresándose generalmente como un porcentaje.

$$\text{Porosidad Total } (\phi) = (V_p / V_t) * 100$$

Donde:

- ϕ = Porosidad expresada en porcentaje
- V_p = Volumen de poros (incluye espacios vacíos no conectados y conectados)
- V_t = Volumen total de la roca

Además, aquí distingue la existencia de dos tipos de porosidad. La *porosidad primaria*, que es la porosidad original de la roca, resultante de la deposición y compactación de los granos, y la *porosidad secundaria* que se desarrolla después de la formación de la roca, a través de procesos como la disolución o la fracturación.

En la ingeniería de reservorios, la autora enfatiza, que solo se considera la *porosidad efectiva*, ya que es la que permite el movimiento de fluidos. Para la evaluación de una formación

rocosa como posible sitio de almacenamiento de CO₂, la porosidad efectiva es de importancia exclusiva. Esta se define como a la relación entre el volumen de espacios vacíos interconectados y el volumen total de la roca:

$$\text{Porosidad Efectiva } (\phi_e) = V_{pi} / V_t$$

Donde:

- **V_{pi}** = Volumen de poros interconectados (espacios vacíos conectados por cavidades)
- **V_t** = Volumen total de la roca.

De esta forma, porosidad efectiva refleja el volumen real de poros presentes en la roca que son susceptibles a ser ocupados por CO₂.

La porosidad así, es una propiedad de particular importancia, ya que, junto con la potencia de la formación, permite estimar el volumen total disponible para el almacenamiento de CO₂. Este volumen puede convertirse en toneladas de CO₂ almacenadas a partir de la relación entre temperatura, presión y densidad del CO₂ (Ruiz et al., 2006). El rango recomendable de porosidad ha sido fijado en un 10-12% para un almacenamiento óptimo (G. Antón, 2012).

La *permeabilidad*, por otro lado, es una propiedad física que mide la capacidad que posee una roca de permitir el paso de un fluido de a través de sus poros. Su unidad de medición es en Darcy o milidarcys. Esta propiedad se encuentra afectada por la geometría, tamaño, forma, y conectividad de los poros, la viscosidad del fluido y los cambios en la presión y temperatura. (Bidner, 2001)

Mientras que la porosidad permite calcular y estimar el volumen total disponible para almacenar CO₂, la permeabilidad es el factor principal que determina el caudal de inyección favorable en una roca (Bachu et al., 2004).

Una permeabilidad excesivamente alta puede ser perjudicial, ya que puede dificultar el CO₂ de carbono inyectado, impidiendo su adecuada retención dentro del almacén. Un valor adecuado para la permeabilidad es de 0,25 m/día (300 mD), dado que se considera el mínimo necesario para asegurar un desplazamiento fluido del CO₂ a lo largo de la formación almacén (G. Antón, 2012).

En resumen, tanto la porosidad como la permeabilidad son propiedades estrechamente relacionadas que deben ser consideradas conjuntamente. No solo es necesario con que una formación tenga una elevada porosidad (volumen de espacios vacíos); sino que también es esencial que cuente con suficiente permeabilidad, es decir, con poros interconectados que permitan el paso efectivo de los fluidos. Estimar los valores de estas dos propiedades permitirá realizar una aproximación de la potencialidad de una formación rocosa para el almacenamiento de CO₂ (Ruiz et al., 2006).

3.2. Saturación de fluidos

La saturación de fluidos en una roca se refiere a la fracción del volumen poroso ocupado por un fluido. Se expresa comúnmente como una relación volumen/volumen en porcentaje (%) o fracción entre 0 y 1 (Schlumberger, 1989).

En los yacimientos de hidrocarburos, suelen coexistir múltiples fluidos, como gas, petróleo y agua, distribuidos a lo largo del reservorio. La saturación de cada fluido depende tanto de las condiciones del yacimiento como de la naturaleza del fluido presente, lo que resalta la importancia de su identificación y cuantificación (Bidner, 2001). Según Schlumberger (1989) matemáticamente, la saturación se expresa de la siguiente manera:

- **Saturación de agua (Sw):** Volumen poroso ocupado por agua / Volumen poroso
($S_w = V_w / V_p$)
- **Saturación de petróleo (So):** Volumen poroso ocupado por petróleo / Volumen poroso
($S_o = V_o / V_p$)
- **Saturación de gas (Sg):** Volumen poroso ocupado por gas / Volumen poroso
($S_g = V_g / V_p$)

Dado que los fluidos ocupan la totalidad del espacio poroso disponible, el sistema cumple la siguiente relación de balance:

$$S_w + S_o + S_g = 1 \text{ (en fracción)}$$

$$\%S_w + \%S_o + \%S_g = 100 \text{ (en porcentaje)}$$

La naturaleza de los fluidos presentes en una roca es un factor clave, ya que define la fracción de la porosidad ocupada por un determinado fluido y permite evaluar la capacidad efectiva de almacenamiento de la formación.

Además, la movilidad y distribución del CO₂ dentro del reservorio dependen de la saturación de los fluidos preexistentes, lo que puede influir en su migración y estabilidad dentro de la formación. Por último, la saturación de fluidos desempeña un papel fundamental en los mecanismos de entrapamiento del CO₂, ya que su interacción con los componentes minerales de la roca influye en la eficiencia y permanencia del almacenamiento a lo largo del tiempo (Ruiz et al., 2006).

3.3. Litología

Las características texturales, como la granulometría, forma de los granos y su empaquetamiento serán los factores que determinen la porosidad y la permeabilidad de las rocas. Es por eso que evaluar la litología de las rocas presentes en la formación que oficiará de almacén de CO₂ y formación sello, es crucial a la hora de la toma de decisiones.

Las rocas sedimentarias se encuentran formadas por sedimentos que se han litificado mediante procesos de compactación y cementación para formar una roca sólida. Este sedimento puede tener dos tipos de orígenes principales:

1- **Material detrítico:** producto de una acumulación del material que se origina y se transporta en forma de clastos sólidos derivados de la meteorización mecánica y química que, al litificarse, forman *rocas sedimentarias detríticas o clásticas* (Tarbuk et al., 2005).

2- **Material soluble:** producto principalmente meteorización química. Cuando el material disuelto precipita mediante procesos orgánicos o inorgánicos, se conoce como sedimento químico y se formarán las denominadas *rocas sedimentarias químicas* (Tarbuk et al., 2005).

Si bien las rocas sedimentarias detríticas o clásticas pueden ser subdivididas a su vez en otros dos grupos de rocas (rocas epiclásticas y rocas piroclásticas) representando una clasificación más detallada y compleja, aquí se mencionará la clasificación general del grupo primario la cual se encuentra basada en el tamaño de los clastos.

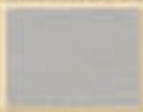
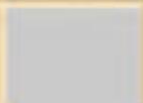
Rocas sedimentarias detríticas			
Textura clástica Tamaño del clasto		Nombre del sedimento	Nombre de la roca
Grueso (más de 2 mm)		Grava (clastos redondeados)	Conglomerado
		Grava (clastos angulosos)	Brecha
Medio (de 1/16 a 2 mm)		Arena (Si el feldespato es abundante la roca se denomina arcosa)	Arenisca
Fino (de 1/16 a 1/256 mm)		Limo	Limolita
Muy fino (menos de 1/256 mm)		Arcilla	Lutita

Figura 3: Clasificación de las rocas sedimentarias clásticas
(Tomado de Tarbuk et al., edición 8)

Las rocas sedimentarias químicas, por otra parte, serán clasificadas según su composición mineral de la siguiente manera:

Rocas sedimentarias químicas		
Composición	Textura	Nombre de la roca
Calcita, CaCO_3	No clástica: cristalino de fino a grueso	Caliza cristalina
		Travertino
	Clástica: caparzones y fragmentos de caparazón visibles, cementados débilmente	Coquina
	Clástica: caparzones y fragmentos de caparazón de diversos tamaños cementados con cemento de calcita	Caliza fosilífera
	Clástica: caparzones y arcilla microscópicos	Creta
		biocalizmica
Cuarzo, SiO_2	No clástica: cristalino muy fino	Rocas silíceas (sílex) (color claro) Pedernal (color oscuro)
Yeso, $\text{CaSO}_4 \cdot 2\text{H}_2\text{O}$	No clástica: cristalino de fino a grueso	Yeso
Halita, NaCl	No clástica: cristalino de fino a grueso	Salgema
Fragmentos vegetales alterados	No clástica: materia orgánica de grano fino	Hulla

Figura 4: Clasificación de las rocas sedimentarias químicas. (Tomado de Tarbuk et al., edición 8)

Debido a su alta porosidad y permeabilidad, tanto las areniscas como las calizas son consideradas opciones viables para actuar como formaciones almacén de CO_2 . Entre ambas, las areniscas destacan por constituir aproximadamente el 20% de las rocas sedimentarias, lo que las convierte en el segundo grupo más abundante después de las lutitas. Además, presentan una mayor porosidad primaria en comparación con las calizas. Por el contrario, estas últimas se caracterizan por su baja porosidad primaria, aunque pueden desarrollar una porosidad secundaria significativa debido a procesos de disolución o fracturación natural (Tarbuk et al., 2005).

La formación sello en cambio, estará compuesta por rocas de baja porosidad efectiva, prácticamente impermeables, que actuarán como barrera al paso o escape de fluidos. Un buen ejemplo de rocas que presentan capacidad de sellado son las arcillas, las evaporitas y las pizarras (Tarbuk et al., 2005).

3.4. Composición

Los análisis geoquímicos de las rocas se llevan a cabo a nivel elemental y mineralógico. Evaluar su composición resulta fundamental para comprender cómo la inyección de CO₂ puede interactuar con la roca reservorio y los fluidos presentes en él, pudiendo inducir a procesos de disolución o precipitación mineral, junto con la consecuente afectación de su porosidad y permeabilidad original. Además, estos análisis permiten comprender la interacción los fluidos con la roca sello (Suárez Díaz et al., 2014).

Retomando las diferencias previamente mencionadas entre las areniscas y las calizas, la variación en su composición mineral constituye un factor determinante. Según lo mencionado por Ruiz et al. en su informe 'Almacenamiento geológico de CO₂. Criterios de selección de emplazamiento' (2006), la formación ideal para actuar como almacén de CO₂ será aquella que cuente con una porosidad efectiva, permeabilidad adecuada y un alto contenido de minerales detríticos (o reactivos), como feldespatos y minerales arcillosos, los cuales reaccionarán con el CO₂ para producir nuevos minerales, específicamente carbonatos. Este es el caso de las areniscas, cuya composición mineral está mayoritariamente conformada por cuarzo, minerales arcillosos, feldespatos y micas (Tarbuk et al., 2005), los cuales son capaces de reaccionar químicamente con el CO₂ inyectado, aportando cationes (Ca²⁺, Mg²⁺ y Fe²⁺) y formar nuevos minerales, y por ende, el entrapamiento mineral. En su trabajo, los autores señalan en manera general que cuanto más contenidos de feldespatos y minerales arcillosos presente la formación almacén, mayor será la precipitación de nuevos minerales en forma de carbonatos y por tanto mayor el entrapamiento de CO₂.

Las calizas, por otro lado, no contienen minerales altamente reactivos. Por lo tanto, cuando se inyecta CO₂ en formaciones carbonatadas, se produce un aumento en la solubilidad del CO₂. Parte se disolverá en el agua, produciendo un incremento de la acidificación, lo que provocará la disolución de ciertos minerales. Esta reacción química conducirá al entrapamiento iónico del CO₂, formando bicarbonato (Rosenbauer et al, 2005).

Así, la composición mineralógica de las rocas influirá de manera significativa en el tipo de interacción que existirá con el CO₂ inyectado, determinando por ejemplo, los distintos mecanismos de entrapamiento: entrapamiento mineral de CO₂ en el caso de las areniscas y el entrapamiento por solubilidad de CO₂ en el caso de las calizas.

Capítulo IV: Almacenamiento geológico de CO₂

4.1. Fundamentos del almacenamiento de CO₂

Es importante tener en cuenta que la presión y la temperatura son dos factores que afectan en forma directa el estado y comportamiento del CO₂.

El dióxido de carbono a temperatura y presión normal constituye un gas incoloro e inodoro, de menor densidad que el aire y soluble en agua, lo que contribuye a la acidez de soluciones acuosas mediante su conversión a H₂CO₃. Sin embargo, a elevadas presiones y temperaturas el CO₂ alcanza su punto crítico modificando sus propiedades físicas (Ruiz et al., 2006).

El punto crítico de una sustancia es el punto en el cual, a determinada presión y temperatura, la fase gaseosa y la fase líquida se vuelve indistinguibles, convirtiéndose así en lo que se denomina un “fluido supercrítico” (Atkins & de Paula, 2014).

El punto crítico del CO₂ tiene lugar a los 31,1°C y 7.38 Mpa, lo que equivale, dependiendo del gradiente geotérmico, aproximadamente a unos 800m de profundidad de la corteza terrestre (Pérez-Estaún et al., 2009). Bajo estas condiciones el CO₂ disminuye su volumen por m³ y se transforma en un líquido de densidad mayor, aproximadamente de 600 y 800 (kg / m³) (Ketzer et al., 2016) lo que reduce su propiedad de flotación. Estas últimas dos propiedades le confieren al CO₂ otros dos comportamientos de interés para el almacenamiento geológico dado que permite un almacenamiento más eficiente.

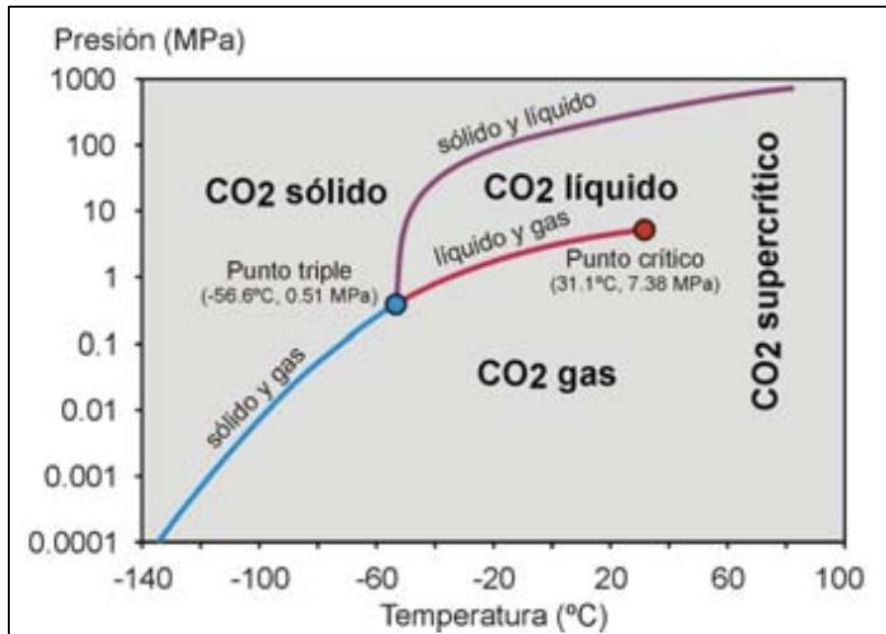


Figura 5: Diagrama de fases del CO₂ (Tomado de Pérez-Estaún et al., 2009)

Primariamente por tanto, se requiere de determinadas condiciones geológicas para que el CO₂ en estado supercrítico pueda ser almacenado en subsuelo, siendo primordial la presencia de una estructura similar a la requerida para la acumulación y preservación de hidrocarburos o CO₂ natural. El "sistema petrolero" está compuesto por una serie de elementos geológicos que interactúan entre sí para generar, almacenar y acumular hidrocarburos. A continuación se describen los principales componentes de este sistema:

- **Roca generadora o roca madre:** una roca de grano fino, rica en materia orgánica capaz de generar hidrocarburos. Su origen requiere la presencia de periodos con bioproductividad para el aporte de material orgánico, la restricción de oxígeno que evite su degradación y una adecuada tasa de sedimentación para su preservación (Casadió et al., 2015). Un ejemplo de este tipo de rocas suelen ser las lutitas y arcillas.
- **Roca reservorio o roca almacén:** una roca sedimentaria o magmática con condiciones de permeabilidad y porosidad que permiten el almacenamiento de hidrocarburos (Casadió et al., 2015). Un ejemplo de estas rocas son las areniscas y calizas.

- **Roca sello:** una roca con características petrofísicas (impermeable y no porosa) que crean una barrera al flujo de hidrocarburos (Casadió et al., 2015). Un ejemplo son las rocas arcillosas, yesos y anhidritas.
- **Trampa:** pudiendo ser estructurales (pliegues y fallas) o estratigráficas (litológicas) o combinación de ambas (Tarbuk et al., 2005) (fig. 6)

Al conjunto de la roca reservorio y roca sello es lo que se conoce como trampa de almacenamiento (Pérez-Estaún et al., 2009).

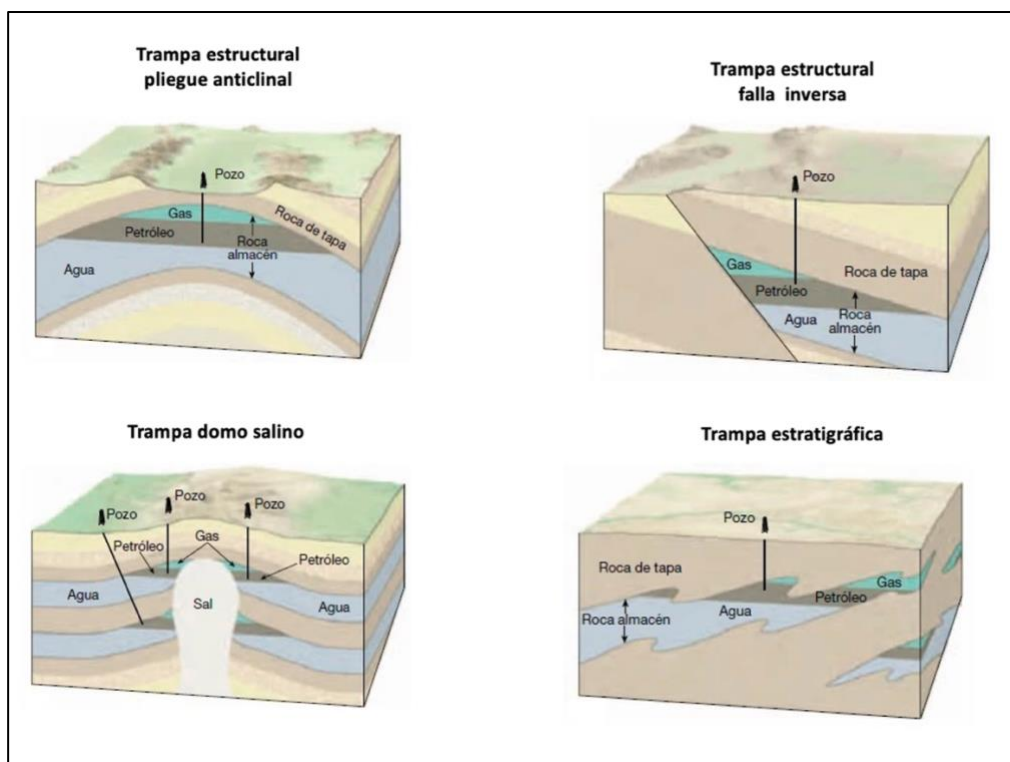


Figura 6: Tipos generales de entrapamiento (Tomado de Tarbuk et al., edición 8)

Dicho lo anterior, es necesario evaluar y cuantificar determinadas características físicas a la hora de seleccionar una formación almacén. Alguno de los puntos a tener en cuenta son los siguientes:

- Porosidad y permeabilidad (>10% y >10 MD)
- Potencia y extensión de la formación
- Profundidad (> 800m)

- Presión y temperatura (~31,1 C y ~7.38 Mpa)
- Fluidos presentes en la formación para predecir posibles reacciones químicas (disolución-precipitación)
- Presencia de roca sello por encima de la roca almacén, que impedirá la migración vertical del CO₂ y la cuantificación de sus propiedades (porosidad, permeabilidad, extensión, profundidad, temperatura, fluidos, etc.)

4.2. Mecanismos de entrapamiento de CO₂ en formaciones subterráneas

Como se ha mencionado con anterioridad, luego de que el CO₂ es inyectado en subsuelo, este experimentará una serie de transformaciones físicas y químicas complejas.

Inicialmente el CO₂ será entrapado en subsuelo gracias a las características geológicas particulares de la zona, es decir, debido a las trampas estratigráficas y/o estructurales presentes, pero con el tiempo se desarrollarán sistemas de entrapamiento más seguros (International Energy Agency (IEA), 2008).

Wu y Li (2020) explican que cuando el CO₂ es inyectado en el reservorio, este se desplaza a través de la roca reemplazando el fluido que se encuentra presente en los poros de la misma. A medida que el CO₂ continúa migrando, el agua de formación vuelve a ocupar parte del espacio poroso, atrapando porciones del CO₂ en forma de gotas o burbujas estáticas debido a las fuerzas capilares. Este proceso, conocido como *entrapamiento residual o capilar*, tiene la capacidad de retener una cantidad significativa de CO₂ y disminuir el riesgo de fugas.

Conforme se prosiga inyectado CO₂ supercrítico, debido a que su flotabilidad es mayor a la de los otros fluidos presentes en la formación, este tenderá a migrar verticalmente hacia el tope del reservorio hasta ser bloqueado por la trampa estructural y/o estratigráfica que actúa como sello, conformando un *entrapamiento estructural* (Wu & Li, 2020).

El CO₂ supercrítico, atrapado tanto estructural como residualmente, se disolverá gradualmente en el fluido presente en la roca almacén, alterando sus propiedades químicas y dando lugar al *entrapamiento por disolución* (Wu & Li, 2020). Como resultado, el CO₂ dejará de existir en fase libre, reduciendo su movilidad dentro del reservorio. La capacidad de disolución se relaciona en forma lineal con la presión; aumentando a medida que incrementa la presión. Por el

contrario, frente a un aumento de temperatura y salinidad, la capacidad de disolución tendrá un comportamiento inverso; disminuyendo en tanto dichos factores aumenten.

Dependiendo de la composición mineralógica y el agua de la roca almacén, el CO_2 puede disolver minerales existentes y dar lugar a la precipitación de nuevas especies minerales que modificaran las características de porosidad y permeabilidad original de la roca, generando un ***entrapamiento en forma mineral***. El dióxido de carbono al disolverse forma un ácido débil, ácido carbónico (H_2CO_3), el cual tiende a liberar protones (H^+) y acidificar el agua favoreciendo la disolución de muchos minerales. Esta disolución favorece la concentración de iones pudiendo precipitar otros minerales ricos en calcio (Ca), Magnesio (Mg) y hierro (Fe), como carbonatos. Este tipo de entrapamiento es el más estable y permanente (Pérez-Estaún et al., 2009).

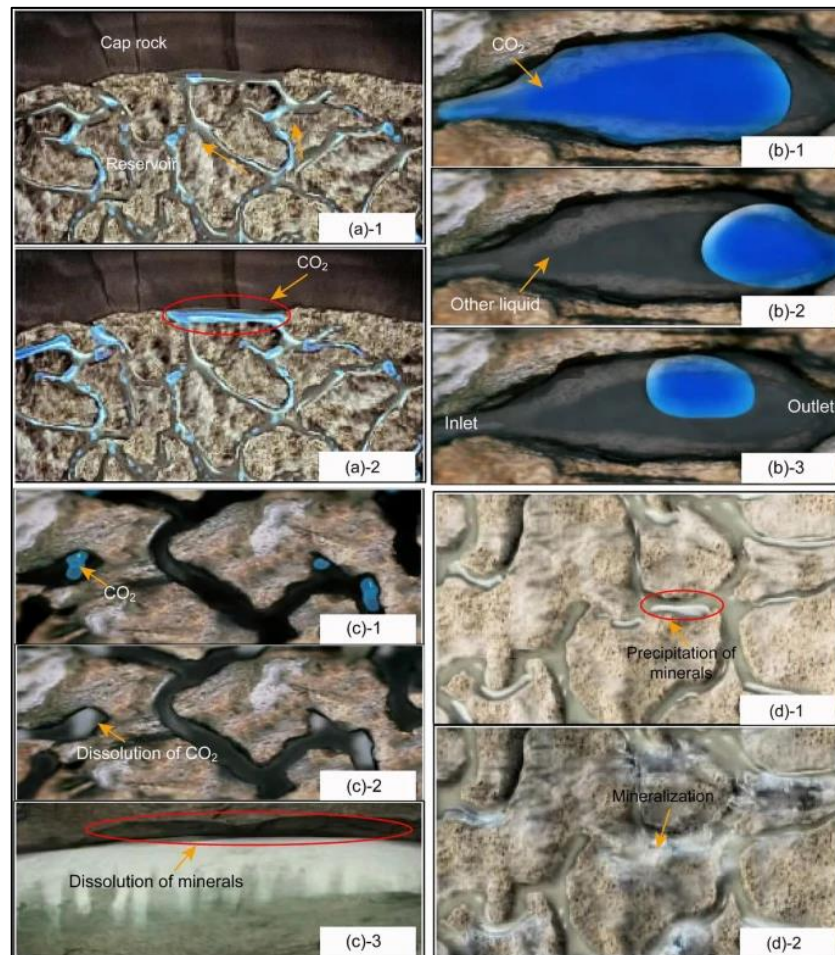


Figura 7: Tipos de entrapamientos de CO_2 . (a) Entrapamiento estructural. (b) Entrapamiento residual. (c) Entrapamiento por disolución. (d) Entrapamiento mineral. (Tomado de Wu & Li, 2020)

Por último, existe otro tipo de entrapamiento basado particularmente en la fijación de CO_2 en carbón o en rocas pizarras ricas en materia orgánica. Este mecanismo, conocido como *entrapamiento por adsorción*, se explica en base a que el carbón tiene una afinidad por el CO_2 que es aproximadamente el doble de la que tiene por el gas metano (CH_4), gas presente en abundancia en los mantos de carbón. Esta propiedad facilita el reemplazo del gas metano por dióxido de carbono, favoreciendo su almacenamiento. El éxito del entrapamiento por adsorción depende de factores como la presión, la temperatura, el rango y contenido mineral del carbón (Ruiz et al., 2006)

Es importante señalar que los diferentes tipos de entrapamiento del CO_2 requieren períodos de tiempo distintos para completarse (fig.8).

El entrapamiento estructural, que implica la captura del CO_2 en los poros de la roca almacén, ocurre de forma casi inmediata (Pérez-Estaún et al., 2009). En cambio, el entrapamiento por disolución y el entrapamiento mineral son procesos más lentos que requieren tiempos mucho mayores. Por ejemplo, el entrapamiento mineral puede tomar de miles de años, en términos de escalas de tiempo geológicas. A largo plazo, este proceso de secuestro mineral representa la forma más segura de atrapamiento, ya que el CO_2 adopta su forma más densa y queda completamente inmovilizado (Ruiz et al., 2006).

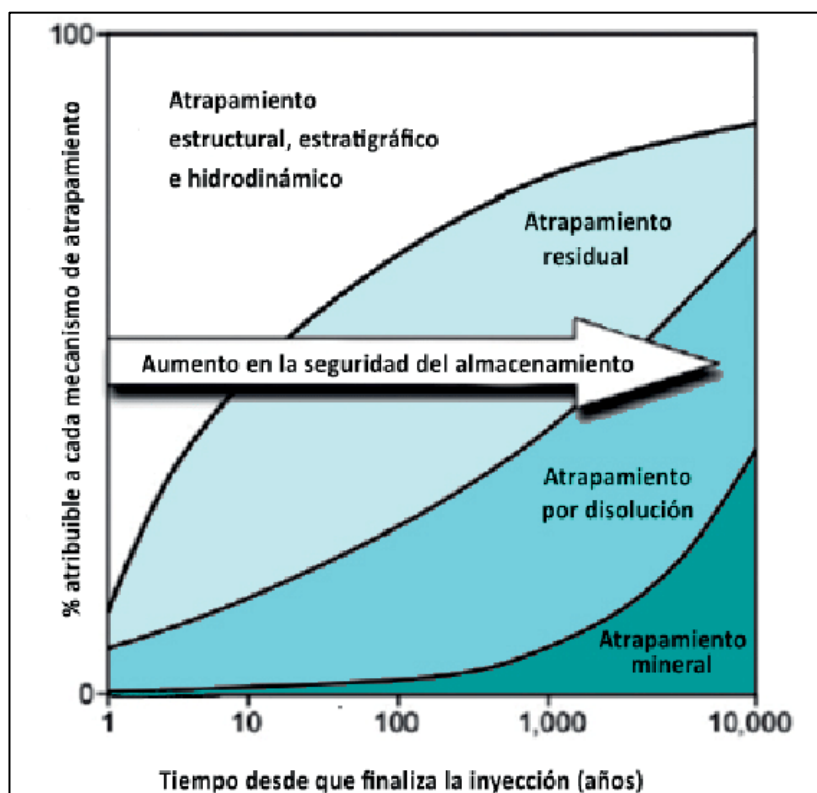


Figura 8: Evolución de los mecanismos de atrapamiento en el tiempo y su eficiencia (Tomado de Arenillas et al., 2023)

4.3. Criterios de selección de cuenca

La aptitud de las cuencas sedimentarias para el almacenamiento de CO₂ está influenciada en gran medida por su posición dentro de la placa continental. Las cuencas localizadas en el interior del continente o en los márgenes de placas continentales estables representan opciones favorables para el almacenamiento prolongado de CO₂, debido a su estructura geológica y estabilidad (IPCC, 2005). Este es el caso de cuencas que se distribuyen en distintos continentes en áreas cercanas a los océanos Ártico, Índico y Atlántico. En América, por ejemplo, es el caso de las cuencas de antepaís que se ubican al este de las montañas Rocosas y los Andes (Bachu, 2000).

En contraste, las cuencas situadas en regiones con alta actividad tectónica, como las adyacentes al océano Pacífico o al norte del Mediterráneo, no son las más adecuadas para el almacenamiento de CO₂. Estas áreas pueden presentar desafíos significativos debido a la naturaleza de las rocas, la ausencia de una formación sello continua y la presencia de un extenso sistema de fallas y fracturamiento (IPCC, 2005).

Según Bachu (2000-2003), para evaluar el potencial de una cuenca sedimentaria en particular, es necesario analizar tres criterios básicos; la actividad tectónica, el régimen hidrodinámico y régimen geotérmico:

En primer lugar, determinar que un es *área tectónicamente estable* es un factor crucial, ya que permitirá asegurar la integridad y la estabilidad del almacenamiento de CO₂ a largo plazo (Bachu, 2000).

En segundo lugar, el conocimiento del *sistema hidrológico regional y subterráneo* permitirá evaluar el movimiento de los fluidos, su interacción y comportamiento con la formación almacén. Esto facilitará la comprensión de la integridad hidrodinámica de la formación, identificar riesgos potenciales, determinar posibles rutas de mitigación y evaluar la viabilidad de almacenamiento de CO₂ a largo plazo (Bachu, 2000).

En los sistemas de flujo dentro de cuencas continentales, el movimiento del agua subterránea es impulsado principalmente por la topografía, desplazándose desde las zonas de recarga en áreas elevadas hacia las zonas de descarga en regiones más bajas, donde las presiones disminuyen. Este flujo está fuertemente influenciado por la distribución de la permeabilidad en el subsuelo. En este contexto, la inyección de CO₂ en las áreas de recarga podría ser una estrategia favorable, ya que prolongaría el tiempo de residencia del fluido en el subsuelo y aumentaría la efectividad de las trampas hidrodinámicas, reduciendo el riesgo de migración rápida del CO₂ hacia la superficie (Mariño Martínez et al., 2018)

Por último, se entiende por *gradiente geotérmico* a la variación de temperatura con la profundidad. En promedio el gradiente geotérmico es de 25 a 30°C por kilómetro en la corteza terrestre, aunque puede variar de un lugar a otro (Tarbuk et al., 2005).

Este concepto es clave en el almacenamiento de CO₂, ya que junto a la presión permite determinar las profundidades óptimas para su inyección. A profundidades superiores a los 800 metros, la combinación de presión y temperatura suele ser suficiente para que el CO₂ se encuentre en estado supercrítico. Así, las cuencas con bajos gradientes geotérmicos (cuenas frías) son más favorables para el almacenamiento de CO₂ que aquellas con gradientes geotérmicos elevados (cuenas calientes). En cuencas con un bajo gradiente geotérmico (25 °C*Km), se requiere una menor profundidad para que el CO₂ alcance una mayor densidad, se reduzca su flotabilidad (factor ascendente de CO₂) y aumente en consecuencia la seguridad de almacenamiento (Ruiz et al., 2006).

El impacto significativo que presentan tanto del régimen geotérmico como la presión en cuanto a la capacidad y seguridad del almacenamiento, resalta la importancia de considerar otros parámetros como la temperatura superficial, condiciones geotérmicas y profundidad (presión) al momento de la selección de cuencas sedimentarias para la inyección de CO₂ (Bachu, 2003).

Es importante destacar que conocer el ambiente deposicional de la formación almacén y sello en la cuenca, así como de las formaciones supra e infra adyacentes, es otro factor de gran relevancia ya que permitirá adquirir un conocimiento más amplio de las propiedades del área y la posible presencia de formaciones almacén y sello secundarias (Ruiz et al., 2006).

Almacenamiento de CO₂ en campos de petróleo y gas

En general, las técnicas de caracterización utilizadas para el almacenamiento de CO₂ provienen directamente de la industria del petróleo y gas, un sector que se distingue por su avanzado desarrollo tecnológico y precisión. Como se mencionó al inicio de este trabajo, la recuperación mejorada de petróleo (EOR) y la recuperación mejorada de gas (EGR) son dos técnicas empleadas hace años la industria hidrocarburífera con el objetivo de optimizar la recuperación de petróleo y gas en reservorios parcialmente explotados. Ambos métodos pueden involucrar la inyección de CO₂, contribuyendo así a los esfuerzos de captura y almacenamiento de carbono.

En esta línea, el estudio realizado por el IPCC (2005) en su informe *Special Report on Carbon Dioxide Capture and Storage*, publicado por Cambridge University Press, señala que la recuperación mejorada de petróleo (EOR) mediante la inyección de CO₂ ofrece un beneficio económico significativo al incrementar la producción. En la producción primaria o convencional de hidrocarburos, generalmente se recupera entre un 5 % y un 40 % del petróleo original en el yacimiento. La recuperación secundaria, que emplea la inyección de agua, permite extraer entre un 10 % y un 20 % adicional. Por último, la recuperación terciaria o mejorada, que utiliza diversos agentes miscibles, incluido el CO₂, ha logrado una recuperación incremental que varía entre un 7 % y un 23 %, con un promedio del 13,2 % del petróleo original en el yacimiento.

Este informe también señala que los campos de petróleo y gas son los principales candidatos para el almacenamiento de CO₂ debido a varias ventajas claves:

- **Integridad y seguridad geológica:** las trampas geológicas se han demostrado su estabilidad a través de la acumulación natural de hidrocarburos durante millones de años, así como también, a lo largo del período de explotación de los mismos. Esto respalda su capacidad para retener CO₂ de manera estable y segura.
- **Conocimiento detallado del subsuelo:** se han llevado a cabo estudios y caracterizaciones exhaustivas de la estructura geológica y las propiedades físicas de las formaciones, incluyendo estudios de superficie de la región.
- **Modelados avanzados:** se han desarrollado modelos geológicos estructurales, geoquímicos y de flujos para predecir el comportamiento, desplazamiento y atrapamiento de los hidrocarburos.
- **Infraestructura preexistente:** la infraestructura y pozos ya existentes pueden ser utilizados para el almacenamiento de CO₂, lo que se traduce en una reducción de inversión económica gracias a la presencia de la misma.

En los reservorios de hidrocarburos en producción o agotados, el CO₂ inyectado ocupará generalmente el volumen poroso previamente ocupado por los hidrocarburos. Por lo tanto, es posible estimar la capacidad de almacenamiento de CO₂ de un reservorio específico mediante el análisis de bases de datos de reservas y producción. Es importante destacar que estos reservorios no se verán afectados negativamente por el CO₂. Además, en yacimientos que aún se encuentren en producción, un esquema de almacenamiento de CO₂ puede optimizarse para mejorar la producción del mismo (IPCC, 2005).

Los proyectos implementados de manera exitosa a lo largo de los años, junto a aquellos que se encuentran en desarrollo actualmente, reflejan los avances en tecnologías de captura y almacenamiento de carbono, especialmente en sectores industriales estratégicos. Además, la experiencia adquirida en la recuperación mejorada de petróleo (EOR) y gas (EGR) ha permitido un profundo conocimiento de las propiedades de los reservorios, la interacción entre el CO₂ y los hidrocarburos, y la dinámica de inyección a largo plazo. Esto demuestra que, cuando estos proyectos se gestionan correctamente, los yacimientos hidrocarburíferos pueden funcionar como reservorios de CO₂ y proporcionar un almacenamiento seguro y estable.

Capítulo V: Cuenca Neuquina

La Cuenca Neuquina es una cuenca de retroarco multiepisódica situada en la región centro-oeste de Argentina (Mosquera et al., 2011). Geográficamente, abarca la provincia de Neuquén y se extiende hacia el sector occidental de las provincias de Río Negro y La Pampa, así como hacia el sur de Mendoza, tal como se muestra en las figuras 9 y 10.

Con una superficie aproximada de 160,000 km², la cuenca se divide en dos sectores principales: el sector andino, que incluye la faja plegada del Agrio y el extremo sur de los Andes Centrales, y el sector extrandino, representado por el engolfamiento neuquino (Mosquera et al., 2011).

Los depósitos sedimentarios de la cuenca se caracterizan por un registro estratigráfico continuo de aproximadamente 7.000 metros de espesor. Este registro abarca rocas sedimentarias de origen marino y continental, que datan desde el Triásico superior hasta el Paleoceno (Arregui et al., 2011).

Históricamente, la Cuenca Neuquina ha sido reconocida por su notable potencial hidrocarburífero, y la industria petrolera ha jugado un papel clave en el desarrollo del conocimiento geológico de la región a lo largo de su historia científica (Mosquera et al., 2011). Actualmente, la cuenca se ha consolidado como una de las más importantes del país, representando el 42% de la producción de petróleo y el 55% de la de gas de Argentina (Casadío et al., 2015). No obstante, en los últimos años ha surgido un creciente interés por explorar su potencial para el almacenamiento de CO₂.

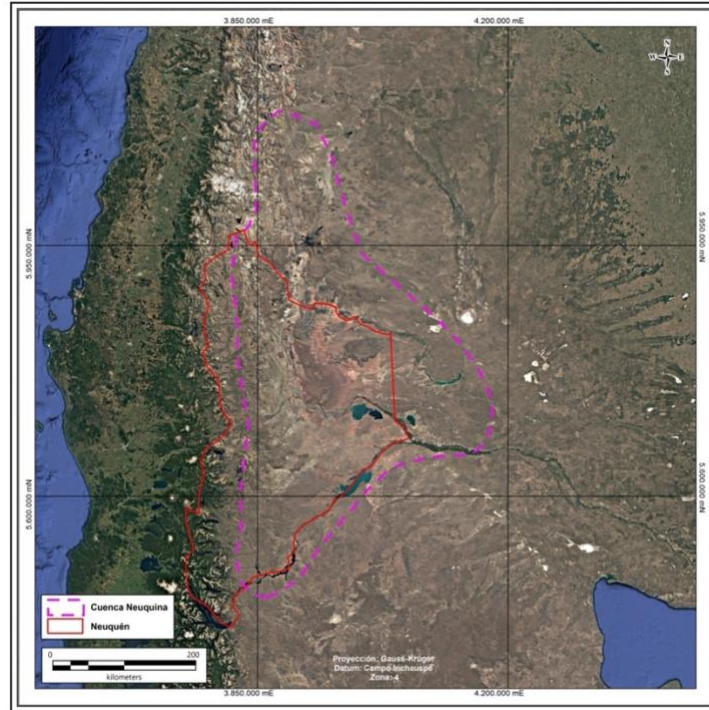


Figura 9: Mapa satelital indicando delimitación de la Cuenca Neuquina

Autor: Yael Romano D'Elia - Mapinfo Discover 15.2



Figura 10: Mapa político indicando delimitación de la Cuenca Neuquina.

Autor: Yael Romano D'Elia - Mapinfo Discover 15.2

5.1. Formación de la Cuenca Neuquina

La formación de la Cuenca Neuquina es el resultado de un proceso geológico complejo, cuya evolución tectónica se caracterizó por la alternancia de episodios extensionales y compresivos. Estos eventos tectónicos afectaron los paquetes sedimentarios, favoreciendo la formación de trampas estructurales, estratigráficas y combinadas. Dichas estructuras desempeñaron un papel crucial en el control de la ocurrencia y distribución de los yacimientos en la región (Domanico et al., 2019).

La evolución tectónica de la cuenca puede explicarse mediante los diferentes regímenes tectónicos que ha experimentado a lo largo de su historia. Dicha evolución puede dividirse en tres etapas principales: **syn-rift, post-rift o SAG y etapa compresiva o antepaís** (Legarreta y Uliana, 1991, 1996)

Durante el Triásico Superior-Jurásico Inferior (~220 Ma), se lleva a cabo una etapa de syn-rift (fig.11), la cual estuvo caracterizada por un régimen extensional activo y subsidencia tectónica, que dio lugar a la formación de hemigraben (depocentros aislados) orientados en dirección NNO-SSE, controlados por sistemas de fallas extensionales (Mancada y Figueroa, 1993; Vergani et al., 1995; Giambiagi et al., 2008), que se interconectaron durante la etapa de enfriamiento térmico (Vergani et al., 1995). Como resultado de esta actividad, se generaron depósitos de sucesiones volcánicas y sedimentitas continentales (Muravchik et al., 2011, citado en Casadío et al., 2015).

A lo largo del Jurásico Inferior y el Cretácico Inferior (~220 Ma - ~100 Ma), tiene lugar una etapa de SAG o postrift, caracterizada por un régimen de subsidencia térmica regional, alternancia de facies marinas-continentales, y la conexión con el proto-Pacífico (fig. 11).

Durante el Jurásico Inferior-Medio (~200 Ma - ~170 Ma), se restableció la subducción térmica (SAG) en el margen occidental de Gondwana (Franzese et al., 2003), lo que dio lugar a la formación del primer arco magmático mesozoico, junto con una conexión semi-permanente con el Pacífico (Otharín, 2020). Esta nueva configuración tectónica provocó que la Cuenca Neuquina evolucionara hacia una cuenca de retroarco, caracterizada por una alternancia de sedimentación marina y continental (Digregorio et al., 1984). La primera ingresión marina proveniente del Proto-Pacífico habría sido establecida a través de conexiones ubicadas entre los arcos volcánicos (Casadío et al., 2015), lo que generó un espacio considerable para la deposición de sedimentos.

Como resultado de la transgresión marina, comenzó un período de sedimentación caracterizado por una historia de eventos complejos, durante el cual se acumularon aproximadamente 4000 m de sedimentos. Estos depósitos se organizaron en ciclos transgresivos-regresivos y estuvieron controlados por variaciones en el nivel del mar, subsidencia térmica, procesos extensionales de retroarco y la topografía generada en la etapa de sin-ryft (Howell et al., 2005)

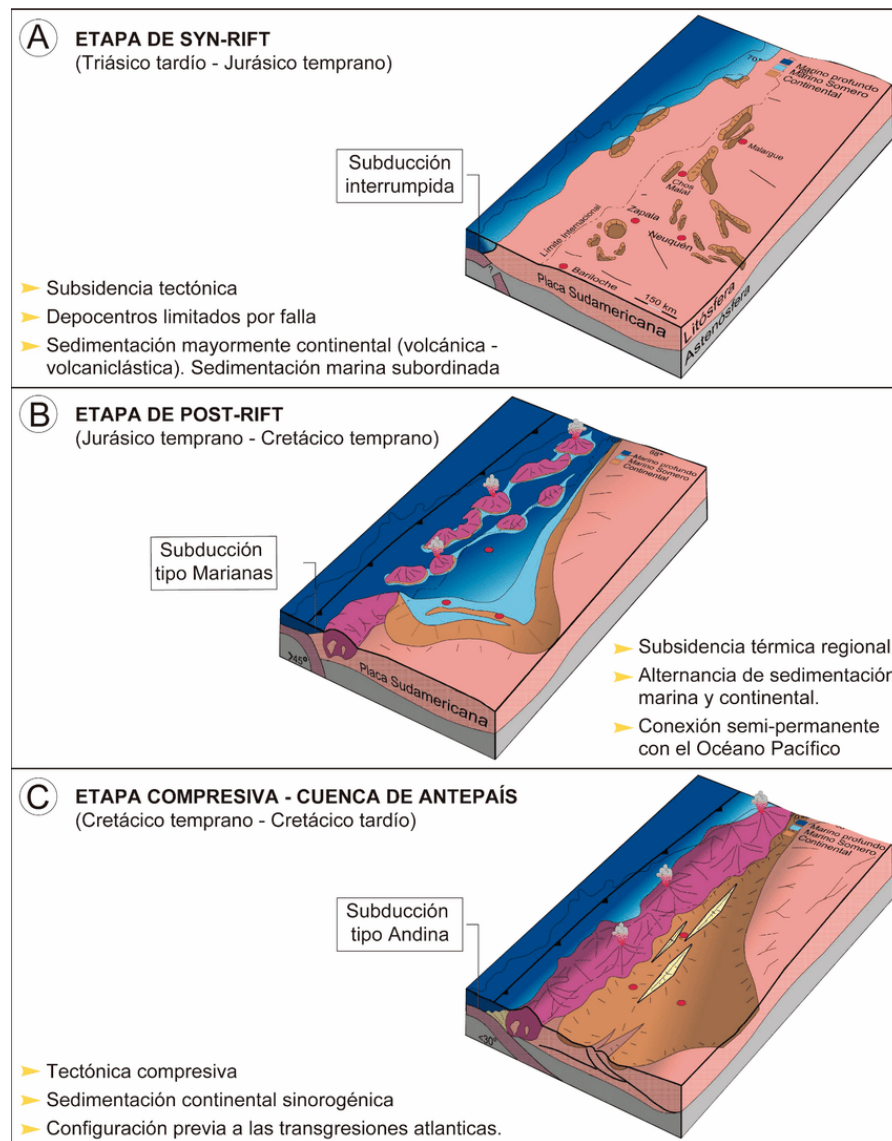


Figura 11: Evolución tectónica de la Cuenca Neuquina (Tomado de Otharán, 2020)

Desde el Jurásico Medio hasta el Cretácico Inferior, la cuenca se comportó como una cuenca de retroarco (Casadío et al., 2015) pero hacia el final del Cretácico Inferior, experimentó una etapa compresiva andina (Ramos, 1989), lo que la transformó en una cuenca de antepaís y marcó el fin de la etapa de subsidencia térmica.

Este cambio tectónico estuvo relacionado con el incipiente levantamiento de la Cordillera de los Andes y la formación de la faja plegada y corrida del Agrio. Durante esta etapa, los depósitos fueron mayoritariamente marinos, reconociéndose una vasta área marina andina conectada al Pacífico, la cual estaba representada por la Cuenca de Chañarcillo (Chile) y la Cuenca Neuquina en Argentina, con los depocentros: la "plataforma del Aconcagua" y el "engolfamiento Neuquino" (Casadío et al., 2015) (fig. 12).

Como resultado del levantamiento de la Cordillera de los Andes, se produjo el retiro definitivo de las ingresiones marinas provenientes del Pacífico, y se dio paso a la apertura del Océano Atlántico (fig. 12). Este proceso permitió la primera transgresión marina proveniente del Atlántico durante el Cretácico Superior (~100 Ma) (Casadío et al., 2015).

Durante el Terciario, en los sectores occidentales de la cuenca se formaron depocentros con sedimentación volcánoclastica. En el subsuelo, la actividad volcánica se manifestó principalmente a través de eventos intrusivos, como diques y filones (Sieben, 2017). Finalmente, durante este período, especialmente en el Mioceno, la reactivación de la faja plegada y corrida resultó en la estructuración definitiva de la cuenca (Ramos, 1998; Ramos y Folguera, 2005).

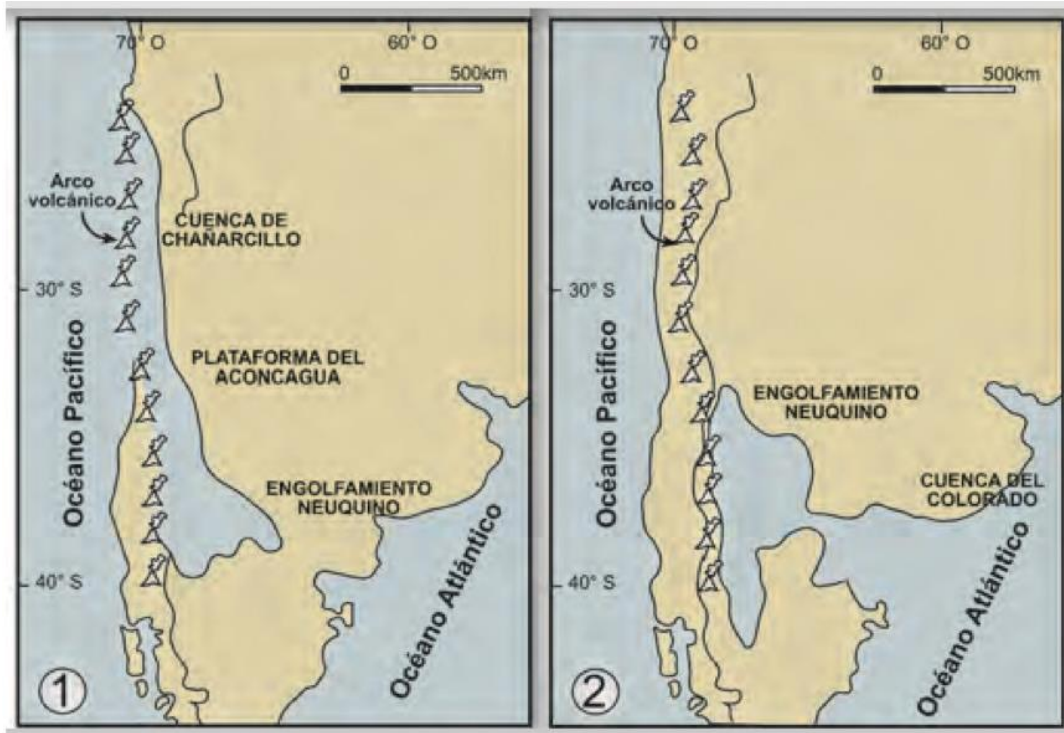


Figura 12: Mapa geográfico de la Cuenca Neuquina durante el Cretácico. **1)** Cretácico Inferior: ubicación y extensión del engolfamiento Neuquino, conexión con la cuenca de Chañarcillo y dominio semipermanente con el Pacífico. **2)** Cretácico Superior: Ubicación y extensión del engolfamiento Neuquino, su conexión con la Cuenca del Colorado. Configuración de la primera transgresión marina desde Atlántico. (Tomado de Casadío et al., 2015)

5.2. Regiones morfoestructurales de la Cuenca Neuquina

Como se muestra en la figura 13, la Cuenca Neuquina puede dividirse en cinco sectores según sus características estructurales: la Faja Plegada y Corrida, el Dorsal de los Chihuidos, el Engolfamiento, la Dorsal de Huincul y la Plataforma Externa (Casadío et al., 2015), cada uno de ellos posee particularidades geológicas que influyen en su potencial para el almacenamiento de CO₂.

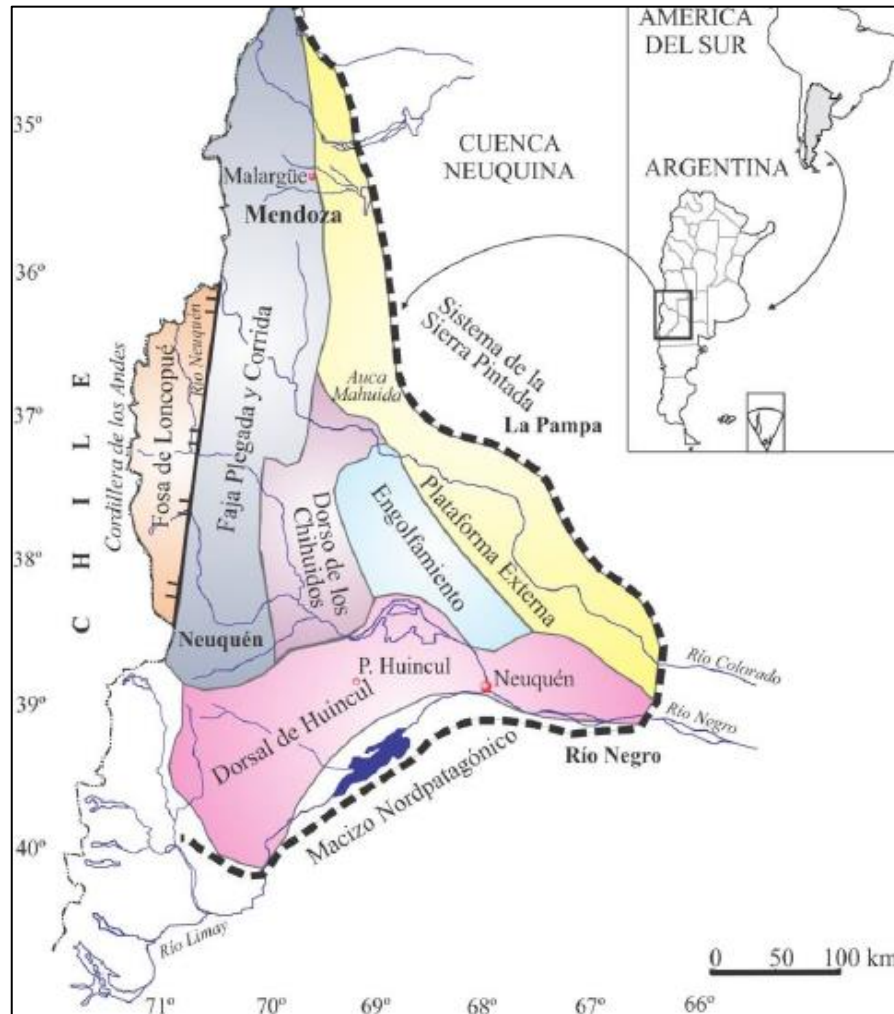


Figura 13: Mapa de las principales unidades morfoestructurales de la Cuenca Neuquina. (Tomado de Portal Petrolero. www.portalpetrolero.com)

Faja Plegada y Corrida

La faja plegada y corrida del Agrio se ubica al este de la cordillera de los Andes y se posiciona en la zona más interna dentro Cuenca Neuquina. Esta zona fue interpretada por Ramos (1978) como una deformación compresiva de retroarco, asociada a una serie de pliegues anticlinales, pliegues sinclinales y fallas inversas de rumbo noroeste-sureste.

La faja plegada y corrida muestra dos fases de deformación, una zona interna controlada por grandes bloques de basamento y una zona externa dominada por trenes estructurales con deformación epidérmica los cuales fueron descriptos por Zapata y Folguera (2005) y Zamora Valcarce et al. (2006).

La faja plegada del Agrio fue uno de los principales centros de acumulación de la Cuenca Neuquina y, como resultado de las fuerzas compresivas, numerosos sectores de la secuencia sedimentaria muestran una excelente visibilidad y exposición (Casadío et al., 2015).

Los yacimientos de hidrocarburos presentes en esta zona se encuentran relacionados a reservorio clásticos en declive cuya actividad de perforación es escasa (Vergani et al., 2011).

Dorsal de los Chihuidos

Se trata de una estructura elevada que forma parte del borde oriental de la cuenca, ubicada en el sector sur de la misma. Esta zona se caracteriza por una serie extensa de pliegues anticlinales hacia (Mosquera & Ramos 2006). Concretamente, se caracteriza por un gran eje anticlinal de amplio radio de curvatura y orientación meridional, que se extiende por aproximadamente 70 km presentando varias culminaciones menores. La estructura abarca un área de entre 15 y 20 km de ancho. Su flanco occidental es empinado, lo que provoca una posterior horizontalización de las capas, mientras que el flanco oriental tiene una inclinación suave hacia el este (entre 2° y 3°), lo que resulta en una mayor extensión de las capas en esa dirección (Casadío et al., 2015).

Engolfamiento

El engolfamiento es una depresión estructural ubicada al noreste por el tren estructural El Caracol-Charco Bayo y al sur por el flanco norte de la Dorsal de Huincul, con el cual presenta un límite transicional. La deformación de edad Cretácica, se caracteriza principalmente por fallamiento extensional con un leve componente de desplazamiento de rumbo y plegamientos suaves (Casadío et al., 2015).

El registro sedimentario en esta región tiene un espesor aproximado de 7000 m. Los procesos erosivos relacionados con discordancias estratigráficas o tectónicas que afectaron otras áreas de la cuenca no impactaron significativamente la sedimentación en este sector (Vergani et al., 2011).

El engolfamiento en la zona más rica en yacimientos de petróleo en la cuenca cuya actividad alcanzó su pico máximo en la década del 90. Actualmente, la perforación es moderada y la producción se encuentra mayoritariamente sostenida por métodos de recuperación secundaria y terciaria (Vergani et al., 2011).

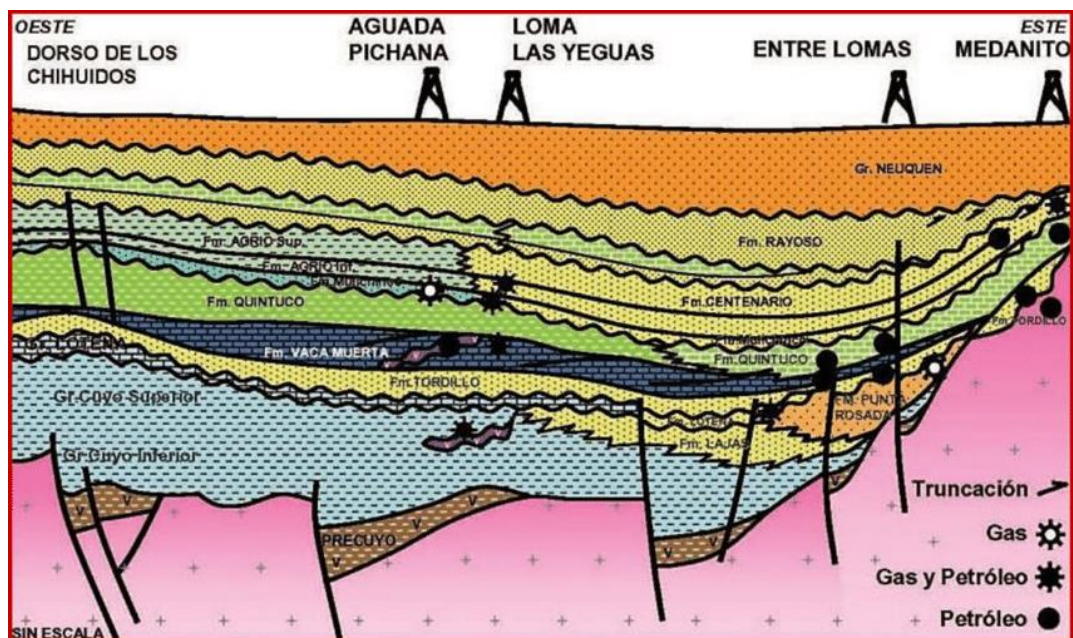


Figura 14: Sección geológica esquemática del engolfamiento Neuquino orientación oeste-este (Tomado de Vergani et al., 2011)

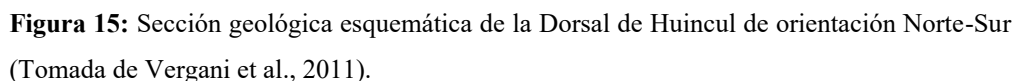
Dorsal de Huincul

La dorsal de Huincul constituye un rasgo morfoestructural que se ubica en la parte central de la Cuenca Neuquina. Con una orientación general oeste-este, se extiende a lo largo de 200 km y divide prácticamente a la misma en dos sistemas depositacionales bien diferenciados, en el sector norte el Engolfamiento neuquino y al sur la subcuenca de Picún Leufú (Ramos et al., 2005).

Este rasgo estructural se interpreta como una falla lateral que se mueve en sentido de las agujas del reloj (sentido dextrógiro) en donde coexisten estructuras compresivas y estructuras extensionales, como pliegue y fallas, debido al cambio de dirección de la falla principal. En una descripción más técnica, la dorsal corresponde a un extenso sistema de *half-grabens* de edad triásica superior a jurásica inferior y de orientación general E-O y NO-SE (Casadío et al., 2015).

La estratigrafía presente en la dorsal refleja la influencia de la actividad tectónica a la que estuvo expuesta la zona durante el jurásico, cretácico y, en menor medida, durante el Cenozoico. Dicha actividad, controló la sedimentación al sur de la Cuenca Neuquina, desarrollando una gran cantidad de estratos y discordancias (Silvestro y Zubiri, 2008), en donde a su vez dichas discordancias registradas, acentuaron la geometría en forma de cuña del registro sedimentario (Casadío et al., 2015).

La dorsal de Huincul es el área donde se descubrió por primera vez petróleo en la Cuenca Neuquina y se ha convertido en una de las zonas más estudiadas y evaluadas en los últimos años. El uso e implementación de nuevas tecnologías como lo ha sido la sísmica 3-D ha tenido un impacto crucial en cuanto a la reconstrucción de características geológicas más detalladas, lo que permitió a su vez, realizar nuevos descubrimientos y la ampliación de aquellos yacimientos previamente conocidos (Vergani et al., 2011).



La plataforma externa encuentra en el límite oriental de la Cuenca Neuquina y se caracteriza por ser una zona menos tectónicamente deformada, con una estructura más plana y extensa. Al estar ubicada en el borde de cuenca, la cubierta sedimentaria en esta región es relativamente delgada, de unos 2000 m, y presenta una columna sedimentaria bien representada

(Casadio et al., 2015). Su estructura se forma a partir del movimiento diferencial de los bloques del basamento, generado por esfuerzos extensionales, lo cuales se mantuvieron activos a lo largo de gran parte de la historia geológica de esta sección de la cuenca (Legarreta et al., 1999).

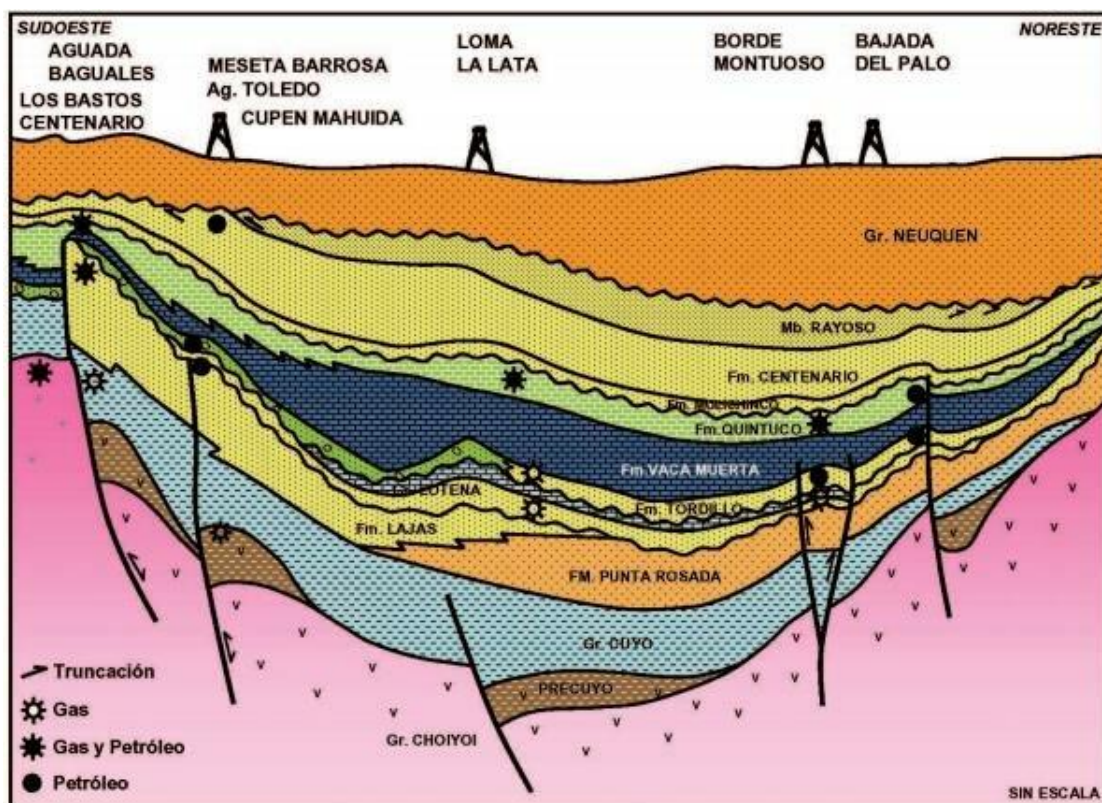


Figura 16: Sección geológica esquemática entre la Dorsal de Huincul y la Plataforma Oriental (tomada de Vergani et al., 2011).

Capítulo VI: Estudios de almacenamiento de CO₂ en reservorios clásicos

La elección de centrarse en los siguientes estudios específicos relacionados al almacenamiento de CO₂ responde a la necesidad de abordar una temática que aún presenta un desarrollo limitado en la región. Aunque el almacenamiento de CO₂ en subsuelo se ha consolidado como una estrategia para mitigar los efectos del cambio climático a nivel global, su aplicación y evaluación en áreas específicas de Argentina, aún son incipientes.

Luego de una revisión exhaustiva de la literatura e investigaciones disponibles dentro del área propuesta, se ha optado por seleccionar en el presente trabajo dos estudios de gran relevancia

para lo que respecta la evaluación geológica de la Cuenca Neuquina como potencial área para el almacenamiento de CO₂.

La selección del estudio "Evaluación de potencial de almacenamiento de CO₂ en territorio argentino" de Grasetti et al., (2022) se fundamenta en su rigurosidad científica y académica. Este trabajo emplea una metodología sólida, herramientas avanzadas y datos de alta calidad obtenidos tanto de investigaciones previas como de la industria hidrocarburífera, lo que garantiza resultados confiables y fundamentados. Su publicación en el 11 Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, así como en plataformas científicas especializadas, respalda la validez de los resultados presentados, convirtiéndolo en una referencia clave para el análisis del potencial de almacenamiento de CO₂ en Argentina.

Por otro lado, el estudio "Estudio de Potencial de Mitigación, Potencial de Captura y Almacenamiento de Carbono" realizado por Coraliae S.R.L. y BA Energy Solutions S.A. (2015), cuenta con un respaldo institucional significativo, ya que fue supervisado por la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación. Este factor le otorga un nivel de validez y confiabilidad adicional, dada la implicancia del gobierno argentino en su realización. El estudio no solo ofrece un análisis técnico sobre la capacidad de almacenamiento de CO₂ en varias cuencas del país, sino que también se encuentra enmarcado dentro de las políticas públicas y estrategias de sostenibilidad del gobierno argentino.

Este apartado tiene como objetivo, en primer lugar, exponer los hallazgos claves de cada uno de los estudios seleccionados, y en segundo lugar, establecer una vinculación entre ambos trabajos que permita identificar una región dentro de la Cuenca Neuquina potencialmente favorable para el almacenamiento de CO₂ en el subsuelo. Además, se buscará correlacionar dicha región morfoestructural con investigaciones y descripciones geológicas previas, con el fin de proporcionar evidencias adicionales que respalden la viabilidad de la región como área adecuada para el almacenamiento de CO₂.

6.1. Estudio I

En el año 2015 la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación, en colaboración con Coraliae S.R.L. y BA Energy Solutions S.A., llevó a cabo un informe sobre el potencial de almacenamiento de CO₂ en cuencas de nuestro país (Cuenca Neuquina, Austral, Noroeste, Golfo de San Jorge y Cuyana), como estrategia para la mitigación del cambio climático.

Uno de los principales objetivos en los que se basó este trabajo fue en la evaluación del potencial de captura y almacenamiento de carbono en cuencas de Argentina y en la identificación de las formaciones geológicas más adecuadas para el almacenamiento subterráneo de CO₂ con el fin de estimar y cuantificar el volumen que estas podrían almacenar.

Para la evaluación del potencial de almacenamiento geológico de CO₂ se propone aquí una serie de pasos a seguir:

- Localizar las principales fuentes fijas de CO₂.
- Evaluar la capacidad los sumideros disponibles para almacenar CO₂ de manera eficiente.
- Analizar la relación geográfica entre estas fuentes de emisión y los sumideros seleccionados, lo que permitirá determinar las posibles opciones de transporte y evaluar la viabilidad de implementar la captura de CO₂ de una forma integral.

En lo que respecta a la cuantificación de la capacidad de almacenamiento, se consideran en este informe los volúmenes de hidrocarburos prospectados, para posteriormente ser sustituido por volumen de CO₂. Este enfoque se justifica por la similitud de las condiciones geológicas entre los yacimientos de hidrocarburos y los potenciales sumideros de CO₂. Los autores detallan, que esta forma de cuantificación está principalmente relacionada con la depletación de los yacimientos, o bien, con los cambios en las condiciones originales, lo que podría llevar a una reducción de su capacidad de almacenamiento.

- **Análisis y resultados del estudio correspondientes a la Cuenca Neuquina:**

Luego de delimitar aquellas características que un área debe reunir a modo general para ser considerada como potencial candidata para el almacenamiento de CO₂ (condiciones petrofísicas, litológicas, profundidad, entre otras), se prosiguió al estudio y conocimiento de las condiciones

particulares de cada una de las cuencas. A continuación los puntos más relevantes observados en dicho informe sobre la Cuenca Neuquina:

- Sismicidad: un evento sísmico de gran magnitud podría comprometer la integridad tanto del sistema de sello-reservorio incrementando el riesgo de fugas de CO₂. Por tanto, es recomendable que la formación almacén se encuentre alejada de la cordillera andina, como es el sector más oriental de la Cuenca Neuquina.
- Régimen hidrodinámico: las cuencas petroleras vinculadas a sistemas de flujos regionales con largos recorridos son especialmente adecuadas para llevar a cabo lo que se denomina "captura hidrodinámica" del CO₂, dado que el agua en la que se inyectó CO₂ tardaría millones de años para alcanzar la superficie. Esta característica fue reconocida en muchas formaciones de subsuelo presentes en la Patagonia.
- Presencia de sistemas petroleros múltiples: como se mencionó a lo largo del presente trabajo, son recomendables aquellas zonas en donde se presenten múltiples barreras para mitigar las posibles fugas de CO₂, como lo son la presencia de roca sello, trampa y unidades estratigráficas con extensión regional. La Cuenca Neuquina presenta formaciones que cumplen con estos requisitos.

Una de las desventajas que fueron reconocidas en Cuenca Neuquina es la referida al régimen geotérmico de los reservorios, factor de importancia a ser tenido en cuenta. La Cuenca Neuquina, según este informe, presenta un gradiente geotérmico promedio mayor al promedio mundial de zonas continentales. En esta cuenca, el flujo calórico y el gradiente geotérmico es más elevado en el sector norte debido a la influencia de la actividad volcánica; siendo zonas más favorables para el almacenamiento de CO₂ el sector central y sur cuyo gradiente geotérmico es menor.

En una segunda instancia, se prosiguió con el análisis de la capacidad de almacenamiento específica para cada cuenca. Como se explicó anteriormente, para ello se tuvo en cuenta la capacidad de volumen de hidrocarburos prospectados (reservas) para luego ser estos valores remplazados por volumen de CO₂.

La información utilizada en este análisis proviene de la prospección de reservas de hidrocarburos, obtenida a partir de las planillas dinámicas SESCO, publicadas por la Secretaría de

Energía de la Nación. Estas planillas muestran las reservas desde el año 2004 hasta la actualidad, así como también, la producción en cada año de cada una de las cuencas seleccionadas.

En primer lugar, para poder realizar esta estimación de capacidad de almacenamiento, fue necesario establecer un criterio de corte. En este punto, se tuvo en cuenta el año a partir del cual se identifica un nivel de reservas relativamente estable, asumiendo así al año 2012 como el punto de origen, valor 0, y descartando los años anteriores por ser considerados demasiado fluctuantes.

Finalmente, para cuantificar la capacidad de almacenamiento futuro, los autores primero calcularon el potencial espacio interporal que puede ser ocupado por CO₂ (Pic) en cada una de las cuencas, correlacionando además, las ubicaciones de las principales fuentes de emisión de CO₂ en el mismo año. Esto permitió establecer una correlación espacial entre las zonas de producción de CO₂ y los sumideros cercanos identificados.

A modo informativo, la formula aplicada fue la siguiente:

$$Pic = \sum Q_{c04;12}$$

Donde:

- **Pic:** Potencial Inicial por cuenca
- **Q_{c04;12}:** Producción de gas y petróleo, año 2004 hasta 2012

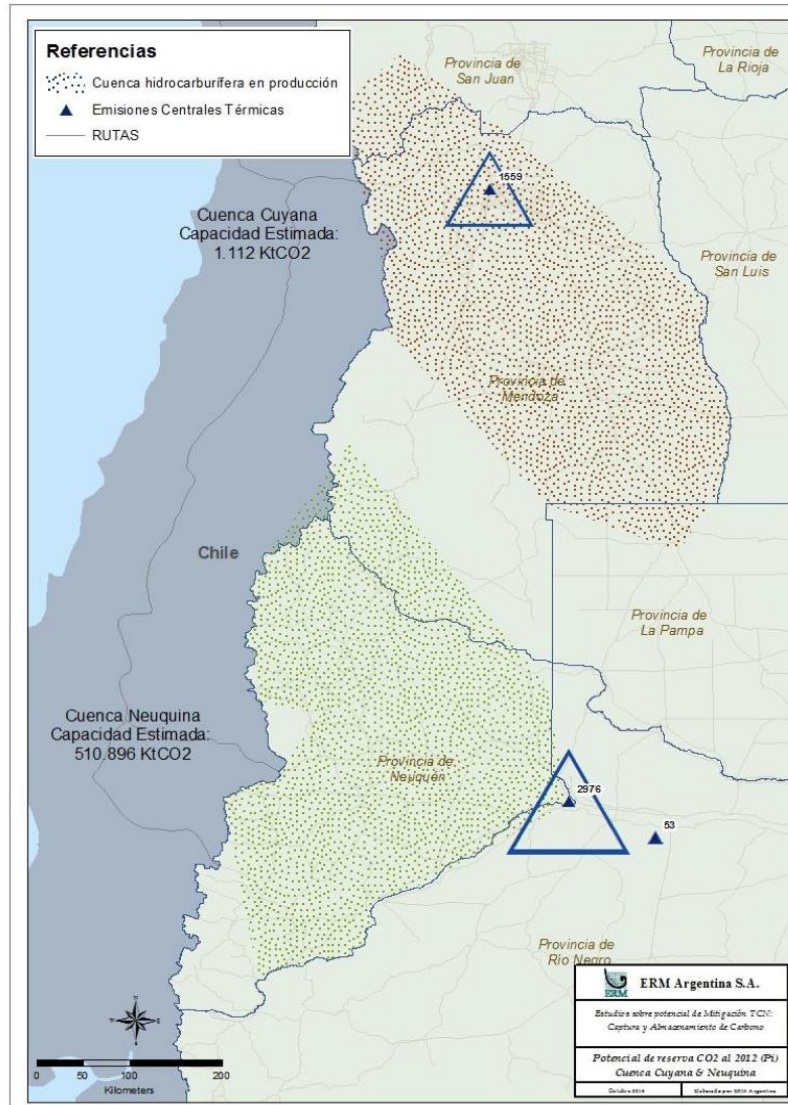


Figura 17: Identificación de emisiones derivadas de fuentes en la zona y su proximidad a posibles sumideros de CO₂ en la Cuenca Neuquina en el año 2012 (Tomado de La Secretaría de Energía Nacional, 2015)

Luego del cálculo del potencial inicial (P_i), se calculó la proyección de la capacidad de almacenamiento de CO₂ (P_n). Para ello, se tuvo en cuenta la tasa de depletación de las reservas durante los últimos 8 años, con el fin de tomar el resultado promedio como un valor constante y así poder determinar la capacidad para el almacenamiento de CO₂ en los años venideros.

A modo informativo, la formula aplicada fue la siguiente:

$$P_n = R_{n-1} - (R_n - (D_p \times R_n))$$

Donde:

- **Dp** = tasa de depletación
- **Rn** = reservas de hidrocarburos en el año **n**
- **Rn-1** = reservas de hidrocarburos en el año **n-1**

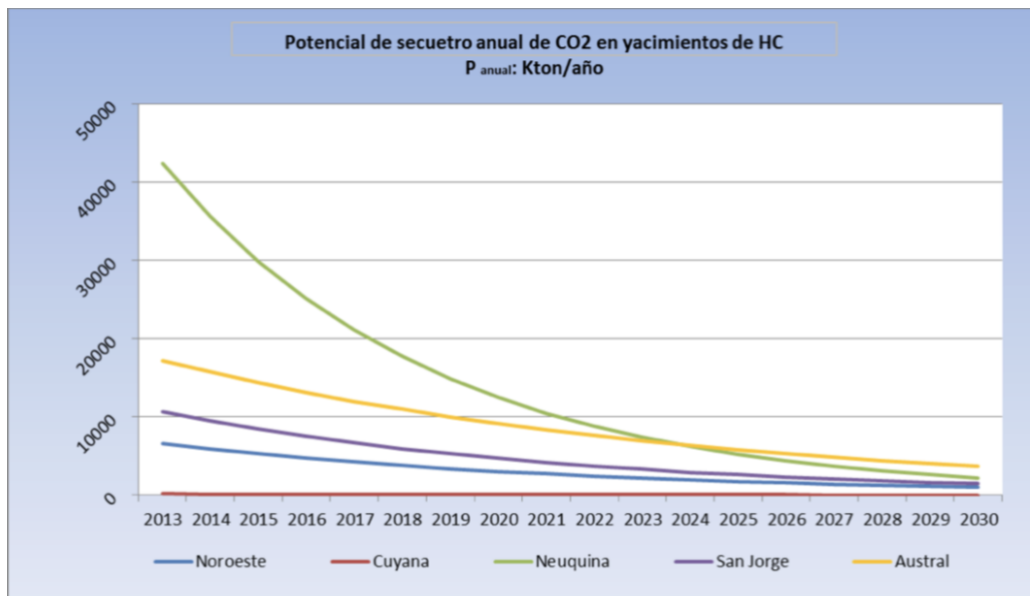


Figura 18: Evolución del potencial de secuestro de CO₂ a futuro.

Cuenca Neuquina en color verde (Tomado de La de Energía Nacional, 2015)

Como resultado de esta evaluación, en lo que respecta a la Cuenca Neuquina, se permitió establecer una correlación geográfica entre las fuentes de emisión de CO₂ y las posibles formaciones geológicas con potencial sumidero de CO₂. Por otra parte, considerando solo la capacidad inicial de cada yacimiento y las emisiones de aquellas fuentes identificadas para el año 2012, los autores determinaron que la Cuenca Neuquina podría almacenar como mínimo 15 años de emisiones de CO₂.

6.2. Estudio II

Como se mencionó a modo introductorio, un segundo estudio de gran relevancia sobre la temática y sus hallazgos en lo que respecta a la zona propuesta es el de Grasetti et al., (2022) titulado “Evaluación de potencial de almacenamiento geológico de CO₂ en territorio argentino”. Este trabajo realizado por la colaboración de miembros de Y-TEC, CONICET, YPF junto con la Universidad Nacional de Río Negro y Universidad Nacional del Sur, constituye una de las evaluaciones más recientes y exhaustivas del potencial de almacenamiento geológico de CO₂ en la Cuenca Neuquina y el Golfo de San Jorge, identificando formaciones y áreas claves para su evaluación en detalle a futuro.

El enfoque utilizado en el estudio se basa en una serie de análisis geológicos y técnicos, desarrollado a modo de resumen en los siguientes pasos:

- **Revisión de datos geológicos:** se inició con la recopilación de información geológica relevante disponible de distintas fuentes, tanto de bases de datos públicas y de libre acceso, como privadas.
- **Categorización de formaciones y criterios de corte:** debido a la complejidad geológica de las cuencas, luego de la recopilación de información y mapas exploratorios, se realizó una selección de formaciones en subsuelo para una primera etapa de evaluación. Los criterios estuvieron enfocados principalmente en características de las unidades geológicas, específicamente, de las rocas clásticas y carbonáticas convencionales, las cuales tienen propiedades favorables para el almacenamiento subterráneo de CO₂ en subsuelo. La selección de las formaciones correspondientes al estudio de la Cuenca Neuquina fueron las siguientes:

CUENCA NEUQUINA	
Formaciones	Grupo Neuquén inferior
	Formación Huitrín (miembro Troncoso Inferior)
	Formación Agrio (Miembro Avilé)
	Formación Centenario (Miembro Superior)
	Formación Centenario (Miembro Inferior)
	Formación Mulichinco
	Formación Tordillo

Figura 19: Listado de formaciones geológicas evaluadas
(Tomado de Grasseti et al., 2022)

Los criterios de corte son particularmente útiles en metodologías de toma de decisiones donde se necesita seleccionar o descartar opciones en función de si superan o no ciertos estándares mínimos. Los criterios de corte seleccionados para el estudio de ambas cuencas son los siguientes:

Criterio	Valor de corte
Formación almacén	
Capacidad de almacenamiento	
Porosidad (%)	<10%
Presión (Mpa)	< 7.38 Mpa
Temperatura (°C)	<31.1 C
Permeabilidad (mD)	<10 mD
Salinidad en la formación (ppm)	< valor legal
Profundidad (m)	entre 800 y 2500
Formación almacén	
Criterio	Valor de corte
Contención	
Espesor de Fm. sello	<10 m
Entrampamiento eficiente	Ausente
Litología de Fm sello	
Homogeneidad lateral de Fm sello	
Densidad de pozos x km2	
Formación almacén	
Criterio	Valor de corte
Factores de superficie	
Áreas protegidas	En el área
Infraestructura presente en superficie	

Figura 20: Criterios seleccionados para la evaluación
(Tomado de Grasseti et al., 2022)

- **Análisis de valoración y ponderación de datos:** para cada formación, se evaluaron tanto su capacidad de almacenamiento de CO₂, utilizando la metodología de cálculo propuesta por el Departamento de Energía de los Estados Unidos (USDOE) y seleccionando el cuantil P50 como estimador de esta capacidad, como su integridad geológica. Esto permitió delimitar áreas con condiciones favorables para su evaluación en términos de almacenamiento de CO₂. Asimismo, con el propósito de acotar el campo de estudio, se priorizaron las zonas identificadas como yacimientos de hidrocarburos, asegurando así la existencia de sistemas de contención subterránea previamente comprobados y validados en términos de estabilidad y seguridad.
- **Método de decisión multi-criterio (TOPSIS):** el uso de la técnica de decisión multicriterio TOPSIS (Technique for Order of Preference by Similarity to Ideal Solution) permitió clasificar los sitios más adecuados para este fin. Esta metodología implica la construcción de una matriz de decisión, en donde a cada criterio se le asigna un peso y a cada categoría una calificación. Luego de la normalización y la ponderación de cada calificación, es posible realizar una evaluación y comparación de las distintas características para finalmente establecer un ranking de los resultados obtenidos.
Este método es particularmente útil cuando se deben tomar decisiones en situaciones complejas donde se tienen en cuenta varios criterios simultáneamente, como es el caso de seleccionar el mejor sitio para almacenar CO₂.

- **Resultados del estudio correspondientes a la Cuenca Neuquina:**

En la investigación realizada por Grasetti et al, (2022) se evaluaron finalmente un total de 226 pares de unidades estratigráfica-yacimiento en la Cuenca Neuquina. Los resultados evidenciaron una notable variación en el número de yacimientos que cumplían con las condiciones necesarias para el análisis. Esta variabilidad se atribuye a la presencia de criterios que no se ajustan a los rangos establecidos o a la distribución limitada de las unidades geológicas en la cuenca.

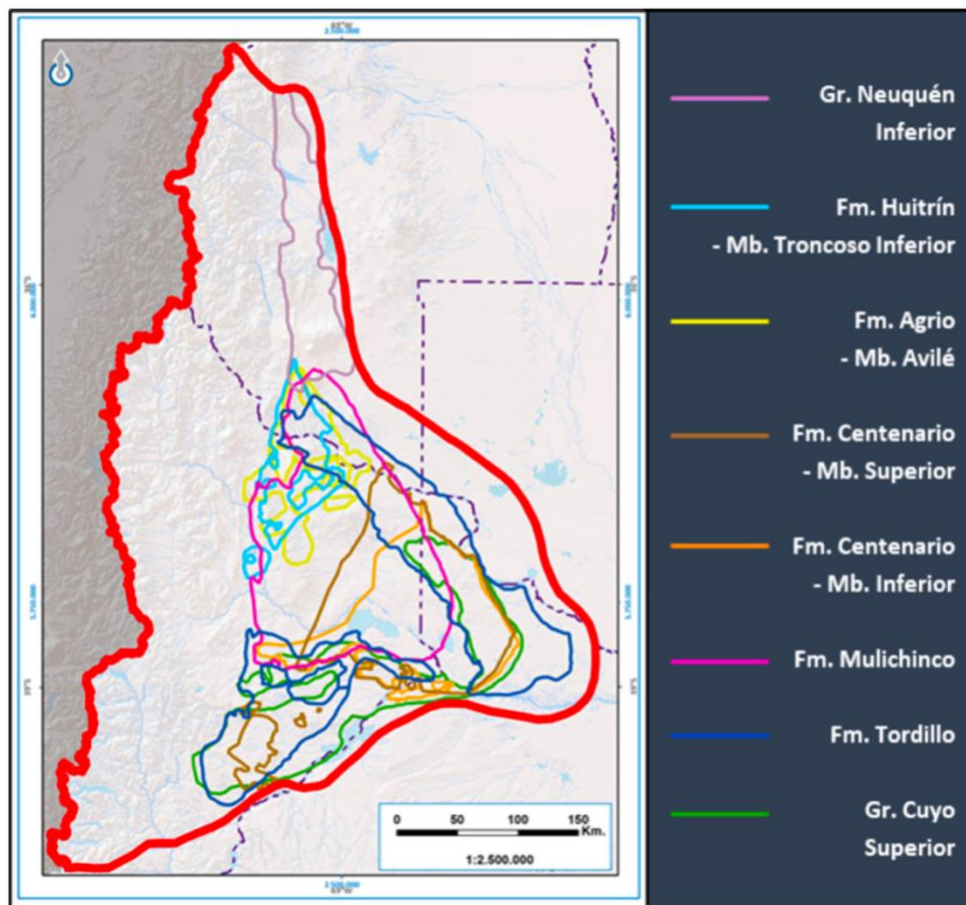


Figura 21: Áreas favorables de la Cuenca Neuquina para la evaluación de almacenamiento de CO₂ según las unidades estratigráficas seleccionadas (Tomado de Grasetti et al., 2022)

Los resultados obtenidos indicaron que la Formación Centenario alcanzó los puntajes más altos en el análisis TOPSIS. A continuación, se posicionaron en el segundo lugar la sección superior del Grupo Cuyo y la Formación Mulichinco, que también mostraron una evaluación favorable. En un nivel inferior, se clasificaron el Miembro Avilé de la Formación Agrio y la Formación Tordillo, los cuales presentaron puntajes más bajos. Finalmente, el grupo con los puntajes más bajos estuvieron representados por la sección inferior del Grupo Neuquén y el Miembro Troncoso Inferior de la Formación Huitrín.

Además, se encontró una clara correlación entre los puntajes obtenidos mediante el análisis multicriterio y los valores de capacidad de almacenamiento de CO₂ (P50, Mt CO₂) de las unidades geológicas evaluadas. Los grupos con los puntajes más altos, correspondientes a la Formación Centenario, Sección superior del Grupo Cuyo y Formación Mulichinco, tienen una capacidad de

almacenamiento superior a 2 gigatoneladas (Gt) de CO₂, mientras que la suma de las otras unidades geológicas analizadas no supera los 100 millones de toneladas (Mt).

A partir de este análisis, se pudo concluir que la Cuenca Neuquina presenta un potencial significativo para el almacenamiento de CO₂ en su región centro-este, lo cual justifica investigaciones futuras más detalladas. En particular, se destaca la Formación Centenario como una de las formaciones con mayor capacidad de almacenamiento.

6.3. Correlación estratigráfica del área centro-este de la Cuenca Neuquina y estudios I y II

La región centro-este de la Cuenca Neuquina, específicamente en áreas como la Dorsal de Huincul y el Engolfamiento neuquino, constituye una zona de gran relevancia para el estudio y posible implementación de proyectos de almacenamiento de CO₂, debido a sus características geológicas y estratigráficas favorables. En la estratigrafía de la cuenca, se pueden identificar diversas secuencias litológicas que presentan un alto potencial para el almacenamiento de CO₂ las cuales incluyen tanto formaciones que pueden actuar como reservorios de CO₂ como aquellas que pueden funcionar como formaciones sello, previniendo la fuga del mismo.

Para el desarrollo de la caracterización estratigráfica en este trabajo de tesis, se tomó como referencia la columna estratigráfica seguida por Guzmán et al. (2021) en su trabajo titulado *Lower Jurassic deformation in the eastern Huincul High, Argentina*. No obstante, es importante señalar que esta columna estratigráfica puede presentar variaciones dependiendo de la región de estudio específica, con la posibilidad de que se utilicen formaciones equivalentes en otras áreas dentro de la cuenca.

Basada en la evolución tectónica y los tipos de cuenca asociados, la columna estratigráfica puede ser dividida en cuatro secuencias principales desde la base hacia el techo: Pre-rift, Sin-rift, Postrift o SAG y Foreland (fig. 22). Para un mejor entendimiento de esta propuesta, se recomienda consultar el **Capítulo III** (Litología, fig. 3 y 4):

1. **Pre-rift:** rocas de edad Paleozoica representadas por rocas metamórficas (rocas formadas a partir de rocas pre-existentes que han sido expuestas a condiciones de presión y/o temperatura) y rocas ígneas (rocas de origen volcánico) que conforman el basamento de la cuenca, junto con la provincia **Magmática de Choiyoi** (Ramos et al., 2011).

2. **Sin-rift:** rocas de edad Triásico Superior-Jurásico Inferior que corresponden a lo que se denomina **Grupo Precuyano**. Este representa la etapa inicial de sedimentación de la cuenca y abarca aquellos depósitos comprendidos entre el basamento de la cuenca y la primera ingresión marina (Otharán, 2020).

Aquí se reconocen depósitos principalmente clásticos, volcanoclasticas y volcánicos cuyo espesor puede alcanzar los 1000 m de potencia en algunos sectores de la cuenca (Gulisano et al., 1984b). El **Grupo Precuyano** yace sobre rocas graníticas del paleozoico y, en su límite superior, se encuentran en contacto mediante discordancia Intraliasica (Stipanovic, 1969) con las sedimentitas marinas del **Grupo Cuyo** (Arregui et al., 2001).

3. **Post-rift o SAG:** esta etapa comprendida entre Jurásico Inferior-Cretácico Inferior, se encuentra representada por una serie de más de 4000 metros de sedimentos que se distribuyen en 3 ciclos de regresión y transgresión marina (Guzman et al., 2021).

- I. El primer ciclo pertenece al **Grupo Cuyo** (Dellapé et al., 1979) cuyos depósitos representan el primer evento de transgresión marina de la cuenca. (Otharán, 2020). Este grupo posee un sistema petrolero completo, con todos sus elementos incluidos (roca madre, reservorios, sellos) y contiene una importante cantidad de hidrocarburos, especialmente en la región estructural de la Dorsal de Huincul (Arregui et al., 2011).

El Grupo Cuyo se encuentra conformado por diversas formaciones:

La **Formación Los Molles** (Weaver, 1931), conformada por rocas pelíticas que alternan con areniscas finas a gruesas y conglomerados (Arregui et al., 2011) que representa ambientes de fondo marino profundo; la **Formación Lajas** (Weaver, 1931), integrada por areniscas y en menor medida por rocas pelíticas con restos carbonosos y conglomerados, que abarcan desde aguas marinas poco profundas hasta zonas deltaicas (Arregui et al., 2011); y la **Formación Punta Rosada** (Digregorio, 1972) o **Formación Challacó** (de Ferrarís, 1947), dependiendo el sector de la cuenca, que corresponden en términos generales, a depósitos fluviales (Guzmán et al., 2021).

- II. El inicio del segundo ciclo regresión y transgresión marina se encuentra representado por una importante discontinuidad regional Intracaloviana (Dellapé et al., 1979) que separa al **Grupo Cuyo** del **Grupo Lotena** (Leanza, 1992).

Esta secuencia forma un sistema que combina rocas sedimentarias clásticas y carbonáticas. Las facies silicoclasticas de origen continental que gradan a depósitos marinos asociados (areniscas y pelitas), se encuentran representadas por la **Formación Lotena** (Weaver, 1931), las cuales las preceden calizas arrecifales de la **Formación La Manga** (Stipanich, 1966) y rocas evaporitas en la parte superior correspondientes a la **Formación Auquilco** en áreas centrales y norte de la cuenca (Gulisano et al., 1984).

- III. El último ciclo transgresivo-regresivo es de gran interés, no solo por albergar formaciones reservorios de hidrocarburos, sino particularmente en este caso por ser formaciones estudiadas como potenciales para el almacenamiento de CO₂.

Este ciclo se encuentra representado por el **Grupo Mendoza** (Stipanich et al., 1968) y **Grupo Bajada del Agrio**.

El **Grupo Mendoza** inicia con los depósitos de origen continental (lacustre, fluvial y eólico) de la **Formación Tordillo** (Stipanich et al., 1968). Sobre esta formación se superpone la reconocida **Formación Vaca Muerta** (Weaver, 1931), asociada a un ambiente de plataforma mixta, constituida por margas, calizas y fangolitas con elevado contenido orgánico. A medida que se asciende en la secuencia estratigráfica, las rocas marinas de la **Formación Vaca Muerta** son gradualmente reemplazadas por secuencias carbonáticas y depósitos clásticos, típicos de la **Formación Quintuco** (Legarreta y Gulisano, 1989).

La **Formación Mulichinco** (Weaver, 1931) de origen continental, se encuentra compuesta principalmente por rocas sedimentarias clásticas, destacándose la abundancia de areniscas de tamaño medio a grueso, con intercalaciones de limos y arcillas. (Legarreta y Gulisano, 1989).

La **Formación Agrio** incluye los miembros Pilmatué (inferior), Avilé (medio) y Agua de la Mula (superior) (Lenaza y Hugo 2001).

El miembro Pilmatué se encuentra formado por calizas y fangolitas de ambiente marino. El miembro Avilé ó Areniscas Avilé (Weaver 1931) corresponde a una unidad siliciclástica compuesta por depósitos de origen continental, que incluyen depósitos fluviales, eólicos y lacustres (Veiga et al., 2007-2011). Por otro lado, el miembro Agua de Mula está compuesto por fangolitas con alto contenido orgánico, con intercalaciones

de calizas y areniscas, lo que marca un nuevo ciclo de sedimentación marina (Otharán, 2020).

Actualmente, las sedimentitas marino-someras y continentales de la **Formación Centenario** son consideradas los equivalentes temporales de borde de cuenca de los depósitos marinos de la Formación Agrio (Masarik et al., 2022).

Por encima del anterior grupo descripto yace el **Grupo Bajada del Agrio**, el cual se encuentra subdividido mediante discordancia Intraaptiana (Leanza, 2009) en **Formaciones Huitrín** (Groeber, 1946) y **Formación Rayoso** (Herrero Ducloux, 1946).

En términos generales, la **Formación Huitrín** está compuesta principalmente por depósitos de sedimentos evaporíticos, carbonáticos y sedimentitas clásticas continentales (Legarreta y Gulisano, 1989). La **Formación Rayoso** marca el inicio de la fase de cuenca antepaís en donde la Cuenca Neuquina perdió conexión con el Océano Pacífico (Zavala y Ponce 2011). Cabe mencionar que la litológica de este último grupo resalta el potencial de estas formaciones como formaciones sello debido a su escasa permeabilidad.

4. **Foreland (antepaís):** el Cretácico superior, se encuentra representado en el techo de la columna estratigráfica por el **Grupo Neuquén** (Stipanovich et al., 1968) y **Grupo Malargüe** (Digregorio y Ulliana, 1980) los cuales yacen sobre la Formación Rayoso mediante una discordancia erosiva. El Grupo Neuquén está formado principalmente por conglomerados y areniscas, marcando un periodo de continentalización de la cuenca (Guzmán et al., 2021). El Grupo Malargüe se compone de sedimentitas clásticas y carbonáticas de ambientes marino someros que cubren en discordancia a los sedimentitos rojos del Grupo Neuquén. Estos depósitos representan la primera transgresión marina proveniente del Océano Atlántico (Casadío et al., 2015).

Por último, la columna estratigráfica de la Cuenca Neuquina finaliza con depósitos volcánicos terciarios y cuaternarios, secuencias clásticas y volcanoclasticas sinorogénicas acumuladas en el Oligoceno superior y Mioceno inferior (Otharán, 2020).

Como se mencionó con anterioridad, la columna estratigráfica de la figura 22 revela una secuencia geológica que no solo define las características tectónicas y sedimentarias de la cuenca, sino que también sugiere condiciones óptimas para el almacenamiento de CO₂.

Las rocas evaporíticas que ofician como rocas sello en la Cuenca Neuquina, como las rocas de Formación Huitrin del Grupo Bajada del Agrio, junto con la presencia de reservorios clásticos, configuran un sistema geológico favorable para el almacenamiento seguro del CO₂, estableciéndose así una correlación de la zona geológicamente descrita con los resultados de los estudios propuestos.

6.4. Interrelación de hallazgos

Los estudios revisados presentan avances significativos en la evaluación del potencial de almacenamiento geológico de CO₂ en Argentina. Entre las principales fortalezas, destacan el uso de herramientas analíticas avanzadas, la identificación de correlaciones entre fuentes de emisión y sumideros, y el aprovechamiento de la experiencia previa en la exploración de hidrocarburos.

En el estudio previo de Grasseti et al. (2022), se han podido identificar formaciones reservorios adecuadas para la inyección de CO₂ en su fase supercrítica, destacándose por sus condiciones sobresalientes la Formación Mulichinco, la sección superior del Grupo Cuyo y la Formación Centenario. Según este análisis y, en concordancia con la detallada caracterización estratigráfica propuesta para la zona, estas formaciones en la región centro-este de la cuenca cumplen con las propiedades estándar deseadas de porosidad, permeabilidad, temperatura y profundidad, desarrolladas a lo largo del presente trabajo.

Además, a partir de la correlación estratigráfica, se reafirma la presencia en la zona de unidades litológicas y estructuras geológicas esenciales, como lo es la presencia de una roca sello y/o trampas, cumpliendo así, con la recomendación de Ruiz et al. (2006), quien destaca la importancia de un conocimiento exhaustivo de la estratigrafía y ambiente deposicional de las formaciones para comprender mejor las propiedades del área y la posible existencia de formaciones almacén y sello secundarias.

En este contexto, la Cuenca Neuquina, cuenca de antepaís, cumple con ciertos criterios de selección de cuenca establecidos por Bachu (2000) para el almacenamiento geológico de CO₂. Su evolución tectónica y estructural proporciona condiciones adecuadas de estabilidad y contención,

alineándose con las características identificadas en otras cuencas de antepaís a nivel global que han sido consideradas favorables para este tipo de proyectos.

Estos hallazgos se pueden reforzar con las observaciones preliminares del estudio realizado por Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación (2015), el cual también destaca la presencia de una serie de características geológicas en la Cuenca Neuquina que la hacen especialmente favorable para el almacenamiento de CO₂. Entre estas características se incluyen: una estructura tectónica estable, formaciones con propiedades petrofísicas adecuadas y la presencia de múltiples yacimientos de hidrocarburos los cuales, como se ha explicado en capítulos anteriores, demuestran la existencia de sistemas de contención subterránea efectivos a largo plazo, previamente validados por su almacenamiento natural y explotación en la industria del petróleo y gas. Además, el estudio identifica al sector central y sur de la cuenca como las zonas más propicias para el almacenamiento de CO₂, debido a la presencia de un gradiente geotérmico más favorable, lo que coincide con el sector centro-este de la cuenca identificado por Grasseti et al. (2022).

Por otra parte, este último destaca en su análisis la importancia de la proximidad geográfica entre las fuentes emisoras de CO₂ y las formaciones geológicas con capacidad de almacenamiento. En este sentido, en el área centro-este de la Cuenca Neuquina, las localidades de Plaza Huincul y Cutral-Co, reconocidas por su actividad vinculada a la industria hidrocarburífera, pueden tomarse como puntos de referencia para analizar esta relación (fig. 23). La presencia de fuentes emisoras en la zona seleccionada cumpliría con dicha condición, lo que posiciona a la Cuenca Neuquina como una región estratégica para la implementación de proyectos de captura y almacenamiento de carbono.

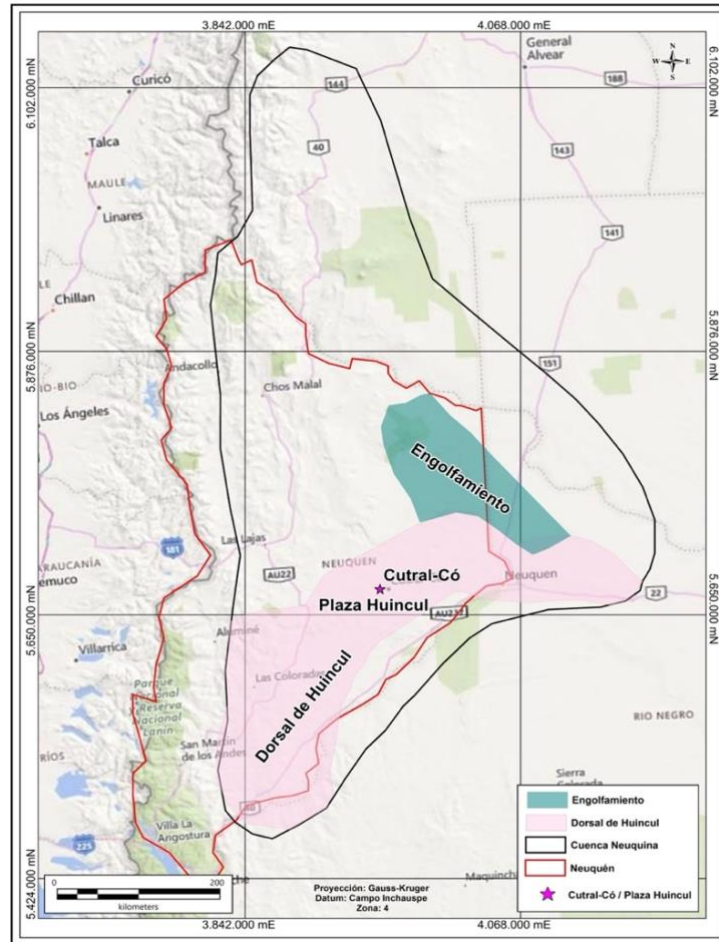


Figura 23: Mapa indicando la ubicación de las localidades de Plaza Huincul y Cutral-Co dentro de la región centro-este de la cuenca.
 Autor: Yael Romano D'Elia - Mapinfo Discover 15.2

A partir de estos factores favorables en cuanto a las condiciones técnicas para el almacenamiento de CO₂, resulta imperativo realizar un análisis ambiental y normativo que contemple de manera integral las implicancias sociales y legales de estos proyectos, con especial atención a las particularidades de la región de estudio. Este enfoque permitirá realizar una evaluación preliminar no solo acerca de la factibilidad técnica de este tipo de proyectos, sino también su sostenibilidad y su aceptación social.

Capítulo VII: Aspectos ambientales para el almacenamiento de CO₂: Hacia una evaluación integral

Este capítulo tiene como objetivo evaluar los impactos ambientales potenciales asociados con el almacenamiento de CO₂ en la Cuenca Neuquina, considerando sus posibles efectos tanto en el medio ambiente como en las comunidades cercanas. A través de un análisis integral, se exploran las implicaciones de la actividad en diversos componentes ambientales, y se proponen medidas de mitigación para reducir los posibles impactos negativos. Además, se destacarán las condiciones favorables del área centro-este de la Cuenca Neuquina, que posicionan a la región como una opción adecuada para el almacenamiento de CO₂.

7.1. Análisis de potenciales impactos ambientales y propuestas de mitigación

Tras un análisis detallado, se han identificado los impactos más relevantes y susceptibles asociados al almacenamiento de CO₂ en el área seleccionada de la cuenca. Estos impactos han sido evaluados considerando las particularidades ambientales, geológicas y sociales del sitio, y se describen a continuación:

- **Impacto sobre la calidad del aire:** si se producen fugas de CO₂ desde los reservorios, especialmente en áreas pobladas, podría aumentar la concentración de CO₂ en la atmósfera, lo que anularía el objetivo de reducción de emisiones. El CO₂ en altas concentraciones en áreas donde hay vida animal, podría tener consecuencias tóxicas en concentraciones elevadas.
- **Impacto en la biodiversidad:** la construcción de infraestructura para la captura, transporte y almacenamiento de CO₂ puede afectar a los ecosistemas locales pudiendo generar alteraciones en la abundancia, composición y cobertura de la flora. La fauna, por otro lado, puede ver afectado su hábitat, su etología y pautas de reproducción, alimentación y desplazamiento, ante el desarrollo de esta actividad (Secretaría de Energía Nacional, 2015).

- **Eficiencia y capacidad de almacenamiento:** a medida que aumenta la cantidad de CO₂ almacenado, también se incrementa el riesgo potencial de fallas en la infraestructura o de fugas ya que se puede producir una alteración de la estabilidad estructural original.
- **Impacto en sismicidad:** la inyección de grandes volúmenes en subsuelo puede producir alteraciones en la presión de poros, el estado de los esfuerzos tensionales, la composición geoquímica y temperatura de las formaciones. Estos cambios podrían inducir a la sismicidad si se produce una desestabilización en fallas y/o fracturas pre existentes (GeoRest, 2024).
- **Impacto en las condiciones del suelo:** el almacenamiento de CO₂ puede tener impacto en la composición química del suelo produciendo una acidificación del mismo pudiendo afectar negativamente la agricultura y los ecosistemas locales.
En el mismo sentido, se generan daños en las superficies del suelo, especialmente en las áreas donde se realizan desmontes para llevar a cabo las operaciones, lo que afecta negativamente a la flora y fauna local.
La remoción de vegetación y capas protectoras de suelo producen la alteración del suelo, haciéndolos más susceptibles a procesos de erosión eólica e hídrica. Además, los suelos alterados disminuyen su tasa de infiltración de agua y su consecuente capacidad para retener agua (Secretaría de Energía Nacional, 2015).
- **Impacto en la perturbación de recursos hídricos:** el CO₂ inyectado en formaciones subterráneas podría migrar hacia los acuíferos de agua potable, pudiendo afectar la calidad de las aguas superficiales y subterráneas. Esto pondría en riesgo tanto la salud pública, el abastecimiento de agua poblacional, como así también, el ecosistema acuático.
- **Impacto visual:** se producirá un impacto visual debido a los cambios del paisaje natural y su precepción como consecuencia del desmantelamiento y nuevas construcciones-edicaciones.

- **Impacto acústico:** generación de ruido en las estaciones de captura y transporte de CO₂, lo que podría ocasionar impactos negativos en las comunidades cercanas y alterar la fauna local.
- **Impacto en seguridad y salud de la población:** el almacenamiento de CO₂ puede generar impactos ambientales que afecten la salud pública y la seguridad laboral de las poblaciones cercanas. Es esencial implementar medidas preventivas para mitigar riesgos como fugas de CO₂, así como también, incidentes durante la inyección subterránea, asegurando que no se afecte negativamente a la población.
- **Impacto en medio social:** la aceptación de la sociedad en relación con el almacenamiento de CO₂ es muy importante dado que se podrán ver afectados algunos aspectos sociodemográficos como el aumento de la población local, modificación temporal del desarrollo de actividades diarias, cambios en la dinámica económica local e incremento en la generación de residuos (Secretaría de Energía Nacional, 2015).
- **Afectación del patrimonio paleontológico y arqueológico:** durante la fase de construcción y modificación del terreno, existe el riesgo de destrucción involuntaria del patrimonio paleontológico y arqueológico presente en la zona.

Para una mejor evaluación de los posibles impactos ambientales asociados a la actividad, se adoptó seguir la metodología propuesta en el estudio "Guía para la identificación y caracterización de impactos ambientales en el marco del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental", desarrollado por el Ministerio de Ambiente de Perú.

Para la realización de este proceso, se comenzó con la identificación de los componentes ambientales (receptores de los impactos) según su clasificación en medio físico, biológico y social, estableciendo una línea de base. A continuación, y tomando como guía los aspectos ambientales (posibles causas e impactos de la actividad) desarrollados inicialmente, se determinaron los factores ambientales (o elementos) asociados a cada componente, los cuales se detallan a continuación.

MEDIO	COMPONENTES AMBIENTALES	FACTORES AMBIENTALES
Físico	Geología	Micro sismos
		Estabilidad de reservorio
	Agua superficial	Calidad
		Cantidad
	Agua subterránea	Hidrogeología
		Calidad
	Aire	Calidad
		Ruido
	Suelo	Calidad
		Utilización
		Capacidad
Biológico	Flora	Vegetación y flora
		Diversidad
		Abundancia y cobertura
	Fauna	Fauna local terrestre y acuática
		Etología
		Diversidad
		Migración
	Ecosistemas	Hábitat terrestre
		Hábitat acuático
Social	Patrimonio cultural	Paleontológico
		Arqueológico
	Social	Demografía
		Actividades
		Economía
		Salud
		Territorio
		Seguridad
		Paisaje
		Residuos

Figura 24: Cuadro de componentes ambientales.

Autor: Yael Romano D'Elia

Posteriormente, se identificaron los impactos ambientales potenciales, considerando aquellos componentes que podrían ser afectados negativamente debido al desarrollo del proyecto (peligros naturales, tecnológicos o accidentes). Para su identificación y análisis, se aplicaron los siguientes criterios de selección:

- Relevancia: que el impacto tenga una incidencia significativa en el entorno.
- Cuantificabilidad: que sea posible medir o estimar su magnitud del mismo.
- Representatividad: que refleje las características del medio afectado.

Para facilitar la identificación de los principales impactos potenciales y minimizar posibles omisiones, se utilizó una lista de chequeo (checklist) que garantizó la inclusión de todos los componentes ambientales relevantes en el análisis. Esta lista fue desarrollada a partir de una revisión exhaustiva de la literatura sobre la actividad, lo que permitió asegurar que los componentes ambientales más significativos fueran considerados.

MEDIO	COMPONENTES AMBIENTALES	FACTORES AMBIENTALES	IMPACTO AMBIENTAL POTENCIAL
Físico	Geología	Micro sismos	•Fugas y fracturas por sobre presurización de la formación
		Estabilidad de reservorio	•Micro sismos.
	Agua superficial	Calidad	•Contaminación de aguas superficiales y la consecuente afectación de especies y la salud pública
		Cantidad	•Alteración del flujo durante las operaciones
	Agua subterránea	Hidrogeología	•Migración de CO ₂ hacia acuíferos
		Calidad	•Contaminación de agua potable
	Aire	Calidad	•Deterioro de la calidad del aire ante posible fuga y consecuente concentración de CO ₂ .
		Ruido	•Aumento del ruido durante la captura y transporte de CO ₂ .
	Suelo	Calidad	•Modificación en propiedades químicas del suelo.
		Utilización	•Remoción de vegetación.
		Capacidad	•Aceleración de procesos erosivos (eólicos e hídricos) •Cambios en la capacidad de filtración del suelo.
Biológico	Flora	Vegetación y flora	•Pérdida de vegetación por desmonte.
		Diversidad	•Impacto sobre especies endémicas.
		Abundancia y cobertura	•Reducción en las riquezas de especies presentes.
	Fauna	Fauna local terrestre y acuática	•Afectación de especies por cambios en las condiciones del suelo
		Etología	•Alteración de factores de comportamiento por actividad humana y ruido.
		Diversidad	•Afectación en la reproducción natural de las especies.
		Migración	•Migración de especies por alteración de hábitat y presencia humana.
	Ecosistemas	Hábitat terrestre	•Disminución de la diversidad por pérdida de hábitats.
		Hábitat acuático	•Afectación de las relaciones ecológicas.
Social	Patrimonio cultural	Paleontológico	•Pérdida de hábitats
		Arqueológico	•Alteración de procesos naturales
	Social	Demografía	•Fragmentación de ecosistemas
		Actividades	•Pérdida de biodiversidad
		Economía	•Riesgo en la salud pública y seguridad en poblados cercanos en casos de fuga de CO ₂ .
		Salud	•Incremento en la economía local relacionada a la puesta en marcha del proyecto.
		Territorio	•Aumento demográfico asociado a la generación de empleo y oportunidades.
		Seguridad	•Posible afectación a las actividades económicas relacionadas a la industria agropecuaria y turística.
		Paisaje	•Aumento de residuos y consecuente presencia de olores y contaminación físico-química. Modificación del paisaje natural y urbano.
		Residuos	•Riesgo de alteración de las actividades cotidianas por aumento de tránsito y tráfico pesado.
			•Resistencia y/o desconfianza de los pobladores respecto a la integridad y beneficios del proyecto

Figura 25: Cuadro de potenciales impactos identificados

Autor: Yael Romano D'Elia

Finalmente, con el objetivo de contribuir a la prevención de riesgos, minimizar los impactos ambientales y el desarrollo seguro de proyectos de almacenamiento de CO₂ en el subsuelo, se identificaron y propusieron medidas de mitigación, con especial énfasis en aquellos riesgos que requieren la implementación de acciones preventivas.

A continuación, se presentan los cuadros integradores organizados por medio, con las acciones de mitigación propuestas.

MEDIO	COMPONENTES AMBIENTALES	FACTORES AMBIENTALES	IMPACTO AMBIENTAL POTENCIAL	ACCIÓN DE MITIGACIÓN PROPUESTA
Físico	Geología	Micro sismos	- Fugas y fracturas por sobre presurización de la formación - Micro sismos.	- Estudios geológicos detallados de la zona de interés - Realización de modelos predictivos (modelado geomecánico, geoquímico, estructural y petrofísico) - Instalación de sismógrafos lindantes a la zona de almacenamiento y su monitoreo continuo para identificación de eventos en tiempo real. - Monitoreo continuo en tiempo real de la integridad del reservorio y parámetros de la inyección. - Diseño de plan de contingencia en casos de presencia de microsismos y/o cambios en la parámetros claves del reservorio que comprometan su integridad y seguridad.
		Estabilidad de reservorio		
	Agua superficial	Calidad	- Contaminación de aguas superficiales y la consecuente afectación de especies y la salud pública - Alteración del flujo durante las operaciones	- Estudio y caracterización de acuíferos subterráneos y sistema hídrico de la región. - Monitoreo contante del caudal de aguas superficiales cercanas al área del proyecto. - Ensayos químicos, físicos e isotópicos regulares para determinar las condiciones y calidad del agua.
		Cantidad		
	Agua subterránea	Hidrogeología	- Migración de CO₂ hacia acuíferos - Contaminación de agua potable	- Tratamiento de aguas residuales ante de su disposición final. - Delimitación de zonas protegidas (acuíferos y cuerpos de agua aledaños) - Diseño de plan de contingencia en caso de fugas de CO₂ hacia aguas superficiales o subterráneas.
		Calidad		
	Aire	Calidad	- Deterioro de la calidad del aire ante posible fuga y consecuente concentración de CO₂. - Aumento del ruido durante la captura y transporte de CO₂.	- Instalación sistemas de monitoreo continuo en áreas cercanas a la zona de almacenamiento de CO₂ - Instalación de sistema de alerta de detección de fugas de CO₂ - Diseño de plan de contingencia y emergencia en caso de fugas de CO₂ - Control de emisiones sonoras
		Ruido		
	Suelo	Calidad	- Modificación en propiedades químicas del suelo. - Remoción de vegetación. - Aceleración de procesos erosivos (eólicos e hídricos) - Cambios en la capacidad de filtración del suelo.	- Minimización al máximo de remoción de la vegetación - Rehabilitación del suelo y replantación de especies autóctonas - Gestión de residuos - Estudios y ensayos regulares físico-químicos que permitan determinar la calidad del suelo
		Utilización		
		Capacidad		

Figura 26: Medio físico. Cuadro integral y acciones de mitigación propuestas.

Autor: Yael Romano D'Elia

MEDIO	COMPONENTES AMBIENTALES	FACTORES AMBIENTALES	IMPACTO AMBIENTAL POTENCIAL	ACCIÓN DE MITIGACIÓN PROPUESTA
Biológico	Flora	Vegetación y flora	• Pérdida de vegetación por desmonte.	• Relevamiento inicial de número y tipo de especies presentes • Minimizar al máximo los metros de superficies afectadas • Evitar el desmonte de especies innecesarios. • Replantación de especies autóctonas de zonas afectadas.
		Diversidad	• Impacto sobre especies endémicas.	
		Abundancia y cobertura	• Reducción en las riquezas de especies presentes.	
	Fauna	Fauna local terrestre y acuática	• Alteración de factores de comportamiento por actividad humana y ruido.	• Delimitación de áreas protegidas para su no intervención • Relevamiento de número y tipo de especies • Rehabilitación de hábitats afectados. • Prohibición de caza y pesca por parte del personal afectado al proyecto • Construcción de rutas de paso o escape
		Etología	• Afectación en la reproducción natural de las especies.	
		Diversidad	• Migración de especies por alteración de hábitat y presencia humana.	
		Migración	• Disminución de la diversidad por pérdida de hábitats.	
	Ecosistemas	Hábitat terrestre	• Afectación de las relaciones ecológicas.	• Identificación de impactos específicos en cada ecosistema para la posterior implementación estrategias de restauración • Monitoreo constante que permita evaluar los impactos generados y el funcionamiento de las medidas de mitigación empleadas. • Restringir las acciones en áreas de alta sensibilidad ecológica • Minimizar las zonas de obra y afectación del proyecto
		Hábitat acuático	• Pérdida de hábitats • Alteración de procesos naturales • Fragmentación de ecosistemas • Pérdida de biodiversidad	

Figura 27: Medio biológico. Cuando integral y acciones de mitigación propuestas.

Autor: Yael Romano D'Elia

MEDIO	COMPONENTES AMBIENTALES	FACTORES AMBIENTALES	IMPACTO AMBIENTAL POTENCIAL	ACCIÓN DE MITIGACIÓN PROPUESTA
Social	Patrimonio cultural	Paleontológico	• Pérdida o daños en yacimientos arqueológicos y/o paleontológicos durante la construcción del proyecto.	• Prospección inicial del área comprometida. • Plan de salvaguarda de patrimonio paleontológico y arqueológico.
		Arqueológico		
	Social	Demografía	• Riesgo en la salud pública y seguridad en poblados cercanos en casos de fuga de CO ₂ .	• Monitoreos constantes de la calidad del agua y del aire para garantizar su calidad y seguridad de la salud pública. • Establecer y divulgar un plan de emergencia ante posibles fugas o accidentes operacionales • Promover la contratación de mano de obra local y utilización de compañías y negocios locales • Establecer diferentes canales de comunicación que permitan divulgar información clara y precisa acerca del proyecto y den respuesta a las inquietudes de la población local. • Desarrollar actividades de capacitación para la población local sobre las nociones básicas del proyecto de almacenamiento de carbono en subsuelo. • Creación de pasos peatonales y accesos. • Diseño de un plan de gestión de residuos integral • Señalización y barreras de protección en zonas de riesgo
		Actividades	• Incremento en la economía local relacionada a la puesta en marcha del proyecto.	
		Economía	• Aumento demográfico asociado a la generación de empleo y oportunidades.	
		Salud	• Posible afectación a las actividades económicas relacionadas la industria agroganadera y turística.	
		Territorio	• Aumento de residuos y consecuente presencia de olores y contaminación físico-química. Modificación del paisaje natural y urbano.	
		Seguridad	• Riesgo de alteración de las actividades cotidianas por aumento de tránsito y tráfico pesado.	
		Paisaje	• Resistencia y/o desconfianza de los pobladores respecto a la integridad y beneficios del proyecto	
		Residuos		

Figura 28: Medio social. Cuando integral y acciones de mitigación propuestas.

Autor: Yael Romano D'Elia

En función del análisis de los impactos ambientales y las propuestas de mitigación planteadas, sería recomendable que para la implementación de este tipo de proyectos se desarrollen, de manera integrada, los siguientes programas para garantizar una gestión ambiental integral y minimizar los riesgos asociados:

- **Programa integral de protección ambiental:** Este programa debe incluir las acciones destinadas a la prevención, control, mitigación, restauración y compensación de los impactos ambientales negativos identificados.
- **Plan de contingencias ambientales:** El plan debe detallar los procedimientos y acciones específicas para prevenir y responder de manera eficaz a las posibles emergencias ambientales que puedan surgir durante el desarrollo de las actividades.
- **Plan de monitoreo ambiental:** Es fundamental establecer un sistema de monitoreo ambiental continuo que permita evaluar el desempeño de las medidas implementadas e identificar posibles desviaciones.

En conclusión, la implementación efectiva de estos programas no solo asegurará el cumplimiento de los estándares ambientales, sino que también facilitará el desarrollo sostenible del proyecto, protegiendo los ecosistemas y el bienestar de las comunidades locales a lo largo de su ejecución.

7.2. Análisis de las consideraciones favorables del área centro-este de la Cuenca Neuquina

En lineamiento con los estudios analizados y los potenciales impactos ambientales planteados con anterioridad, fue posible determinar que el área centro-este de la Cuenca Neuquina presenta cualidades que ofrecen diversas ventajas frente a la actividad propuesta.

A continuación, se presentan los principales rasgos identificados durante este análisis, los cuales respaldan la idoneidad de esta región:

- **Cercanía a fuentes de emisión**

La región centro-este alberga importantes localidades, como Cutral-Có y Plaza Huincul, que constituyen una fuente de emisión de CO₂ cercana (figura 23). Esta cercanía no solo representa un factor fundamental para los proyectos de almacenamiento de CO₂ sino que también tiene un impacto en cuanto eficiencia captura y transporte de CO₂ desde el punto de origen hasta los reservorios, impactando favorablemente además en la economía y logística de la implementación de proyectos de almacenamiento.

Por otra parte, la población local de los pueblos mencionados se encuentra habituada a gestionar las dinámicas asociadas a la implementación de grandes proyectos dado que han convivido, y conviven diariamente, con actividades relacionadas con la explotación de hidrocarburos. Este contexto representa una ventaja, ya que facilita la aceptación social, la adaptación a nuevas iniciativas y aquellas potenciales modificaciones que la actividad implica.

- **Aspecto económico: Infraestructura pre-existente**

El almacenamiento de CO₂ implica elevados costos iniciales de infraestructura y operación. Durante el ciclo de vida de un proyecto, la etapa de captura es la que concentra la mayor parte de los costos, tanto de capital como operativos, representando aproximadamente el 80% de los costos totales de capital. El transporte, almacenamiento y monitoreo implican costos menores pero de fundamental importancia para garantizar la sostenibilidad y seguridad del proyecto a largo plazo.

Estos proyectos implican dos tipos de costos. Por un lado, los costos de capital, que son aquellos gastos iniciales relacionados con el almacenamiento y la construcción de la infraestructura necesaria para el transporte y almacenamiento del CO₂ (desde la construcción de oleoductos o gasoductos para transportar el CO₂ hasta la instalación de sistemas de monitoreo para garantizar la seguridad del almacenamiento) y costos operativos, que son los gastos recurrentes asociados con la operación continua del proyecto propiamente.

Dada la presencia de infraestructura pre-existente relacionada a la explotación de hidrocarburos, se produce una reducción significativa de los costos de capital iniciales y del tiempo que es requerido para la implementación del proyecto, evitando así, demoras significativas en lo que respecta a la etapa de planificación, diseño y construcción de vías. Además, la re utilización de instalaciones pre-existentes evita la construcción de nuevos caminos, estructuras y desmontes

reduciendo tanto el impacto en los ecosistemas locales, impacto visual, impacto acústico, como así también, el riesgo de la destrucción de patrimonio paleontológico de la región.

Por otra parte, el conocimiento de la zona y la experiencia práctica con tecnologías utilizadas en la industria petrolera, permite una pronta detección ante cualquier cambio inesperado en el comportamiento del CO₂ almacenado. Así, el monitoreo con tecnologías de alta gama de manera constante garantiza la seguridad ambiental durante la vida útil del proyecto.

- **Reservorios previamente explotados**

Como muestra la figura 29, la zona se pueden identificar yacimientos que han sido arduamente estudiados y posteriormente explotados para la extracción de petróleo y gas, lo que ofrece así dos ventajas claves. En primer lugar, el uso de estas mismas formaciones, como lo son la Formación Centenario y Mulichinco, para el almacenamiento de CO₂ evita la perturbación de nuevas áreas naturales, reduciendo así la alteración de ecosistemas y hábitats. Se minimiza el impacto ambiental sobre la biodiversidad y los recursos naturales de la región. En segundo lugar, la integridad y seguridad de las trampas estructurales y/o estratigráficas naturales ya han sido verificadas durante la explotación de hidrocarburos, minimizando los riesgos en cuanto a las seguridad ambiental y poblacional durante el proyecto de almacenamiento de CO₂ (Secretaría de Energía Nacional, 2015).

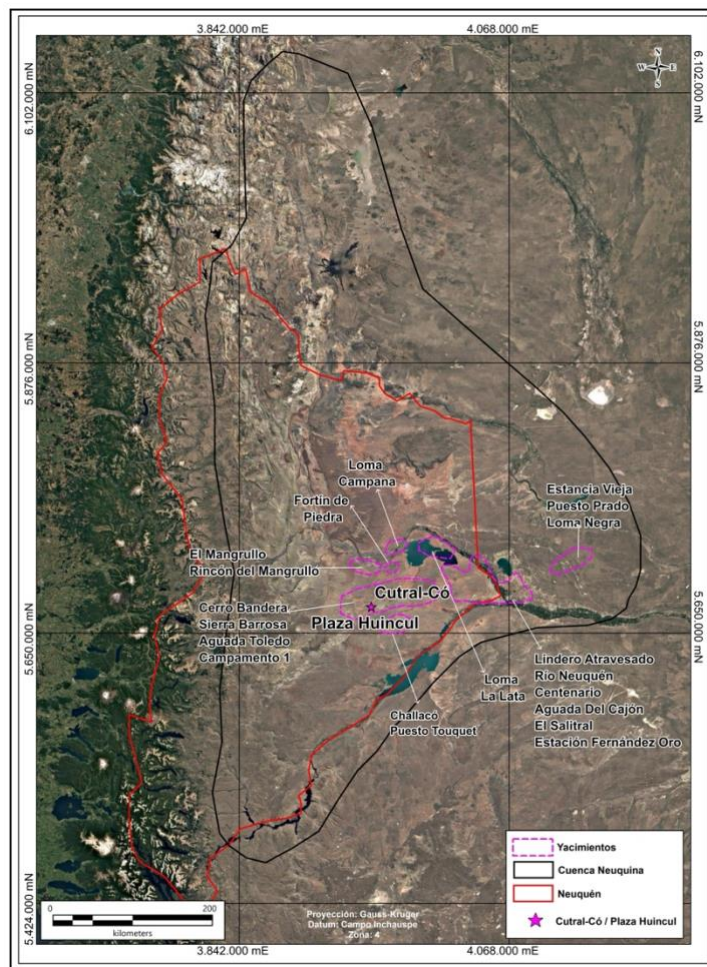


Figura 29: Mapa indicando la ubicación de algunos yacimientos hidrocarburíferos cercanos a las localidades de Plaza Huincul y Cutral-Co. Autor: Yael Romano D'Elia - Mapinfo Discover 15.2

- **Obtención de permisos:**

Dado que en la zona ya se han llevado a cabo proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos, la cantidad de requerimientos y trámites necesarios para habilitar un proyecto de almacenamiento de CO₂ se reduce considerablemente en comparación con proyectos que comienzan en áreas no intervenidas.

La implementación previa de estas actividades implicó la obtención de permisos y autorizaciones específicas, así como la realización de inspecciones regulatorias periódicas para garantizar el cumplimiento de las normativas vigentes. Esta infraestructura regulatoria existente

facilita la adaptación de los permisos a nuevas actividades, pudiendo hacer los procesos de habilitación más expeditivos.

- **Estabilidad tectónica**

Como se explicó anteriormente, una de sus mejores y más importantes cualidades está referidas principalmente a su geología y estabilidad tectónica. La zona centro-este representa una región de baja actividad sísmica, por tanto, la probabilidad de que se produzcan sismos inducidos por la propia actividad de almacenamiento es mínima, lo que reduce el riesgo de desestabilización de la integridad de los reservorios. Esto, a su vez, garantiza la estabilidad y seguridad del almacenamiento de CO₂ a largo plazo.

- **Formaciones geológicas propicias**

La existencia de formaciones clásticas permeables que se encuentran cubiertas por formaciones sello en el área centro-este de la cuenca garantiza el almacenamiento de CO₂ a largo plazo y reduce significativamente el riesgo de posibles fugas. Esto previene la liberación de CO₂ a la atmósfera y sus consecuentes efectos adversos a salud humana y la fauna. Además, la presencia de formaciones sellos efectivas y/o trampas en el subsuelo minimizan el riesgo de contaminación de acuíferos subterráneos, protegiendo así recursos hídricos de la región.

Capítulo VIII: Revisión del marco normativo argentino

Puesto que la captura y el almacenamiento de CO₂ es una temática que encuentra en desarrollo y maduración en Argentina, aún no existe una legislación específica para su almacenamiento en subsuelo. Sin embargo, el marco normativo vigente en el país comprende un conjunto de leyes, regulaciones y políticas diseñadas para promover tanto la protección y gestión ambiental como la transición energética, en el contexto de estrategias para mitigar el cambio climático. Algunas de estas normativas ya proporcionan un marco que podría facilitar la incorporación del almacenamiento de CO₂ dentro de sus disposiciones.

Con el objetivo de evaluar la factibilidad, regulación y respaldo legal para la implementación de estos proyectos, se llevó a cabo una búsqueda y análisis exhaustivo del marco normativo vigente, centrada en aquellas leyes con la protección ambiental, mitigación del cambio

climático y actividad hidrocarburíferas. La fuente principal de información utilizada fue el Portal Oficial del Estado argentino.

Como resultados de este proceso, se identificaron las leyes más relevantes que podrían servir de base para la creación de una legislación específica orientada al almacenamiento de carbono en el subsuelo. A continuación, se presentan las normativas más relevantes seleccionadas:

Internacional

- **Acuerdo de París (ratificado por Ley N.º 27.270):**

Al firmar el Acuerdo de París en el año 2016, y al ratificarlo a través de la Ley n.º. 27270, Argentina asume un compromiso significativo en la agenda de cambio climático. (Portal oficial del Estado argentino).

Este compromiso asumido para la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, puede incluir el almacenamiento geológico y uso de tecnologías para su implementación como estrategia para alcanzar su meta.

Nacional - Marco legal ambiental y climático

- **Constitución Nacional – Art. 41**

La Reforma de la Constitución Nacional en el año 1994 tuvo en la materia de Derecho Ambiental la incorporación del art 41. Dicho artículo establece que “Todos los habitantes gozan del derecho a un ambiente sano, equilibrado, apto para el desarrollo humano y para que las actividades productivas satisfagan las necesidades presentes sin comprometer las de las generaciones futuras; y tienen el deber de preservarlo”.

Es el último punto una de las cuestiones a considerar ya que tiene que ver con la naturaleza jurídica de este derecho que conlleva, como todos los otros derechos responsabilidades, pero que en el caso del artículo 41, impone en cabeza de los titulares "el deber de preservarlo" incluyendo así, el concepto de desarrollo sustentable.

- **Ley N° 25.675- Ley General de Ambiente:**

La presente ley establece los presupuestos mínimos para el logro de una gestión sustentable y adecuada del ambiente, la preservación y protección de la diversidad biológica y la implementación del desarrollo sustentable. Dentro de esta ley se incluyen diferentes artículos vinculados a principios de la política ambiental, competencia judicial, ordenamiento ambiental, evaluación de impacto ambiental, educación e información, participación ciudadana, seguro ambiental y fondo de restauración y un sistema federal ambiental.

Esta ley en conjunto promueve la seguridad jurídica, confianza social y responsabilidad ambiental, alineando las actividades a prácticas seguras, responsables y sostenibles. De esta forma, se refuerza la implementación de este tipo de proyectos como parte de las estrategias implementadas por Argentina respecto a las metas climáticas globales.

- **Ley N° 27.191- Ley de Régimen de Fomento Nacional para el uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica.**

La presente ley impulsa una transición energética basada en el uso de energías renovables, tales como la eólica, solar, hidráulica, geotérmica y marina, entre otras, con el objetivo de reducir las emisiones de gases de efecto invernadero. Establece obligaciones para los grandes consumidores, así como incentivos para pequeños consumidores que deseen participar voluntariamente, fomentando la implementación de estrategias que integren energías renovables en sus actividades. Teniendo como finalidad cumplir con las metas de consumo establecido del 8% para 2017 y 20% para 2025.

Si bien esta normativa no está directamente vinculada con el almacenamiento de CO₂ en el subsuelo, dicha práctica podría considerarse una estrategia complementaria que las industrias podrían adoptar para reducir su impacto ambiental y contribuir a los objetivos climáticos.

- **Ley N° 27.520 – Ley de Presupuestos Mínimos de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático Global**

La presente ley establece los presupuestos mínimos de protección ambiental para garantizar acciones, instrumentos y estrategias adecuadas de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático en todo el territorio nacional en los términos del artículo 41 de la Constitución Nacional. Teniendo como objetivo principal:

a) Establecer las estrategias, medidas, políticas e instrumentos relativos al estudio del impacto, la vulnerabilidad y las actividades de adaptación al Cambio Climático que puedan garantizar el desarrollo humano y de los ecosistemas.

b) Asistir y promover el desarrollo de estrategias de mitigación y reducción de gases de efecto invernadero en el país.

c) Reducir la vulnerabilidad humana y de los sistemas naturales ante el Cambio Climático, protegerlos de sus efectos adversos y aprovechar sus beneficios.

Nacional - Marco sectorial

- **Ley N° 1.919- Código de Minería de la Nación y Marco Hidrocarburíferos**

El Código de Minería establece, a nivel nacional, los derechos, obligaciones y procedimientos relacionados con la adquisición, explotación y aprovechamiento de sustancias minerales. Está compuesto por 22 Títulos y un Apéndice, donde se detallan diversas disposiciones. En particular, el Título XVII incorpora la Ley N.º 12.161, que regula el régimen de las minas de petróleo e hidrocarburos fluidos, definiendo el marco legal aplicable a estos recursos.

Asimismo, el Código incluye normas de protección ambiental, que abarcan la obligación de presentar informes de impacto ambiental, así como la aplicación de sanciones en caso de incumplimiento, con el fin de garantizar la sostenibilidad de las actividades mineras e hidrocarburíferas.

Si bien dicho código se encuentra diseñado específicamente para la explotación de recursos minerales e hidrocarburíferos, su normativa podría adaptarse al almacenamiento de CO₂, ya que en él se dispone el uso del subsuelo considerando la continua preservación ambiental durante las actividades.

Provincial

- **Ley N° 1875- Ley Provincial de Medio Ambiente**

La Ley anteriormente descripta se complementa con leyes provinciales ya existentes como lo es la Ley 1875 de Medio Ambiente, que tiene por general objeto establecer dentro de la política de desarrollo integral de la Provincia, los principios rectores para la preservación, conservación,

defensa y mejoramiento del ambiente en todo el territorio de la Provincia del Neuquén, para lograr y mantener una óptima calidad de vida de sus habitantes.

Esta Ley se alinea los proyectos de captura y almacenamiento de carbono con los objetivos de sostenibilidad y protección ambiental en la provincia, asegurando su viabilidad técnica, legal, y social.

En este contexto, otro elemento clave que complementa y refuerza tanto el compromiso político y legal en la lucha por el cambio climático fue la creación del **Mercado de Carbono** el cual se encuentra vigente en Argentina.

En el año 2023 el Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible, mediante la Resolución 385/2023 aprobó la “Estrategia Nacional para el uso de los mercados de carbono” el cual tiene como objetivo final la implementación de proporcionar condiciones habilitantes para el desarrollo de proyectos de carbono que contribuyan a la adaptación y mitigación del cambio climático en el territorio argentino, en un contexto de desarrollo sostenible, erradicación de la pobreza e integridad ambiental (Boletín oficial de la república Argentina, 2023).

Este mercado de carbono es descripto en el Portal oficial del Estado argentino como “un sistema de comercio mediante el cual los gobiernos, empresas e individuos podrán comprar y vender permisos de emisión o créditos de carbono para compensar sus emisiones de una manera costo efectiva. El funcionamiento se basa en la fijación de un tope para emitir o una meta de reducción de emisiones, que puede ser voluntario o regulado”

La iniciativa se encontró liderada por el Gabinete Nacional de Cambio Climático (GNCC) e incluyó la participación de diversas áreas de la Administración Pública Nacional, las provincias a través del Consejo Federal de Medio Ambiente (COFEMA) junto con otros actores claves.

La Argentina ha reconocido a los mercados de carbono como uno de los mecanismos claves para el cumplimiento de su Contribuciones Determinadas a Nivel Nacional (por sus siglas en ingles NDC), las cuales representan el compromiso asumido por parte de los países que forman parte de la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMNUCCC) de poner en marcha propuestas y acciones que contribuyan a la disminución de gases de efecto invernadero. Así, esta estrategia de mercados de carbono forma parte de las iniciativas para ejecutar el Plan Nacional de Adaptación y Mitigación del Cambio Climático (PNAyMCC), en el contexto de los esfuerzos del país para alcanzar los objetivos establecidos para 2030 y 2050.

El Ministerio de Ambiente y Desarrollo Sostenible creó el Registro Nacional de Proyectos de Mitigación del Cambio Climático (ReNaMi). Este tiene como propósito recopilar y sistematizar información sobre los proyectos desarrollados en el territorio nacional que contribuyan a la mitigación del cambio climático. Sin embargo en la actualidad, no se encuentra habilitada la posibilidad de inscribir proyectos de forma voluntaria, de forma que solo se encuentran registrados los proyectos de mitigación ya existentes que han sido registrados en bases de datos internacionales y son de carácter público, es decir se construyó en su primera versión a partir de la búsqueda y sistematización de información ya existente.

Además del mercado de carbono, Argentina ha implementado una herramienta conocida como "impuesto al carbono". Este mecanismo, establecido en 2017, busca asignar un valor económico a las externalidades negativas que generan las emisiones de gases de efecto invernadero en la atmósfera. Actualmente, se aplica a los combustibles fósiles líquidos. A diferencia del mercado de carbono, donde el precio de la tonelada de CO₂ varía según las dinámicas del mercado, el impuesto al carbono establece un monto fijo que está determinado por el Estado.

Si bien el mercado de carbono no se encuentra plenamente desarrollado a nivel Nacional, representa un avance significativo hacia la creación de condiciones habilitantes para proyectos que contribuyan a la mitigación del cambio climático en el país. Al promover un sistema de comercio de emisiones que fomente la reducción de gases de efecto invernadero, esta estrategia puede facilitar la inclusión de tecnologías como el almacenamiento geológico de CO₂, dado que estas cumplen un rol crucial en la reducción de emisiones a gran escala.

Capítulo IX: Discusión

En este apartado se realizará un análisis comparativo entre los estudios geológicos seleccionados, el análisis de los potenciales impactos ambientales asociados y la revisión del marco normativo nacional. Se discutirá la relación entre los hallazgos, sus implicaciones y cómo aportan al entendimiento de la viabilidad del almacenamiento de CO₂ en formaciones clásticas permeables presentes en la región de estudio.

1. Análisis comparativo de los estudios analizados

Los estudios geológicos analizados, Grasseti et al., (2022) y Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación (2015), ofrecen perspectivas complementarias sobre la existencia de formaciones favorables para el almacenamiento de CO₂ en la Cuenca Neuquina. Ambos estudios sugieren la presencia de reservorios clásticos con altas capacidades de almacenamiento, pero difieren significativamente en los enfoques metodológicos y los criterios utilizados para la evaluación de la cuenca (figura 30).

El estudio realizado por Grasseti et al., (2022) se distingue por su enfoque técnico y detallado, fundamentado en la recopilación de información de datos tanto públicos como privados. Este análisis incluye la selección de formaciones litológicas clásticas y carbonáticas y la utilización de criterios de corte basados en propiedades petrofísicas específicas, profundidad y el espesor de las formaciones. Además, emplea el método de evaluación USDOE, que considera factores como la unidad de área de interés total, espesor total, porosidad total, densidad de CO₂ en profundidad, entre otros parámetros relevantes para la estimación precisa de la capacidad de almacenamiento. Este enfoque técnico, finaliza con la aplicación de una metodología de decisión multicriterio, que permite ordenar los candidatos seleccionados según su aptitud y, por tanto, priorizar aquellos más adecuados para la inyección de CO₂.

Por su parte, el estudio de la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación (2015) adopta un enfoque más pragmático y basado en datos históricos de producción. Utilizando los datos de volumen de petróleo prospectado entre los años 2004 y 2015, extraído de las planillas SESCO publicadas por la Secretaría de Energía de la Nación. Así, este análisis no se centra en las características petrofísicas específicas de las formaciones clásticas, sino en la estabilización de las reservas y en la correlación espacial entre la producción de CO₂ y los sumideros identificados al

oeste de la cuenca. El enfoque metodológico para el cálculo de almacenamiento de CO₂ en este caso es más indirecto, basándose en la tasa de depletación de las reservas a lo largo de un periodo de 8 años para estimar la capacidad de almacenamiento de CO₂ a futuro. Aunque este enfoque no es tan técnico en términos geológicos, ofrece una visión práctica basada en tendencias históricas, que permite arrojar una estimación del potencial de almacenamiento en términos de tiempo futuro (años) en lugar de gigatoneladas (Gt).

Ambos estudios destacan la presencia de sistemas petroleros verificados en la zona, cuya eficiencia ha sido comprobada a través de extensos estudios y explotación hidrocarburíferas previas. Esta característica es relevante ya que la experiencia en la gestión de estos sistemas confiere un nivel de confianza adicional sobre la estabilidad de las formaciones y la reducción de los riesgos asociados a la inyección de CO₂. La experiencia acumulada en la producción de petróleo en la región sugiere que los reservorios identificados tienen el potencial de albergar grandes volúmenes de CO₂ sin comprometer la seguridad ni la eficiencia del almacenamiento a largo plazo.

Aspecto	Estudio I Secretaría de Ambiente (2015)	Estudio II Grasetti et al. (2022)
Enfoque	- Pragmático. Basado en datos históricos de producción	- Técnico - Cuantitativo
Datos utilizados	- Producción de petróleo (2004-2015) - Planillas SESCO	- Públicos y privados - Criterios de corte (propiedades petrofísicas, profundidad y espesor)
Método de evaluación	- Tasa de depletación de reservas - Estabilización de reservas - Correlación especial entre sumideros identificados y producción de CO ₂	- USDOE (área de interés, porosidad, espesor y densidad de CO ₂) - Multicriterio (candidatos según aptitud)
Unidad de resultado	- Proyección en años de almacenamiento	- Capacidad en GtCO ₂ , MtCO ₂
Aporte principal	- Estimación del potencial regional	- Selección y priorización técnica de formaciones clásticas

Figura 30: Cuadro integrador comparativo. Autor: Yael Romano D'Elia

En resumen, ambos estudios, a pesar de sus diferencias metodológicas, ofrecen una comprensión amplia y detallada del potencial de almacenamiento de CO₂ en la Cuenca Neuquina. El enfoque técnico y riguroso de Grasetti et al., (2022), complementa la visión práctica y retrospectiva proporcionada por el estudio de la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable

de la Nación (2015), que se basa en datos históricos de producción y en la evaluación de las tendencias pasadas para proyectar el potencial futuro de almacenamiento. Estos estudios en conjunto proporcionan una base para la evaluación de proyectos de almacenamiento de CO₂ en la región, sugiriendo que la Cuenca Neuquina es un candidato prometedor para este tipo de iniciativas.

2. Análisis de las limitaciones de los estudios analizados

Aunque el estudio realizado por la Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación ofrece una revisión integral sobre las consideraciones para la captura, transporte y almacenamiento de CO₂, lo que permite obtener una perspectiva más amplia sobre el tema, presenta algunas limitaciones importantes. Una de las principales desventajas es su antigüedad (2015), lo que implica que los datos geológicos utilizados podrían estar desactualizados y ser limitados. Además, este estudio se basa principalmente en los datos históricos de producción de petróleo entre 2004 y 2015. Si bien estos datos son útiles para estimar el potencial de almacenamiento de CO₂, este enfoque no tiene en cuenta posibles cambios en la dinámica de la cuenca que podrían haber ocurrido después de este periodo. También cabe destacar que el estudio no realiza un análisis detallado de las características petrofísicas de la región, como la porosidad o la permeabilidad, lo que limita la evaluación de parámetros geológicos clave que podrían afectar la capacidad de almacenamiento de CO₂.

Por otro lado, el trabajo de Grasetti et al., (2022), aunque utiliza un enfoque más técnico basado en el análisis de datos actuales, por razones fines prácticas de evaluación, no considera el historial de producción de hidrocarburos y las características fisicoquímicas relacionadas con su presencia en la cuenca.

En este sentido, los estudios no abordan de manera específica, en el contexto de una posible inyección de CO₂, factores claves que influirían en la viabilidad del proceso tales como: propiedades del hidrocarburo presente (grados API del crudo, composición del gas, viscosidad, composición química, relación gas-petróleo), la compatibilidad del CO₂ con la roca almacén (precipitación de asfaltenos o carbonatos, alteración de la permeabilidad) y la interacción del CO₂ con los fluidos presentes (miscibilidad, solubilidad). Por otra parte, no incorporan un análisis geotécnico exhaustivo. Como bien explica Ruiz et al. (2006), la permeabilidad de las formaciones no depende únicamente de la litología y sus características texturales, sino que también requiere

un análisis geotécnico, pudiendo conducir su omisión a resultados excesivamente optimistas. La exclusión de estos aspectos podría generar incertidumbres en el modelo predictivo planteado.

A pesar de que ambos estudios abordan aspectos clave para evaluar la factibilidad técnica del almacenamiento de CO₂ en reservorios clásticos, se ha identificado la necesidad de incorporar criterios adicionales en los análisis preliminares. Estos criterios deben ser más exhaustivos, considerando no solo factores técnicos, sino también los impactos ambientales, aspectos sociales y la regulación normativa.

3. Análisis ambiental del área de estudio

Como se mencionó en el apartado correspondiente, el análisis de los posibles impactos ambientales relacionados con el almacenamiento de CO₂ en el subsuelo se ha realizado considerando los factores ambientales asociados al medio físico, biológico y social. En este contexto, se propusieron posibles medidas de prevención de riesgos y mitigación, orientadas a garantizar la seguridad, la sostenibilidad y la protección de los ecosistemas involucrados, así como también, a minimizar los efectos sobre las comunidades locales.

En lo que respecta al área centro-este de la Cuenca Neuquina, fue posible determinar que la misma presenta una serie de ventajas para el almacenamiento de CO₂. En primer lugar, se destaca su geología favorable, como la presencia de formaciones permeables adecuadas y sistemas petroleros comprobados y estabilidad tectónica. Asimismo, los reservorios previamente explotados aportan un nivel de integridad, seguridad y conocimiento técnico que resulta clave. Además, se resalta el exhaustivo entendimiento del régimen hídrico de la región, lo que contribuye a minimizar los riesgos de impacto sobre las aguas superficiales y subterráneas.

La existencia de infraestructura preexistente constituye otro factor determinante ya que disminuye los costos iniciales de capital y reduce los impactos asociados a la construcción de nueva infraestructura, rutas de acceso y desmontes de superficie. Esto a su vez mitiga los efectos en los ecosistemas y biodiversidad, impactos visuales y auditivos, además de minimizar los riesgos asociados al patrimonio cultural, como podría ser la destrucción involuntaria de restos arqueológicos y paleontológicos.

Por otro lado, la proximidad a fuentes de emisión, el cual representa un factor crítico en la viabilidad de este tipo de proyectos, como la zona de Cutral-Có y Plaza Huincul a la potencial formación almacén (Formación Centenario/Formación Mulichinco), facilita la implementación del

proyecto desde una perspectiva económica y logística. Además, dado el significativo historial de proyectos de exploración y extracción de hidrocarburos de la región, podría representar un factor que contribuya la simplificación de los procedimientos administrativos y regulatorios necesarios para habilitar un proyecto de esta naturaleza, en comparación con áreas no intervenidas. Finalmente, la población local, habituada a la implementación de grandes proyectos debido a ser una zona de practica de actividades hidrocarburíferas, constituye un factor favorable para la aceptación social de este tipo de iniciativas.

Dicho lo anterior, la Cuenca Neuquina presenta ventajas competitivas en comparación con proyectos internacionales que ya están en marcha. Sin embargo, es fundamental considerar y gestionar los riesgos asociados a este tipo de iniciativas para garantizar su seguridad y éxito. Es necesario adoptar y desarrollar medidas de prevención, mitigación, y monitoreo constante para evitar impactos negativos, como posibilidades de fugas o problemas derivados de la migración del gas hacia zonas no deseadas, la afección del suelo, impacto en las comunidades locales y alteración de ecosistemas.

La implementación exitosa de estos proyectos y de las tecnologías involucradas exige un enfoque integral que integre de manera equilibrada factores técnicos, ambientales, sociales y económicos.

4. Análisis del marco normativo vigente

El marco normativo regional ha sido investigado y analizado a partir de las leyes y regulaciones vigentes en Argentina, pudiendo identificar una base jurídica sólida que podría ser aprovechada como directriz para el impulso de la evaluación y aprobación de futuros proyectos de almacenamiento de CO₂ en subsuelo. A lo largo de este apartado, se ha mencionado cómo cada una de las leyes vigentes podría adaptarse a los proyectos de almacenamiento de CO₂, proporcionando un respaldo legal adecuado para su implementación.

El desarrollo e implementación de leyes que promueven estrategias de sostenibilidad, transición energética, preservación y cuidado ambiental sugiere la existencia de un interés en adoptar medidas que contribuyan a la reducción de los gases de efecto invernadero y el cumplimiento de los compromisos internacionales. En este contexto, la creación del Mercado de Carbono surge como una herramienta económica con potencial para integrar el almacenamiento de CO₂ dentro de las políticas nacionales de cambio climático.

Sin perjuicio de ello, existen ciertas áreas en las que las regulaciones pueden no ser suficientemente estrictas, especialmente en lo que respecta al monitoreo post-operacional y las acciones a seguir en caso de fugas. La legislación actual no contempla mecanismos específicos de indemnización para los daños potenciales al medio ambiente, lo que representa un vacío normativo que podría generar incertidumbre para futuros inversionistas.

A modo de síntesis, las fortalezas y desafíos identificados que afronta el marco normativo respecto al almacenamiento de CO₂ en subsuelo son las siguientes:

- *Fortalezas*
 - *Base legal sólida y adaptable*
 - *Compromisos internacionales*
 - *Promoción de la sostenibilidad y transición energética*
 - *Mercado de Carbono*

- *Vacíos normativos y desafíos*
 - ⊗ *Ausencia de regulación específica*
 - ⊗ *Falta de lineamientos para monitoreo post-operacional y gestión de riesgos a largo plazo*
 - ⊗ *Carencia de mecanismos de indemnización Ambiental*

Recomendaciones

Desde un punto de vista técnico y en relación con los estudios analizados, se recomienda incorporar análisis geotécnicos tanto de la roca reservorio como de la roca sello. Esto permitirá un mejor conocimiento de sus condiciones y, en consecuencia, una mayor efectividad en los modelos predictivos desarrollados. Para garantizar la integridad y estabilidad de las formaciones, es necesario realizar un análisis de la geometría de fallas, medir la resistencia de las rocas y determinar los campos de esfuerzo locales. Además, la determinación de áreas favorables para el almacenamiento de CO₂ debe considerar la deformación y fracturación dentro de un contexto geodinámico, así como también la determinación del gradiente geotérmico de la zona seleccionada.

Por otro lado, para ampliar el alcance de los estudios existentes, sería valioso incorporar estudios detallados en cuanto al análisis geoquímico de las formaciones seleccionadas, incluyendo además, la evaluación de los fluidos presentes tanto en la formación almacén como en la formación sello.

Se recomienda complementar este estudio con análisis mineralógicos avanzados mediante técnicas como la Difracción de Rayos X (XRD) y la composición elemental a través de Fluorescencia de Rayos X (XRF). Estas metodologías proporcionarían una comprensión más profunda de la composición de las formaciones, permitiendo predecir posibles reacciones químicas a largo plazo, tales como procesos de disolución-precipitación, que pueden favorecer el entrapamiento mineral o el entrapamiento por disolución, mejorando la seguridad y efectividad del almacenamiento de CO₂.

A lo largo del presente trabajo se ha destacado que para garantizar la viabilidad de proyectos de captura y almacenamiento de carbono se requiere la adopción de un conjunto de medidas destinadas a evaluar y gestionar los posibles impactos ambientales. En este sentido, y tal como se ha señalado en el apartado correspondiente, resulta fundamental desarrollar e implementar un programa integral de protección ambiental que incluya acciones de prevención, control, mitigación, restauración y compensación de impactos negativos. Adicionalmente, es fundamental elaborar un plan de contingencias con procedimientos claros para prevenir y responder a emergencias ambientales y establecer un sistema de monitoreo ambiental continuo para evaluar el desempeño de las medidas y asegurar el cumplimiento de los objetivos.

A partir de las experiencias recopiladas en la implementación de este tipo de proyectos en países líderes, como Estados Unidos, Canadá, Noruega, Reino Unido, China, Australia y los Países Bajos, los cuales se destacan por sus inversiones en investigación, desarrollo de infraestructura y marcos regulatorios, se identifican y sugieren tres etapas para garantizar su viabilidad y sostenibilidad a largo plazo:

- **Evaluación de impacto ambiental:** a través de esta evaluación se podrán identificar, prevenir y mitigar riesgos que podrían afectar tanto al entorno físico, biológico y social. Además, la inclusión de la participación ciudadana y la consulta con las partes interesadas podría disminuir las inquietudes y aquellas percepciones negativas de los pobladores locales, garantizando un enfoque más transparente.
- **Monitoreo ambiental:** el monitoreo continuo de los parámetros ambientales durante la ejecución y operación es crucial para medir los cambios a lo largo del tiempo y detectar cualquier desviación significativa. Este monitoreo permitiría obtener datos métricos precisos, identificar tendencias y detectar posibles anomalías en los indicadores ambientales. Al contar con esta información, se asegura el correcto desempeño y la seguridad del proyecto a largo plazo, contribuyendo a la mejora continua y a la minimización de impactos.

Como se ha repetido anteriormente, el monitoreo continuo de las operaciones, representa un factor esencial para garantizar que el CO₂ se almacene de manera segura.

- **Evaluación del ciclo de vida del proyecto:** si bien en el presente trabajo se analiza únicamente la factibilidad de una de las etapas del proyecto, específicamente el almacenamiento de CO₂ en formaciones clásticas permeables, es fundamental considerar el ciclo de vida completo del proyecto dentro del contexto de su implementación. La evaluación del ciclo de vida permite cuantificar los impactos ambientales generados durante todas las etapas, desde su planificación hasta su cierre. Esta herramienta proporciona una visión integral de los efectos acumulativos a lo largo del tiempo y facilita la identificación de puntos críticos, posibles inefficiencias y áreas de mejora. Asimismo, permite evaluar el desempeño de las tecnologías utilizadas en el almacenamiento de carbono y explorar diversos escenarios futuros.

Conclusión

El análisis integral realizado sobre la factibilidad del almacenamiento de dióxido de carbono en formaciones clásticas de la región de la Cuenca Neuquina permite confirmar de manera positiva la hipótesis planteada. Reservorios clásticos permeables como la Formación Centenario y Formación Mulichinco, junto con formaciones sello efectivas del Grupo Bajada del Agrio, en el área centro-este de la Cuenca Neuquina, representan una alternativa prometedora que merece ser objeto de investigaciones y estudios más profundos, con el objetivo de implementar proyectos de captura y almacenamiento de carbono en Argentina.

La confiabilidad de los sistemas petroleros previamente comprobados durante la explotación de hidrocarburos, refuerza la seguridad del entrapamiento y almacenamiento de CO₂, reduciendo significativamente los riesgos de fugas y su consecuente impacto ambiental. Asimismo, la evaluación de propiedades claves como porosidad, permeabilidad, litología, presión y temperatura, en conjunto con las condiciones geológicas regionales de la cuenca, como una menor sismicidad en comparación con los Andes de Mendoza, subraya su potencial técnico.

Desde el punto de vista ambiental, los impactos inherentes a la actividad pueden ser mitigados mediante la adopción de medidas preventivas, correctivas y de monitoreo constante que garanticen la viabilidad e integridad del proyecto a largo plazo.

En el ámbito jurídico, si bien aún no existe un marco normativo específico para esta actividad en el país, la legislación actual proporciona una base jurídica favorable para el desarrollo de estos proyectos. Este marco regulatorio puede adaptarse y fortalecerse para acompañar el desarrollo de la captura y almacenamiento de carbono como una herramienta clave en la lucha contra el cambio climático, alineándose con los compromisos internacionales asumidos por Argentina en materia de sostenibilidad y transición energética.

En síntesis, la Cuenca Neuquina existen formaciones clásticas permeables las cuales denotan su potencial para implementar proyectos de almacenamiento de carbono de manera segura, sostenible y acorde con las metas globales de reducción de emisiones, posicionando a la región como una pieza estratégica en la transición energética.

Bibliografía

- Álvarez Pontoriero, O., Giménez, M., Braitemberg, C., Martínez, M., Ruíz, F., Introcaso, A., & Guspí, F. (2011). Principales cuencas sedimentarias de Argentina, interpretadas mediante gravimetría satelital. En *VIII Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: Simposio de Geofísica, Integración: acercando la ondícula al trépano*. Instituto Geofísico y Sismológico Ing. Volponi, Universidad Nacional de San Juan.
- Arregui, C., Carbone, O., & Leanza, H. A. (2011). Contexto tectosedimentario. En *Relatorio Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén* (pp. 29-36). Congreso Geológico Argentino, No. 18.
- Arenillas González, A., Eguilior Díaz, S., Fernández-Canteli, P., García Crespo, J., Hurtado Bezos, A., Mediato Arribas, J. F., Nita, R., Recreo Jiménez, F., & Rovira Daudí, M. J. (2018). *El almacenamiento de CO₂: Mitigación del cambio climático* (1a ed.). Plataforma Tecnológica Española del CO₂, Instituto Geológico y Minero de España (IGME).
- Atkins, P., & de Paula, J. (2014). *Física química* (10ª ed.). Editorial Reverte.
- Barton, A. H. (1955). The concept of property-space in social research. En P. F. Lazarsfeld & M. Rosenberg (Eds.), *The language of social research: A reader in the methodology of social research* (pp. 40–53).
- Bachu, S. (2000). Sequestration of CO₂ in geological media: Criteria and approach for site selection in response to climate change. *Energy Conversion and Management*, 41, 953-970.
- Bachu, S. (2003). Screening and ranking of sedimentary basins for sequestration of CO₂ in geological media in response to climate change. *Environmental Geology*, 44(3), 277-289.
- Bidner, M. S. (2001). *Propiedades de la roca y los fluidos en reservorios de petróleo* (1a ed.). Editorial Universitaria de Buenos Aires.
- Casadío, S., & Montagna, A. O. (2015). Estratigrafía de la Cuenca Neuquina. En J. J. Ponce, A. O. Montagna, & N. Carmona (Eds.), *Geología de la Cuenca Neuquina y sus sistemas petroleros* (pp. 8-21). Fundación YPF.
- Congreso de la Nación Argentina. (1994). *Constitución Nacional de la República Argentina* (art. 41). Recuperado de <https://www.argentina.gob.ar>

- Congreso de la Nación Argentina. (2002). *Ley 25.675: Ley General de Ambiente* (25 de noviembre). Recuperado de <https://www.argentina.gob.ar>
- Congreso de la Nación Argentina. (2012). *Ley 27.191: Régimen de Fomento Nacional para el Uso de Fuentes Renovables de Energía destinada a la Producción de Energía Eléctrica*. Recuperado de <https://www.argentina.gob.ar>
- Congreso de la Nación Argentina. (2015). *Acuerdo de París* (ratificado por Ley N.º 27.270). Recuperado de <https://www.argentina.gob.ar>
- Congreso de la Nación Argentina. (2019). *Ley 27.520: Ley de Presupuestos Mínimos de Adaptación y Mitigación al Cambio Climático Global*. Boletín Oficial de la República Argentina. Recuperado de <https://www.boletinoficial.gob.ar/>
- Congreso de la Nación Argentina. *Ley N.º 1.919: Código de Minería de la Nación y Marco Hidrocarburíferos*. Recuperado de <https://www.argentina.gob.ar>
- Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático. (1997). *Protocolo de Kioto*. <https://unfccc.int/resource/docs/convkp/kpeng.pdf>
- De Ferrariis, C. (1947). Edad del Arco o Dorsal Antigua del Neuquén Oriental de acuerdo con la estratigrafía de la zona inmediata. *Revista de la Sociedad Geológica Argentina*, 2(3), 256-283.
- Dellapé, D. A., Pando, G. A., Uliana, M. A., & Musacchio, E. A. (1978). Foraminíferos y ostrácodos del Jurásico en las inmediaciones del arroyo Picún Leufú y la ruta 40 (Provincia del Neuquén, Argentina), con algunas consideraciones sobre la estratigrafía de la Formación Lotena. *7º Congreso Geológico Argentino, Actas*, 2, 489-507. Buenos Aires.
- Denzin, N. K. (1970). *The research act in sociology: A theoretical introduction to sociological methods*. Aldine Publishing.
- Digregorio, J. H. (1972). Neuquén. En *Geología Regional Argentina* (pp. 139-505). Academia Nacional de Ciencias.
- Digregorio, J. H., & Uliana, M. A. (1980). Cuenca Neuquina. En J. C. M. Turner (Ed.), *Geología Regional Argentina* (Vol. 2, pp. 985-1032). Academia Nacional de Ciencias.
- Digregorio, J. H., Gulisano, C. A., Gutiérrez Pleimling, A. R., & Minniti, S. A. (1984). Esquema de evolución geodinámica de la Cuenca Neuquina y sus implicancias paleogeográficas. *9º Congreso Geológico Argentino. Actas* 2, 147-162. San Carlos de Bariloche.

- Dublo, A. R., Schein, L., Di Pietro, F., Fantín, L., Gaioli, F., & Ezcurra, D. (2015). *Estudio de potencial de captura y almacenamiento de carbono* (Tercera Comunicación Nacional sobre Cambio Climático). Secretaría de Ambiente y Desarrollo Sustentable de la Nación. Coraliae S.R.L. y BA Energy Solutions S.A.
- Domanico, G. A., Cardozo, J. E., & Arregui, C. D. (2019). Caracterización geológica y evaluación del potencial hidrocarburífero de los reservorios carbonáticos de la Formación Quintuco sobre el borde oriental de la Cuenca Neuquina, al norte del Lago Pellegrini, provincia de Río Negro. *11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: Evaluación de Formaciones*.
- Fink, A. (2020). *Conducting research literature reviews: From the internet to paper* (5th ed.). Sage Publications.
- Franzese, J., Spalletti, L., Gómez Pérez, I., & Macdonald, D. (2003). Tectonic and paleoenvironmental evolution of Mesozoic sedimentary basins along the Andes foothills of Argentina (32°-54° S). *Journal of South American Earth Sciences*, 16(1), 81–90.
- García Antón, M. (2012). *Almacenamiento de CO₂ en formaciones permeables profundas: Análisis de la viabilidad tecnológica* (Tesis de máster). Universitat Politècnica de Catalunya, Departament d'Enginyeria Elèctrica.
- GeoRest. (2024). <https://www.georest.eu>
- Gobierno de Argentina. (2023). *Boletín oficial de la República Argentina*. <https://www.boletinoficial.gob.ar/detalleAviso/primera/298356/20231114>
- Global CCS Institute. (2021). *Understanding CCS*. <https://www.globalccsinstitute.com/about/what-is-ccs/>
- Grasetti, G., Piqué, T., Noya, M., Vila, G., Manoni, R., Brisson, I., De Leo, D., Dzelalija, F., Canale, N., Zalazar, M., Cabana, C., Tunik, M., Fortunatti, N., Lebinson, F., Bahía, M., Grill, S. (2022). Evaluación del potencial de almacenamiento geológico de CO₂ en territorio argentino. *11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos: Desarrollo y Sustentabilidad*.
- Groeber, P. (1946). Observaciones geológicas a lo largo del meridiano 70°. 1. Hoja Chos Malal. *Revista de la Sociedad Geológica Argentina*, 1, 177-208. Buenos Aires.

- Guba, E. G., & Lincoln, Y. S. (1994). Competing paradigms in qualitative research. En N. K. Denzin & Y. S. Lincoln (Eds.), *Handbook of qualitative research* (pp. 105–117). Sage Publications.
- Gulisano, C. A., Gutiérrez Pleimling, A. R., & Di Gregorio, R. E. (1984). Análisis estratigráfico del intervalo Tithoniano-Valanginiano (Formaciones Vaca Muerta, Quintuco y Mulichinco) en el suroeste de la provincia de Neuquén. *IX Congreso Geológico Argentino. Actas, 1*, 221-235. Buenos Aires.
- Gulisano, C. A., Gutiérrez Pleimling, A. R., & Di Gregorio, R. (1984b). Esquema estratigráfico de la secuencia jurásica del oeste de la cuenca Neuquina. *9 Congreso Geológico Argentino. Actas: 236-259*, San Carlos de Bariloche.
- Guzmán, C., Tapia, F., Ambrosio, A., Gutiérrez-Pleimling, A., Bustos, G., Gómez, C., & González, J. M. (2021). Lower Jurassic deformation in the eastern Huincul High, Argentina. *Journal of South American Earth Sciences*, 109, 103295.
- Herrero Ducloux, A. (1946). Contribución al conocimiento geológico del Neuquén extrandino. *Boletín Informaciones Petroleras*, 23(226), 245-281. Buenos Aires.
- Howell, J.A., Schwarz, L.A., Spalletti, L.A., & Veiga, G.D. (2005). The Neuquén Basin: an overview. En G.D. Veiga, L.A. Spalletti, J.A. Howell, & E. Schwarz (Eds.), *The Neuquén Basin, Argentina: A Case Study in Sequence Stratigraphy and Basin Dynamics* (pp. 1-14). Geological Society, London, Special Publications 252.
- International Energy Agency (IEA). (2008). *Energy technology perspectives 2008: Scenarios & strategies to 2050*. <https://www.iea.org>
- IPCC. (2005). IPCC special report on carbon dioxide capture and storage. Metz, B., Davidson, O., de Coninck, H. C., Loos, M., & Meyer, L. A. (Eds.). Cambridge University Press.
- Ketzer, J. M., Machado, C. X., Rockett, G. C., & Iglesias, R. S. (Eds.). (2016). *Atlas Brasileiro de Captura e Armazenamento Geológico de CO₂ / Brazilian Atlas of CO₂ Capture and Geological Storage*. EDIPUCRS.
- Leanza, H. A. (1992). Estratigrafía del Paleozoico y Mesozoico anterior a los movimientos intermálmicos en la comarca del Cerro Chachil, provincia del Neuquén, Argentina. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 45(3-4), 272-299. Buenos Aires.
- Leanza, H. A., & Hugo, C. (2001). Hoja geológica Zapala, Hoja 3969-I, 1:250.000. Instituto de Geología y Recursos Minerales, Boletín 275, 1-28.

- Leanza, H. A. (2009). Las principales discordancias del Mesozoico de la Cuenca Neuquina según observaciones de superficie. *Revista del Museo Argentino de Ciencias Naturales*, 11(2), 145-184. Buenos Aires.
- Legarreta, L., & Gulisano, C. A. (1989). Análisis estratigráfico de la Cuenca Neuquina (Triásico Superior-Terciario Inferior). En G. A. Chebli & L. A. Spalletti (Eds.), *Cuencas Sedimentarias Argentinas. Simposio Cuencas Sedimentarias Argentinas* (Serie Correlación Geológica 6, pp. 221-243). Universidad de Tucumán.
- Legarreta, L., & Uliana, M. A. (1991). Jurassic–Cretaceous marine oscillations and geometry of back-arc basin, Central Argentina Andes. In D. I. M. McDonald (Ed.), *Sea level changes at active plate margins: Process and product* (Vol. 12, pp. 429–450). International Association of Sedimentologists, Special Publication.
- Legarreta, L., & Uliana, M. A. (1996). The Jurassic succession in west central Argentina: Stratal patterns, sequences, and paleogeographic evolution. *Palaeogeography, Palaeoclimatology, Palaeoecology*, 120, 303–330.
- Legarreta, L., Lafitte, G. A., & Minitti, S. (1999). Cuenca Neuquina: Múltiples posibilidades en las series jurásico-cretácico del depocentro periandino. *4° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos*, Mar del Plata.
- Mariño-Martínez, J. E., & Moreno-Reyes, L. E. (2018). Posibilidades de captura y almacenamiento geológico de CO₂ (CCS) en Colombia – caso Tauramena (Casanare) *Boletín de Geología*, 40(1), 109-122.
- Masarik, C., Sales, T., Schwarz, E., Echevarría, C., Lazzari, V., Segí, C., & otros. (2022). Reservorios convencionales a reservorios shale: Caracterización sismo-estratigráfica y sedimentológica del intervalo Agrio-Centenario en el sector norte de la Cuenca Neuquina. *Actas del 11° Congreso de Exploración y Desarrollo de Hidrocarburos, Estratigrafía y Análisis de Cuencas*.
- Ministerio del Ambiente de Perú. (s.f.). *Guía para la identificación y caracterización de impactos ambientales en el marco del Sistema Nacional de Evaluación del Impacto Ambiental*. <https://faolex.fao.org/docs/pdf/per183059anx2.pdf>
- MIT Carbon Sequestration Initiative. (2025). Ketzin project. Massachusetts Institute of Technology. <https://sequestration.mit.edu/tools/projects/ketzin.html>

- Mosquera, A., & Ramos, V. A. (2006). Intraplate deformation in the Neuquén Basin. En S. M. Kay & V. A. Ramos (Eds.), *Evolution of an Andean margin: A tectonic and magmatic view from the Andes to the Neuquén Basin (35°-39°S latitude)* (pp. 97-124). Geological Society of America, Special Paper 407.
- Naciones Unidas. (2021). *Desarrollo sostenible y acción climática*. <https://www.un.org/es/our-work/support-sustainable-development-and-climate-action>
- Organización Meteorológica Mundial. (2017). Estado de los gases de efecto invernadero en la atmósfera según las observaciones mundiales realizadas en 2016. *Boletín de la OMM sobre los gases de efecto invernadero, (13)*.
- Organización Meteorológica Mundial. (2023). Estado de los gases de efecto invernadero en la atmósfera según las observaciones mundiales realizadas en 2022. *Boletín de la OMM sobre los gases de efecto invernadero, (19)*.
- Otharán, G. (2020). *Sedimentología y análisis de facies de la Formación Vaca Muerta (Tithoniano-Valanginiano), Cuenca Neuquina. El rol de los flujos de fango en la depositación de espesas sucesiones de lutitas* [Tesis doctoral, Universidad Nacional del Sur].
- Pérez-Estaún, A., Gómez, M., & Carrera, J. (2009). El almacenamiento geológico de CO₂, una de las soluciones al efecto invernadero. *Enseñanza de las Ciencias de la Tierra, 17*(2), 179–189.
- Pérez del Villar, L., Pelayo, M., Prado, A. J., Recreo, F., Vilanova, E., Grandia, F., Duro, L., Doménech, C., Martell, M., Delgado, A., Auqué, L. F., Gimeno, M. J., & Acero, P. (2007). *Almacenamiento geológico de CO₂: Análogos naturales del almacenamiento y escape. Fundamentos, ejemplos y aplicaciones para la predicción de riesgos y la evaluación del comportamiento a largo plazo*. Congreso Nacional de Medio Ambiente. CIEMAT.
- Provincia del Neuquén. (1999). *Ley 1875: Ley de Medio Ambiente de la Provincia del Neuquén* (21 de septiembre). <https://www.gobernacionneuquen.gob.ar>
- Quiroga Martínez, R. (2017, septiembre 5–7). *Indicadores de cambio climático en América Latina y el Caribe*[Presentación en conferencia]. Reunión de Expertos Regionales en Estadísticas e Indicadores Ambientales, Sesión 5, Comisión Económica para América Latina y el Caribe (CEPAL), Santiago, Chile.

- Ragin, C. C. (1987). *The comparative method: Moving beyond qualitative and quantitative strategies*. University of California Press.
- Ramos, C. A. (2015). Los paradigmas de la investigación científica. *Avances en Psicología*, 23(1), 9–17.
- Ramos, V. A. (1998). Estructura del sector occidental de la faja plegada y corrida del Agrio, cuenca Neuquina, Argentina. *10° Congreso Latinoamericano de Geología, Actas*, 2, 105-110. Buenos Aires.
- Ramos, V. A., & Barbieri, M. (1989). El volcanismo Cenozoico de Huantraico: Edad y relaciones isotópicas iniciales, provincia del Neuquén. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 43(2), 210-223. Buenos Aires.
- Ramos, V. A., & Folguera, A. (2005). Tectonic evolution of the Andes of Neuquén: Constraint derived from the magmatic arc and foreland deformation. En G. D. Veiga, L. A. Spaletti, J. A. Howell, & E. Schwarz (Eds.), *The Neuquén Basin, Argentina. A case study in sequence stratigraphy and basin dynamics* (pp. 15-25). Geological Society Special Publication, 252.
- Ramos, V. A., Mosquera, A., Folguera, A., & García Morabito, E. (2011). Evolución tectónica de los Andes y del Engolfamiento Neuquino adyacente. *Relatorio XVIII Congreso Geológico Argentino: Geología y Recursos Naturales de la provincia del Neuquén*, 12, 113-129. Neuquén.
- Rosenbauer, R. J., Koksalan, T., & Palandri, J. L. (2005). Experimental investigation of CO₂–brine–rock interactions at elevated temperature and pressure: Implications for CO₂ sequestration in deep-saline aquifers. *Fuel Processing Technology*, 86(14), 1581-1597.
- Ruiz, C., Martínez, R., Recreo, F., Prado, P., Campos, R., Pelayo, M., de la Losa, A., Hurtado, A., Lomba, L., Pérez del Villar, L., Ortiz, G., & Sastre, J. (2006). *Almacenamiento geológico de CO₂: Criterios de selección de emplazamientos* (Informes Técnicos CIEMAT, 108 pp.). CIEMAT.
- Ruiz Olabuénaga, J. I. (2012). *Metodología de la investigación cualitativa*. Universidad de Deusto.
- Sandín, M. P. (2003). *Investigación cualitativa en educación: Fundamentos y tradiciones*. McGraw-Hill Interamericana.

- Sieben, G. (2017). *Caracterización geológica y geoquímica de la Formación Vaca Muerta en seis pozos del centro de la Cuenca Neuquina: Una contribución a la prospección* [Trabajo final de licenciatura, Universidad Nacional del Comahue]. Facultad de Ingeniería
- Silvestro, J., & Zubiri, M. (2008). Convergencia oblicua: modelo estructural alternativo para la dorsal Neuquina (39° S), Neuquén. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 63(1), 49-64.
- Schlumberger. (1989). *Log Interpretation Principles/Applications*. Schlumberger Educational Services.
- Stipanovic, P. N. (1966). El Jurásico en Vega de la Veranada (Neuquén), el Oxfordense y el diastrofismo divesiano (Agassiz-Yaila) en Argentina. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 20(4), 403-478.
- Stipanovic, P. N., Rodrigo, F., Baulies, O. O., & Martínez, C. G. (1968). Las Formaciones presenonianas en el denominado Macizo Nordpatagónico y regiones adyacentes. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 23(2), 67-98.
- Stipanovic, P. N. (1969). El avance en los conocimientos del Jurásico argentino a partir del esquema de Groeber. *Revista de la Asociación Geológica Argentina*, 24, 367-388.
- Suarez, I., Molinero, R., & García, J. (2014). Estudio de viabilidad del almacenamiento geológico de CO₂ en el Principado de Asturias: Proyecto "Realización de un estudio hidrogeológico en estructuras geológicas relevantes y con potencial actividad económica". *Instituto Geológico y Minero de España en Convenio Específico de Colaboración con el Principado de Asturias*.
- Tarbuck, E. J., Lutgens, F. K., & Tasa, D. (2005). *Ciencias de la Tierra* (Ed. española). Pearson Educación.
- The United Nations Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC). (2021). *Emissions gap report 2020*. <https://www.unep.org/emissions-gap-report-2020>
- U.S. Department of Energy, Office of Fossil Energy, National Energy Technology Laboratory. (2008).
- Vandeweyer, V., Hofstee, C., & Graven, H. (2018). 13 years of safe CO₂ injection at K12-B. *Fifth CO₂ Geological Storage Workshop, 21-23 November 2018, Utrecht, The Netherlands*. EAGE.

- Veiga, G. D., Spalletti, L. A., & Flint, S. S. (2007). Anatomy of a fluvial lowstand wedge: The Avilé Member of the Agrio Formation (Hauterivian) in central Neuquén Basin (NW Neuquén province), Argentina. En G. Nichols, E. Williams, & C. Paola (Eds.), *Sedimentary Environments, Processes and Basins. A tribute to Peter Friend* (Special Publication International Association of Sedimentologists, 38, pp. 341-365).
- Veiga, G. D., Spalletti, L. A., & Schwarz, E. (2011). El Miembro Avilé de la Formación Agrio (Cretácico Temprano). *Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino*, 161-173.
- Vergani, G. D., Arregui, C., & Carbone, O. (2011). Sistemas petroleros y tipos de entrapamientos en la Cuenca Neuquina. En H. A. Leanza, C. Arregui, O. Carbone, J. C. Danieli, & J. M. Vallés (Eds.), *Relatorio Geología y Recursos Naturales de la Provincia del Neuquén* (pp. 645-656). Neuquén.
- Weaver, C. H. (1931). *Paleontology of the Jurassic and Cretaceous of west central Argentina* (Memoir 1). University of Washington Press.
- Wu, Y., & Li, P. (2020). The potential of coupled carbon storage and geothermal extraction in a CO₂-enhanced geothermal system: A review. *Geothermal Energy*, 8(19). <https://doi.org/10.1186/s40517-020-00173-w>
- Zavala, C., & Ponce, J. J. (2011). La Formación Rayoso (Cretácico Temprano) en la Cuenca Neuquina. *Relatorio del XVIII Congreso Geológico Argentino*, 205-222. Neuquén.
- Zamora Valcarce, G., Zapata, T., Del Pino, D., & Ansa, A. (2006). Structural evolution and magmatic characteristics of the Agrio fold-and-thrust belt. In S. M. Kay & V. A. Ramos (Eds.), *Evolution of an Andean margin: A tectonic and magmatic view from the Andes to the Neuquén Basin (35°–39°S latitude)* (Special Paper 407, pp. 125–145). Geological Society of America.
- Zapata, T., & Folguera, A. (2005). Tectonic evolution of the Andean Fold and Thrust Belt of the southern Neuquén Basin, Argentina. En G. D. Veiga, L. A. Spalletti, J. A. Howell, & E. Schwarz (Eds.), *The Neuquén Basin: A case study in sequence stratigraphy and basin dynamics* (pp. 37-56). The Geological Society, Special Publication 252.