



Universidad Nacional Mayor de San Marcos

Universidad del Perú. Decana de América

Dirección General de Estudios de Posgrado
Facultad de Ingeniería Geológica, Minera, Metalúrgica y
Geográfica
Unidad de Posgrado

**Evaluación de los principales potenciales almacenes
geológicos para el secuestro de CO₂ en el Perú**

TESIS

Para optar el Grado Académico de Doctor en Ciencias
Ambientales

AUTOR

Jorge Humberto PAREDES ANGELES

ASESOR

Dr. Carlos Augusto Antonio CARBONEL HUAMÁN

Lima, Perú

2023



Reconocimiento - No Comercial - Compartir Igual - Sin restricciones adicionales

<https://creativecommons.org/licenses/by-nc-sa/4.0/>

Usted puede distribuir, remezclar, retocar, y crear a partir del documento original de modo no comercial, siempre y cuando se dé crédito al autor del documento y se licencien las nuevas creaciones bajo las mismas condiciones. No se permite aplicar términos legales o medidas tecnológicas que restrinjan legalmente a otros a hacer cualquier cosa que permita esta licencia.

Referencia bibliográfica

Paredes, J. (2023). *Evaluación de los principales potenciales almacenes geológicos para el secuestro de CO₂ en el Perú*. [Tesis de doctorado, Universidad Nacional Mayor de San Marcos, Facultad de Ingeniería Geológica, Minera, Metalúrgica y Geográfica, Unidad de Posgrado]. Repositorio institucional Cybertesis UNMSM.

Metadatos complementarios

Datos de autor	
Nombres y apellidos	JORGE HUMBERTO PAREDES ANGELES
Tipo de documento de identidad	DNI
Número de documento de identidad	07475151
URL de ORCID	https://orcid.org/0000-0002-7950-4556
Datos de asesor	
Nombres y apellidos	CARLOS AUGUSTO ANTONIO CARBONEL HUAMÁN
Tipo de documento de identidad	DNI
Número de documento de identidad	08772534
URL de ORCID	https://orcid.org/0000-0001-9465-8118
Datos del jurado	
Presidente del jurado	
Nombres y apellidos	JAIME CÉSAR MAYORGA ROJAS
Tipo de documento	DNI
Número de documento de identidad	10369482
Miembro del jurado 1	
Nombres y apellidos	JORGE ENRIQUE SOTO YEN
Tipo de documento	DNI
Número de documento de identidad	03493146
Miembro del jurado 2	
Nombres y apellidos	ALDO ALFONSO ALVÁN DE LA CRUZ
Tipo de documento	DNI
Número de documento de identidad	41133899
Datos de investigación	
Línea de investigación	C.0.2.3. Geología Ambiental

Grupo de investigación	No aplica.
Agencia de financiamiento	Sin financiamiento.
Ubicación geográfica de la investigación	País: Perú
Año o rango de años en que se realizó la investigación	2020 - 2022
URL de disciplinas OCDE	Ingeniería ambiental, Geociencias: http://purl.org/pe-repo/ocde/ford#2.07.01 Geociencias, Multidisciplinar: http://purl.org/pe-repo/ocde/ford#1.05.01



ACTA DE SUSTENTACIÓN DE TESIS

SUSTENTACIÓN PÚBLICA

En la Universidad Nacional Mayor de San Marcos - Lima, a los veintisiete días del mes de febrero del año dos mil veintitres, siendo las 17.00 horas, se reúnen los suscritos Miembros del Jurado Examinador de Tesis, nombrado mediante Dictamen N° 000090-2023-UPG-VDIP-FIGMMG/UNMSM del 16 de febrero del 2023, con la finalidad de evaluar la sustentación oral de la siguiente tesis:

TÍTULO

«EVALUACIÓN DE LOS PRINCIPALES POTENCIALES ALMACENES GEOLÓGICOS PARA EL SECUESTRO DE CO₂ EN EL PERÚ»

Presentado por el Mg. **JORGE HUMBERTO PAREDES ANGELES**, para optar el **GRADO ACADÉMICO DE DOCTOR** en **CIENCIAS AMBIENTALES**.

El Secretario del Jurado Examinador de la Tesis, analiza el expediente N° 08891/FIGMMG/2018 de fecha 02 de octubre del 2018, en el marco legal y Estatutario de la Ley Universitaria, acreditando que tiene todos los documentos y que cumplió con las etapas del trámite según el «Reglamento General de Estudios de Posgrado», aprobado con Resolución Rectoral N° 04790-R-18 del 08 de agosto del 2018.

Luego de la Sustentación, se procede con la calificación de la Tesis, de acuerdo al procedimiento respectivo y se registra en el acta correspondiente de conformidad al Art. 72 del precitado Reglamento, correspondiéndole al graduando la siguiente calificación:

APROBADO (14)

Habiendo sido aprobada la sustentación de la Tesis, el Presidente recomienda a la Facultad se le otorgue el **GRADO ACADÉMICO DE DOCTOR** en **CIENCIAS AMBIENTALES** al Mg. **JORGE HUMBERTO PAREDES ANGELES**.

Siendo las 18:00 horas, se dio por concluido al acto académico.


DR. JAIME CÉSAR MAYORGA ROJAS
Presidente


DR. JORGE ENRIQUE SOTO YEN
Secretario


DR. ALDO ALFONSO ALVÁN DE LA CRUZ
Miembro


DR. CARLOS AUGUSTO ANTONIO CARBONEL HUAMÁN
Asesor



UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS
Universidad del Perú. Decana de América
FACULTAD DE INGENIERÍA GEOLÓGICA, MINERA, METALÚRGICA Y GEOGRÁFICA
UNIDAD DE POSGRADO

Lima, 13 de Enero del 2023

INFORME N° 000004-2023-UPG-VDIP-FIGMMG/UNMSM

INFORME DE ORIGINALIDAD

DIRECTOR DE LA UNIDAD DE POSGRADO

Dr. Carlos Del Valle Jurado

OPERADOR DEL PROGRAMA INFORMÁTICO DE SIMILITUDES

Tec. Stephanie Elizabeth Pastor Reyes

DOCUMENTO EVALUADO:

Tesis para optar el grado académico de Doctor en Ciencias Ambientales titulado:
**“EVALUACIÓN DE LOS PRINCIPALES POTENCIALES ALMACENES
GEOLÓGICOS PARA EL SECUESTRO DE CO₂ EN EL PERÚ”**

AUTOR DEL DOCUMENTO:

MG. JORGE HUMBERTO PAREDES ANGELES

FECHA DE RECEPCIÓN DEL DOCUMENTO:

12/01/2023

FECHA DE APLICACIÓN DEL PROGRAMA INFORMÁTICO DE SIMILITUDES:

12/01/2023

SOFTWARE UTILIZADO

Turnitin

CONFIGURACIÓN DEL PROGRAMA DETECTOR DE SIMILITUDES

- Excluye textos entrecorridos
- Excluye fuentes para buscar similitud
- Excluye Bibliografía
- Excluye cadenas menores a 35 palabras

**PORCENTAJE DE SIMILITUDES SEGÚN PROGRAMA DETECTOR DE
SIMILITUDES**

Cinco por ciento (5 %)

FUENTES ORIGINALES DE LAS SIMILITUDES ENCONTRADAS

• nanopdf.com	1%
• www.researchgate.net	<1%
• www.palermo.edu	<1%
• www.mem.gob.pe	<1%
• www.grafiati.com	<1%
• oa.upm.es	<1%
• link.springer.com	<1%
• tesis.pucp.edu.pe:8080	<1%
• repositorio.ujcm.edu.pe	<1%





UNIVERSIDAD NACIONAL MAYOR DE SAN MARCOS
Universidad del Perú. Decana de América
FACULTAD DE INGENIERÍA GEOLÓGICA, MINERA, METALÚRGICA Y GEOGRÁFICA
UNIDAD DE POSGRADO

•	hdl.handle.net	<1%
•	Submitted to Escuela Superior Politécnica del Litoral	<1%
•	www.osti.gov	<1%
•	www.benasque.org	<1%
•	hj.tribunalconstitucional.es	<1%
•	www.ptolomeo.unam.mx:8080	<1%
•	www.ikasmirak.eus	<1%

OBSERVACIONES

Ninguna

CALIFICACIÓN DE ORIGINALIDAD

Documento cumple criterios de originalidad, sin observaciones

- **12/01/2023**

CARLOS DEL VALLE JURADO
DIRECTOR DE LA UNIDAD DE POSGRADO

cc:

CDJ/spr



DEDICATORIA

A Jeremiah, Patricia y Elsia.

Por ser como son.

Y gracias, sin Uds.,

esto no habría sido posible.

AGRADECIMIENTO

Es importante hacer el reconocimiento a las instituciones como INGEMMET y PERUPETRO, en las personas del Dr. Ing. Jorge Chira Fernández y MSc. Ing. Asaid Bandach Gallegos, respectivamente; por las facilidades proporcionadas, y una mención especial al Ing. Charly Quispe Muñoz también de PERUPETRO, por su importante apoyo en la preparación de los datos de los pozos exploratorios.

EVALUACIÓN DE LOS PRINCIPALES POTENCIALES ALMACENES GEOLOGICOS PARA EL SECUESTRO DE CO₂ EN EL PERÚ

INDICE

Contenido

INDICE.....	4
LISTA DE TABLAS	6
LISTA DE FIGURAS	8
LISTA DE MAPAS	10
SIGLAS Y ACRONIMOS	11
RESUMEN	13
ABSTRACT.....	15
I. INTRODUCCIÓN.....	17
I.1. Situación problemática.....	17
I.2. Formulación del problema	19
I.2.1. Problema General	19
I.2.2. Problemas Específicos	20
I.3. Justificación de la investigación	20
I.4. Objetivos de la investigación	22
I.4.1. Objetivo general	22
I.4.2. Objetivos específicos	22
II. MARCO TEORICO	25
II.1. Antecedentes de la investigación	25
II.2. Bases teóricas	38
II.3. Bases Legales de la investigación	45
II.4. Marco conceptual	48
III. METODOLOGÍA	63
III.1. Tipo y diseño de investigación.....	63
III.1.1. Tipo: Aplicada	63
III.1.2. Nivel: Evaluativo	63

III.1.3.	Diseño de la investigación: No experimental	64
III.2.	Unidad de análisis	64
III.3.	Población de estudio	64
III.4.	Tamaño de muestra	64
III.5.	Selección de muestra	65
III.6.	Técnicas de recolección de datos	65
III.7.	Análisis e interpretación de la información	65
IV.	PROBLEMÁTICA DEL MODELAMIENTO DEL SECUESTRO DE CO ₂ . CASO DE ACUÍFEROS SALINOS PROFUNDOS	67
IV.1.	Contexto situacional	67
IV.2.	ELEMENTOS QUE CONSIDERAR EN LA FORMULACION DE UN MODELO PARA LA SIMULACION.....	76
IV.3.	CONSIDERANDOS PARA UNA SIMULACIÓN ESPECÍFICA EN LA CUENCA DEL MARAÑÓN.....	79
V.	PROPUESTA DE ATLAS DE ALMACENAMIENTO DE CO ₂ – PERÚ. 84	
V.1.	INTRODUCCIÓN.....	84
V.2.	Secuestro geológico del carbono.....	85
V.3.	SOBRE LOS DATOS.....	93
V.4.	SITUACION NACIONAL	97
V.5.	FUENTES ESTACIONARIAS DE CO ₂ :.....	99
V.6.	CUENCAS SEDIMENTARIAS	102
V.7.	PRINCIPALES POTENCIALES ALMACENES GEOLÓGICOS PARA EL SECUESTRO DE CO ₂ EN EL PERÚ	107
V.7.1.	RESERVORIOS DE PETROLEO Y GAS	107
V.7.2.	FORMACIONES ACUIFERAS SALINAS.....	114
V.7.3.	MANTOS DE CARBÓN NO EXPLOTABLES	127
V.7.4.	FORMACIONES DE BASALTO.....	128
V.7.5.	FORMACIONES DE LUTITAS.....	128
V.7.6.	RECURSOS TOTALES	129
	CONCLUSIONES	131
	RECOMENDACIONES	133
	REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS.....	134
	ANEXOS.....	144

LISTA DE TABLAS

Tabla 1.- Cuadro comparativo de Atlas Nacionales de Captura y Almacenamiento Geológico de CO ₂	58
Tabla 2.- Pozos exploratorios en las cuencas subandinas	64
Tabla 3.- Los más importantes simuladores para el modelamiento del almacenamiento de CO ₂	74
Tabla 4.- Condiciones de referencia estándar	76
Tabla 5. Elementos del Modelo para la fm. Areniscas Pozo / Cuenca del Marañón.....	81
Tabla 6.- Propiedades de los componentes fluidos del modelo	83
Tabla 7.- Tipos y mecanismos de retención y/o captura del CO ₂ (modificado de (Leung et al., 2014)).....	88
Tabla 8.- Indicadores geológicos clave para establecer la idoneidad del sitio de almacenamiento (modificado de (Chadwick & British Geological Survey, 2008))	90
Tabla 9.- Comparación de la clasificación de la industria petrolera (Society of Petroleum Engineers, 2018) con la propuesta de clasificación de secuestro geológico de CO ₂ (Frailey & Finley, 2009)	91
Tabla 10.- Emisiones totales de CO ₂ en el Perú según su origen (Ministerio del Ambiente, 2021).....	98
Tabla 11.- Emisiones de CO ₂ de fuente estacionaria (Ministerio del Ambiente, 2021).....	99
Tabla 12.- Cuencas Sedimentarias del Perú y distribución de pozos exploratorios (Modificado de (Ortigas Cúneo, 2015))	103

Tabla 13.- Producción de petróleo en Perú acumulada a la fecha.....	109
Tabla 14.- Recursos estimados de almacenamiento de CO2 en los yacimientos de petróleo	109
Tabla 15.- Producción de gas natural acumulada por zonas al año 2020 .	111
Tabla 16.- Recursos estimados de almacenamiento de CO2. En áreas de producción de gas natural.....	112
Tabla 17.- Valores autopoblados para los términos de eficiencia salina....	117
Tabla 18.- Formaciones acuíferas salinas evaluadas en la estimación de recursos de almacenamiento de CO2.....	119
Tabla 19.- Recursos estimados de almacenamiento de CO2 en las formaciones de las cuencas subandinas	123
Tabla 20.- Recursos estimados de almacenamiento de CO2 en aplicación de la regla de Swanson	124
Tabla 21.- Recursos estimados de almacenamiento de CO2 en el Perú...	132

LISTA DE FIGURAS

Figura 1.- Emisiones de CO2 por países en América del Sur (Friedlingstein et al., 2021).....	18
Figura 2.- Formaciones Almacén y Sello en un almacenamiento Geológico de CO2. Cortesía de CIUDEN (González, 2017).....	42
Figura 3.- Visión general de los procesos y los sistemas de captación de CO2 (García, 2019).....	51
Figura 4.- Marco temporal de los mecanismos de captura modificado de (Metz & Intergovernmental Panel on Climate Change, 2005).....	68
Figura 5.- Evolución de la importancia de los mecanismos de atrapamiento en acuíferos salinos (Modificado de (Metz & Intergovernmental Panel on Climate Change, 2005)).....	69
Figura 6.- Flujo de trabajo en el modelamiento del secuestro de CO2, modificado de (Ajayi & Gupta, 2019).....	72
Figura 7.- Esquema básico de un pozo vertical de Inyección de CO2.....	79
Figura 8.- Sinopsis de las Opciones de Secuestro Geológico de CO2 (modificado de (IPCC, 2005)).	86
Figura 9.- Diagrama de fases de CO2. (modificado de (ChemicalLogic Corporation, 1999)).....	87
Figura 10.- Diagrama de cambio de volumen por profundidad y temperatura modificado de (CO2CRC, 2012).....	87
Figura 11.- Representación gráfica de la maduración del sitio del proyecto a través de las diferentes fases de exploración.....	92

Figura 12.- Lista de países ordenada por sus emisiones totales de CO2 durante el año 2020 (elaborado con datos de (Friedlingstein et al., 2021)). . 97

Figura 13.- Distribución de la participación de las diferentes fuentes estacionarias en el total de emisiones fijas de CO2..... 100

Figura 14.- Recursos estimados de almacenamiento de CO2 por cuencas sedimentarias en los percentiles 10, 50 y 90. 124

Figura 15.- Recursos de almacenamiento de las cuencas subandinas evaluadas. 125

LISTA DE MAPAS

Mapa 1.- Países sudamericanos con Atlas de recursos geológicos de almacenamiento de CO2	96
Mapa 2.- Fuentes estacionarias de CO2	101
Mapa 3.- Cuencas sedimentarias	105
Mapa 4.- Distribución de pozos exploratorios	106
Mapa 5.- Recursos de almacenamiento de CO2 en reservorios de petróleo	110
Mapa 6.- Recursos de almacenamiento de CO2 en depósitos de Gas natural	113
Mapa 7.- Recursos de almacenamiento de CO2 en formaciones acuíferas salinas.....	126
Mapa 8.- Principales ocurrencias de carbón.....	130

SIGLAS Y ACRONIMOS

AGP : Almacenamiento Geológico Profundo

BGS : British Geological Survey

CAC : Captura y Almacenamiento de Carbono

CBM : Metano del Manto de Carbón

CMCC : Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

CO2 : Dióxido de carbono

CO2CRC : Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies

COP 21 : 21ª Conferencia de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático

CSLF : Carbon Sequestration Leadership Forum

DOE : Department of Energy's

EGR : Recuperación Mejorada de Gas

EOR : Recuperación Mejorada de Petróleo

EPA : Environmental Protection Agency

FTP : File Transfer Protocol

GEI : Gases de Efecto Invernadero

INGEI : Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero

IPCC : Intergovernmental Panel on Climate Change

MINEM : Ministerio de Energía y Minas

NETL : National Energy Technology Laboratory

OGIP : Original Gas In Place

OMM : Organización Meteorológica Mundial

OOIP : Original Oil In Place

OSINERGMIN : Organismo Supervisor de la Inversión en Energía y Minería

OSPAR : Convención para la Protección del Medio Ambiente Marino del Atlántico del Nordeste

OXY : Occidental Petroleum Corporation

ppm : partes por millón

PTECO2 : Plataforma Tecnológica Española del CO2

UE : Unión Europea

RESUMEN

Objetivo general de esta investigación es evaluar los potenciales almacenes geológicos y su relación con el confinamiento y la retención permanente (secuestro) de CO₂ en el Perú.

Para tal efecto se hace necesario analizar los datos de exploración geológica, de producción de hidrocarburos, de emisiones de gases de efecto invernadero (GEI) disponible. Información que se obtiene de la perforación de exploración de recursos hidrocarbúfero de las diferentes cuencas sedimentarias del Perú, los reportes especializados de producción petrolera y gasífera, de generación de GEI, que administran las diferentes entidades estatales relacionadas con la ella como PeruPetro, INGEMMET, MINEM, OSINERGMIN.

El análisis y tratamiento de datos se efectuó utilizando herramientas informáticas especializadas, como los paquetes logicales estadísticos, de administración de datos georreferenciados y de estimaciones de recursos de almacenamiento específicos como: Stata y SPSS – en la construcción de la base de datos y su análisis, ArcGIS en la gestión espacial de los datos y la generación de los mapas y CO₂-SCREEN en la estimación de volúmenes y tonelajes.

En esta investigación también se propone un conjunto de datos, luego de discutir su pertinencia; para ser usados en desarrollar una simulación de un formación acuífera salina peruana de almacenamiento geológico con algún software de modelamiento para períodos de entre 1 000 y 100 000 años.

Las estimaciones de la capacidad de almacenamiento de las diferentes formaciones geológicas se hacen de acuerdo a la metodología de US-DOE/NETL, que es una metodología robusta y que se ha convertido en la metodología "oficial" por omisión para estas estimaciones en diferentes partes del mundo donde se han desarrollado estimaciones de recursos de almacenamiento de CO₂ (México, Brasil, Sudáfrica, etc.), debido a que los

posibles lugares de almacenamiento no están debidamente caracterizados se informa de ellos como una estimación de la capacidad y se emplean simulaciones Montecarlo para considerar las incertidumbres.

El tratamiento de los datos y la revisión de la información recopilada nos lleva a generar un conjunto de mapas que conforman el Atlas de Recursos de Almacenamiento de CO₂ en el Perú y que es el producto más importante de esta investigación.

De los potenciales almacenes geológicos que existen, para los fines de la presente investigación se han evaluado solo los depósitos de petróleo, los depósitos de gas y las formaciones acuíferas salinas. Para los demás, se han esbozado recomendaciones y planteado la necesidad de su futura evaluación detallada.

Las más importantes fuentes fijas o estacionarias de CO₂ del país: las centrales térmicas, refinерías de petróleo y fábricas de Cemento y cal del Perú; contribuyen con un total de emisiones de 21 201.01 Gg de CO₂ cada año.

En el dimensionamiento de la capacidad de almacenamiento de las formaciones acuíferas salinas se empleó el muestreo de Montecarlo donde se simula 10,000 veces y se calculan los valores de: 22.8 MGg de CO₂ en el P₁₀, 84.5 MGg de CO₂ en el P₅₀ y 242.6 MGg de CO₂ en el P₉₀ de recursos de almacenamiento de CO₂, utilizando el software GoldSim. Estos valores estimados cuando se aplica la regla de Swanson se convierten en 114.2 millones de Gigagramos de CO₂.

La evaluación de la capacidad total de almacenamiento de los diferentes potenciales reservorios de CO₂, nos lleva estimar que los recursos de almacenamiento o secuestro de CO₂ en el Perú son del orden de 114.5 millones de Gigagramos de CO₂.

Palabras clave: Secuestro de CO₂; Almacenes geológicos de CO₂; Formaciones geológicas almacén; Atlas de almacenamiento de CO₂ en Perú.

ABSTRACT

The general objective of this research is to evaluate the potential geological reservoirs and their relationship with the confinement and permanent retention (sequestration) of CO₂ in Peru.

For this purpose, it is necessary to analyze the available data on geological exploration, hydrocarbon production and greenhouse gas (GHG) emissions. Information obtained from the exploration drilling of hydrocarbon resources of the different sedimentary basins of Peru, the specialized reports of oil and gas production, GHG generation, which are managed by the different state entities related to it as PeruPetro, INGEMMET, MINEM, OSINERGMIN.

The analysis and data processing was carried out using specialized computer tools, such as statistical software packages, georeferenced data management and specific storage resources estimation such as: Stata and SPSS - in the construction of the database and its analysis, ArcGIS in the spatial management of the data and the generation of the maps and CO₂-SCREEN in the estimation of volumes and tonnages.

This research also proposes a data set, after discussing its relevance, to be used to develop a simulation of a Peruvian saline aquifer geological storage formation with some modeling software for periods between 1,000 and 100,000 years.

Estimates of the storage capacity of the different geological formations are made according to the US-DOE/NETL methodology, which is a robust methodology and has become the "official" methodology by default for these estimates in different parts of the world where CO₂ storage resource estimates have been developed (Mexico, Brazil, South Africa, etc.), because the potential storage sites are not properly characterized they are reported as a capacity estimate and Monte Carlo simulations are used to consider the uncertainties.

The treatment of the data and the review of the compiled information lead us to generate a set of maps that make up the Atlas of CO₂ Storage Resources in Peru, which is the most important product of this research.

Of the potential geological reservoirs that exist, for the purposes of this research, only oil deposits, gas deposits and saline aquifer formations have been evaluated. For the others, recommendations have been outlined and the need for their future detailed evaluation has been raised.

The most important fixed or stationary sources of CO₂ in the country: thermal power plants, oil refineries and cement and lime factories in Peru; contribute a total of 21 201.01 Gg of CO₂ emissions each year.

In the sizing of the storage capacity of the saline aquifer formations, Monte Carlo sampling was used to simulate 10,000 times and calculate the values of: 22.8 MGg of CO₂ at P10, 84.5 MGg of CO₂ at P50 and 242.6 MGg of CO₂ at P90 of CO₂ storage resources, using GoldSim software. These estimated values when Swanson's rule is applied convert to 114.2 MGg CO₂.

The evaluation of the total storage capacity of the different potential CO₂ reservoirs, leads us to estimate that the CO₂ storage or sequestration resources in Peru are of the order of 114.5 million Gigagrams of CO₂.

Keywords: CO₂ sequestration; CO₂ geological stores; Geological formations for storage; Atlas of CO₂ storage in Peru.

I. INTRODUCCIÓN

I.1. Situación problemática

En los días finales de octubre del año 2016, los medios de prensa en todo el mundo resaltaban la noticia en la que la OMM (Organización Meteorológica Mundial) informaba que, en el año 2015, la concentración atmosférica de CO₂ llegó en promedio a 400 partes por millón (ppm) por primera vez en la historia de la humanidad, pronosticaban un año 2016 más cálido aún que el anterior.

La participación del CO₂ en la composición atmosférica se ha incrementado considerablemente durante el pasado siglo XX particularmente desde los años 60. Diferentes investigadores preocupados en la problemática del calentamiento global se han enfocado en el estudio de estos gases y en particular del CO₂ antropogénico, que es el principal contribuyente del efecto invernadero. Algunos hacen predicciones apocalípticas a partir de las cifras de las emisiones de gases de efecto invernadero producidas por la actividad humana.

El mundo consciente de la problemática ambiental viene ya hace unas décadas trabajando en el dimensionamiento de la situación, en la búsqueda de soluciones reales, y se han lanzado una serie de iniciativas que se han plasmado en tratados internacionales como el Protocolo de Kioto sobre el cambio climático de 1997, pero que recién entró en vigor en el año 2007; y el más reciente, el Acuerdo de París de diciembre de 2015 o la COP 21 que logra por primera vez un acuerdo universal sobre los métodos para reducir el cambio climático, enfocados principalmente en la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero (ONU, 2015).

Del reporte de Friendlinstein se desprende que el Perú en el contexto sudamericano ocupa el 6º lugar por las emisiones de CO₂, siendo Brasil el mayor emisor de dióxido de carbono en esta parte del mundo seguido por bastante lejos por Argentina y aún más lejos en un tercer lugar se ubica Colombia, Venezuela y Chile le siguen de cerca y luego está el Perú;

cierra la lista Guyana. Como puede apreciarse las emisiones de CO₂ están relacionadas con el desarrollo socioeconómico e industrial de los países.

Orden	País	Emisiones 2020 (GgCO ₂)
1	Brasil	467,278.0
2	Argentina	156,956.7
3	Colombia	89,092.4
4	Venezuela	84,599.8
5	Chile	81,156.5
6	Perú	44,697.1
7	Ecuador	30,922.7
8	Bolivia	20,696.1
9	Paraguay	7,567.2
10	Uruguay	5,838.2
11	Surinam	2,223.4
12	Guyana	2,212.0

Figura 1.- Emisiones de CO₂ por países en América del Sur (Friedlingstein et al., 2021)

Existen diferentes opciones para mitigar el cambio climático, por ejemplo mejorar la eficiencia energética, el uso de combustibles que sean menos dependientes del carbono, el empleo más intensivo de la energía nuclear, el empleo de fuentes de energía renovables; el desarrollo de los sumideros biológicos de carbono, la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero; y aquí se introduce el concepto de Captación y almacenamiento de dióxido de carbono, que tiene la capacidad potencial de reducir los costos generales de la mitigación e incrementar la flexibilidad para lograr la reducción de gases de efecto invernadero.

La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono (CAC) configuran “un proceso que abarca la separación del CO₂ emitido por la industria y fuentes relacionadas con la generación de energía, su transporte a un lugar de almacenamiento y su encierro (secuestro) de la atmósfera a largo plazo.” (Metz et al., 2005).

En el Perú aún no se discute el tema del almacenamiento a largo plazo del CO₂ producido por la generación de electricidad y la industria, debido a que en el mundo es un tema relativamente nuevo y aun no hay consenso en la comunidad científica de su viabilidad tecnológica ni de su eficiencia económica.

Considerando que los países en vías de desarrollo no suelen destinar recursos a investigaciones que no sean aplicativas y que reditúen rápida y efectivamente; en el Perú no se ha hecho nada aún al respecto.

A todo esto, podemos señalar que acá no hay una real preocupación por el tema, debido a que no nos consideramos importantes generadores de gases de efecto invernadero, tampoco que somos parte del problema y de repente, en algunos círculos por que se esté esperando ser pasibles de algún tipo de premio o estímulo como el de los bonos de carbono.

Se podría plantear la interrogante ¿Por qué no se ha investigado aún los potenciales almacenes geológicos de CO₂ que hay en el Perú?

Sería correcto razonar porque no estamos viendo al Perú como importante productor de CO₂ (el gas de efecto Invernadero) y mucho menos el almacenamiento de este como un tema serio a encarar, y tampoco evaluar nuestra potencial contribución a la solución de este importante problema ambiental.

I.2. Formulación del problema

I.2.1. Problema General

¿Cuáles son los principales potenciales almacenes geológicos para el secuestro de CO₂ en el Perú considerando sus rasgos litológicos, geocronológicos, estructurales; sus propiedades físicas y químicas de almacenamiento y cuál sería su capacidad?

1.2.2. Problemas Específicos

- ¿Cómo se relaciona la selección de áreas en base a la litología y propiedades físicas de las rocas con el alojamiento (secuestro) de CO₂ en el Perú?
- ¿En qué medida la identificación de las formaciones geológicas se relaciona con el alojamiento (secuestro) de CO₂ en el Perú?
- ¿De qué manera la distribución geocronológica de las formaciones geológicas se relaciona con el alojamiento (secuestro) de CO₂ en el Perú?

1.3. Justificación de la investigación

La investigación de los potenciales almacenes geológicos es fundamental porque permitirá estimar nuestras reales posibilidades de participar activamente en el retiro del exceso de CO₂ de la atmósfera; y debido a que el secuestro del CO₂ es una de las alternativas más apropiadas para contribuir en la reducción este gas de efecto invernadero en la atmósfera.

Este trabajo de investigación establece las características técnicas geológicas que deben tener los potenciales reservorios de CO₂ y su emplazamiento físico en el territorio nacional.

Este proyecto de investigación se elabora considerando que no existe aún ningún trabajo en esa dirección en el Perú, ni por entidades oficiales ni por ningún otro tipo de organización privada o académica.

Este trabajo de investigación se encuadra en los convenios internacionales de los que el Perú es signatario, particularmente en el Acuerdo de París de 2015 conocido como la COP 21 y en la Ley N° 30754 que es la LEY MARCO SOBRE CAMBIO CLIMÁTICO, dada en Lima, 17/04/2018. En el Artículo 16. Medidas de mitigación al cambio climático, se expresa:

El Estado, en sus tres niveles de gobierno, de manera articulada y participativa diseña e implementa programas, proyectos y actividades ***orientadas a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, la captura de carbono, y el incremento de sumideros***, priorizando la protección, conservación y manejo sostenible de los bosques; la forestación y reforestación; el control del uso y cambio de uso de suelo; el transporte sostenible; la gestión de residuos sólidos; el control de las emisiones gaseosas y efluentes; el cambio progresivo de los modelos de consumo y de la matriz energética a energías renovables y limpias; y la eficiencia energética en los diversos sectores productivos y extractivos; entre otras. (*LEY N° 30754, 2018*).

La investigación que estamos presentando desarrolla dos tópicos que son cruciales en la definición del potencial de almacenamiento de CO₂ en el Perú, en las condiciones particulares en las que el calentamiento global de la Tierra se cierne como una amenaza a nuestra forma de vida y desarrollo científico y tecnológico alcanzados:

El primero es la propuesta un conjunto de datos, luego de discutir su pertinencia; que puede ser usado en desarrollar simulaciones de una formación acuífera salina peruana de almacenamiento geológico con algún software de modelamiento para períodos de entre 1 000 y 100 000 años.

El otro, es la elaboración del “Atlas de Almacenamiento Geológico del CO₂ en el Perú.”

Los resultados de nuestra investigación proporcionarán los lugares y las formaciones geológicas que pueden albergar importantes cantidades de CO₂, y se estimará el potencial de almacenamiento siguiendo una metodología estandarizada, actividades que son plasmadas en la elaboración de un “Atlas de Almacenamiento Geológico del CO₂ en el Perú” el mismo que es el aporte académico de la investigación que tiene implicancias globales, pues cuando se instituyan las condiciones y formas

óptimas de captura del gas, tendremos establecidos en el país los lugares apropiados para confinarlos. Y este aporte es útil para las empresas generadoras de energía convencional con la ignición de combustibles fósiles, -que es el componente fundamental de la matriz energética del Perú-, el Ministerio de Energía y Minas, el Ministerio del Ambiente, y la sociedad en general. El retiro del CO₂ de la atmósfera tiene implicancias globales y por ello consideramos que esta investigación sin muchas pretensiones también tiene ese alcance.

I.4. Objetivos de la investigación

Los Objetivos de la investigación los hemos organizado en el Objetivo General y los Objetivos Específicos que detallamos a continuación.

I.4.1. Objetivo general

Evaluar los potenciales almacenes geológicos y su relación con el confinamiento y la retención permanente (secuestro) de CO₂ en el Perú.

I.4.2. Objetivos específicos

- Caracterizar las áreas de los potenciales almacenes geológicos; Establecer criterios definidos para la búsqueda de almacenes geológicos, referidos a propiedades físicas específicas de las rocas, considerando que el secuestro del CO₂ es una de las opciones tecnológicas más importantes en la reducción de la presencia del CO₂ antropogénico en la atmósfera.
- Identificar los ambientes geológicos de formación de los potenciales almacenes en el Perú para su estudio, y posterior clasificación como viables almacenes y rocas de cubierta impermeables (sellos).
- Establecer su distribución geocronológica y espacial; que es en detalle cartografiar los potenciales almacenes geológicos de CO₂ en el Perú; construir una base de datos que contenga todas las

características necesarias de los posibles almacenes geológicos de CO₂ en el Perú, así como de los centros de emisión e infraestructuras de transporte.

- Estimar el potencial de almacenamiento de CO₂ en las diferentes formaciones geológicas peruanas. Lo que lleva a la construcción del ATLAS DE ALMACENAMIENTO GEOLOGICO DE CO₂ DEL PERU. Que es la contribución de este trabajo al debate y mitigación de los efectos del cambio climático.

La tesis está estructurada de la siguiente manera:

Capítulo I: Es el capítulo introductorio, se formula la situación problemática; se establece el problema; se justifica la investigación y se trazan los objetivos.

Capítulo II: Aquí se desarrolla el aspecto teórico de la investigación, se hace una evaluación del estado del arte y discute las bases teóricas y legales y también el marco conceptual de la presente investigación.

Capítulo III: En este capítulo que desarrolla la metodología se tipifica y diseña la investigación, se determinan las unidades de análisis, la población de estudio, la muestra, las técnicas de recolección de datos y como se hacen los análisis e interpretación de los resultados.

Capítulo IV: Está dedicado a discutir sobre el modelamiento del secuestro geológico de CO₂ en una formación acuífera salina del Perú y a proponer los considerandos para la simulación en una cuenca específica.

Capítulo V: Se enfoca en la elaboración de los mapas que constituyen el Atlas de Almacenamiento De CO₂ del Perú, se aborda el tópico de la fuente de los datos, se cuantifica las emisiones de CO₂ en el país de acuerdo a su origen, se discriminan las fuentes fijas o estacionarias y se enfoca la parte geológica de los potenciales almacenes y se cuantifica la

capacidad de almacenamiento de cada uno de ellos para finalmente obtener un consolidado con cifras totales.

Luego están las conclusiones y recomendaciones.

II. MARCO TEORICO

La revisión de múltiples publicaciones, particularmente de Tesis Doctorales, y varios artículos científicos especializados sobre el tema del almacenamiento geológico o secuestro de CO₂ permite tener una visión de lo que se ha hecho en el mundo sobre el tema hasta hoy, y que es lo que está pendiente en el Perú y cuál sería el aporte de esta investigación en ese contexto.

La más importante investigación respecto al almacenamiento o secuestro geológico de CO₂ se realizó a comienzos de la centuria, había mucho presupuesto destinado a este tópico por diferentes actores tanto estatales como privados en un contexto donde los recursos hidrocarburíferos menguaban y los precios de los carburantes iban en aumento.

Las variantes de almacenamiento de CO₂ de manera más general son dos, naturales y artificiales. Las variantes naturales incluyen el secuestro en la superficie terrestre (suelos, vegetación) y en el océano (organismos vivos, disolución), mientras que las variantes artificiales permiten el almacenamiento del dióxido de carbono en estructuras geológicas profundas como depósitos agotados de gas natural y petróleo, acuíferos salinos, mantos de carbón no explotables, rocas volcánicas máficas, capas evaporíticas, cavidades geológicas naturales o de origen antropogénico.

II.1. Antecedentes de la investigación

En el mundo existe importante investigación relacionada con el tema, pero todos ellos abordan tópicos muy específicos y de realidades distintas, y el presente trabajo de investigación está orientado a colocar las formaciones geológicas del Perú como objeto de estudio.

En los siguientes párrafos se podrán apreciar diferentes enfoques y propuestas para el abordaje de la temática del almacenamiento permanente del CO₂.

El doctor Saba Joodaki, de la universidad sueca de Upsala, en su disertación doctoral (*Residual Trapping in Geological Storage of CO₂*, 2021), señala que: la emisión antropogénica de gases de efecto invernadero, particularmente dióxido de carbono, se considera comúnmente como una de las principales razones del aumento de la temperatura global observado durante las últimas décadas. Los sectores energéticos impulsados por los combustibles fósiles y las actividades industriales como la producción de cemento son las mayores fuentes de emisión de CO₂ a la atmósfera. Los eventos climatológicos abruptos y las crecientes advertencias de los científicos sobre los efectos ambientales negativos de las emisiones de CO₂ han llamado la atención del público sobre la importancia de la remediación de las emisiones de efecto invernadero y han motivado a los países industrializados a buscar métodos alternativos. La energía nuclear y los recursos de energía renovable se encuentran entre los enfoques sugeridos que parecen prometedores y atractivos para el futuro de la producción de energía. Sin embargo, el desastre nuclear de Fukushima en marzo de 2011, junto con las dificultades para mantener estables y económicas las energías eólica, hidráulica o solar, han contribuido a que los combustibles fósiles sigan siendo los recursos energéticos más comunes y accesibles.

Ante la falta de soluciones alternativas confiables y en espera de ellas, los países industrializados que firmaron el acuerdo de París y se comprometieron a reducir sus emisiones de gases de efecto invernadero deben encontrar métodos aplicables para mitigar sus emisiones de CO₂ mientras siguen utilizando combustibles fósiles. Se sugiere que la captura y almacenamiento de carbono (CAC) en formaciones geológicas es una opción factible. La técnica es más

adecuada para fuentes puntuales de alto emisor, p. centrales eléctricas, refinerías de petróleo, fábricas de producción de acero y cemento. La idea se tomó prestada de la industria petrolera, donde la inyección de CO₂ en los yacimientos de petróleo se ha utilizado para la recuperación mejorada de petróleo (EOR). Dado que el método EOR ha estado en uso desde principios de los años 70, las técnicas y equipos de inyección relacionados están bien desarrollados, lo que puede ser una ventaja para su aplicación en CCS. A pesar de su similitud, el propósito de la inyección de CO₂ en EOR y CAC es bastante diferente. Si bien el destino del gas inyectado al final del proceso no es importante para EOR, la inmovilización segura y a largo plazo del CO₂ inyectado es el objetivo final de CAC.

García Cubero, Rafael., en su tesis doctoral “Producción de Biomasa de Microalgas Rica en Carbohidratos Acoplada a la Eliminación Fotosintética de CO₂” (García Cubero, 2014) – España, dice lo que el objetivo de los procesos de secuestro y almacenamiento de carbono es reequilibrar el balance global de las emisiones, desarrollando una estrategia económica basada en emisiones neutras de carbono. Este tipo de estrategias deberían secuestrar la mayor parte de las emisiones antropogénicas de una manera segura, estable y medioambientalmente aceptables. Existen diversas opciones tecnológicas para el secuestro de carbono. La elección de una o una combinación de algunas de ellas es un factor importante para proponer políticas energéticas para un futuro crecimiento económico. Estas tecnologías pueden agruparse en dos amplias categorías: métodos abióticos y bióticos.

Métodos abióticos

El secuestro abiótico se basa en reacciones físico-químicas y en técnicas geológicas sin la intervención de organismos vivos. Ha recibido gran atención debido a que las estructuras geológicas y oceánicas poseen mayor capacidad de secuestro que cualquier método biótico utilizado. Sin embargo, los aspectos técnicos y

económicos de este tipo de operación requieren una investigación más profunda (Houghton, 2007). Aún son tecnologías especulativas, sin estudios detallados de sus consecuencias medioambientales (García Cubero, 2014).

- “Inyección oceánica: El CO₂ licuado se inyectaría a gran profundidad para minimizar posibles fugas. La inyección a más de 1000m de profundidad se realizaría usando buques o CO₂-ductos, o bien a través de plataformas marítimas que lo harían a más de 3000m. Se formaría un lago de dióxido de carbono más denso que el resto de la columna de agua, inmisible, y por tanto más estable. Se estima que la capacidad de este depósito sobrepasaría las reservas actuales de combustibles fósiles. No obstante, aún no es seguro su viabilidad económica ni medioambiental ya que aún no existen estudios que demuestren su estabilidad a largo plazo, ni cómo afectaría a la acidez del agua, a la biota marina y al ciclo global de C.” (García Cubero, 2014).
- “Inyección geológica: Se considera como una opción con gran potencial. Los estratos geológicos susceptibles para almacenar CO₂ licuado serían los acuíferos salinos, capas de carbón inexplorables y yacimientos de petróleo y gas natural agotados. Independientemente del tipo de estrato usado, la característica prioritaria debe ser la impermeabilidad y la estanqueidad del reservorio. Ya existen casos prácticos de esta técnica en Noruega (campo de Sleipner) y USA/Canadá (en Dakota del Norte/Weyburn).” (García Cubero, 2011. p. 30).
- “Carbonatación mineral: Se consigue mediante la transformación química natural del CO₂ con óxidos metálicos, produciendo carbonatos estables como CaCO₃ o MgCO₃. Estas rocas carbonatadas son estables quedando el CO₂ secuestrado permanentemente. Es una reacción lenta, con un alto consumo energético y por tanto, cara. Este proceso también puede darse de forma natural en los suelos, en determinadas condiciones físico-

químicas, aunque a tasas muy bajas.” (García Cubero, 2011. p. 31).

De Elio Medina, Javier en su trabajo doctoral “Estrategias de Monitorización de CO₂ y otros Gases en los Estudios de Análogos Naturales” – España (Medina, 2013); indica que el almacenamiento geológico consiste en inyectar CO₂ en formaciones geológicas para su confinamiento durante un tiempo prolongado, del orden de cientos a miles de años (El IPCC considera una tasa aceptable de fuga del 1%, equivalente a una retención del orden de 1.000 años (CO₂CRC), mientras que el British Geological Survey (BGS) habla de una tasa de escape del 0,01% anual, correspondiente a un tiempo de residencia de unos 10.000 años). Principalmente se almacena en cuatro escenarios diferentes (...):

- a. Yacimientos de gas, con o sin recuperación mejorada de gas (RMG), es el caso de los proyectos K12B, Holanda; In Salah, Argelia y Otway Basin Pilot Project (OBPP), Australia.
- b. Yacimientos de petróleo, con o sin recuperación mejorada de petróleo (RMP), es el caso de los proyectos CENS Project, Mar del Norte; Lost solider, Wertx, Wyoming-EE.UU.; Rangeley CO₂-EOR Project, Colorado-EE.UU.; Wasson-Denver Project, EE.UU. y Weyburn, Canadá.
- c. Formaciones con aguas salinas. Reservorios de rocas porosas y permeables que contienen agua salina en sus poros, es el caso de la PDT de Hontomín. Otros proyectos internacionales son CO₂SINK, Alemania; CO₂STORE projects, Europa; FRIO, EE.UU.; Minami-Nagaoka, Japón; Sleipner, Noruega y Snehvit, Noruega.
- d. Capas de carbón no explotables, con o sin recuperación mejorada de metano (MYC), es el caso de los proyectos CSEMP, Canadá;

Fenn Big Valley, Canadá; Qinshui Basin, China; RECOP, Polonia y Yubari, Japón.

Otros posibles depósitos, menos estudiados por su menor capacidad de almacenamiento, donde se podría almacenar el CO₂ son cavernas salinas, construidas en domos salinos de gran espesor, almacenamiento en huecos mineros como minas de sal y minas de carbón abandonadas (proyecto en la mina Leyton, Denver, EE.UU.; minas Anderlues y Péronnes, Bélgica), formaciones de basalto y esquistos ricos en materia orgánica (Medina, 2013. p. 7).

La justificación de la elección de este tipo de formaciones está en que durante miles o millones de años se han retenido en su interior petróleo, gas natural, agua (salada) e incluso CO₂. De manera que es esperable que cuando se inyecte CO₂ tengan lugar los mismos mecanismos de retención que hicieron que se almacenasen estos compuestos de forma natural y por tanto ese CO₂ permanecerá en la formación durante un periodo de tiempo a escala geológica.

La condición óptima para almacenar el CO₂ es en estado supercrítico, en ese estado se comporta con propiedades propias de los gases (baja viscosidad), y de los líquidos (mayor densidad). En este sentido, el volumen requerido para almacenar una misma cantidad de gas es muy inferior en estas condiciones (Figura 10). Dependiendo de cada emplazamiento, según presiones y gradientes geotérmicos, aproximadamente a 800-1000 metros de profundidad el CO₂ se encontrará en estado supercrítico. A estas profundidades el CO₂ pasa de una densidad en superficie de 1,83 kg·m⁻³ (T = 21 °C y P = 1 atm) a unos 500/800 kg· m⁻³ (Metz & Intergovernmental Panel on Climate Change, 2005).

Una vez el CO₂ es inyectado en la formación almacén, éste migrará a través de la roca, actuando varios mecanismos de retención de manera que el CO₂ quede confinado de forma efectiva. A la hora de seleccionar un emplazamiento óptimo para el almacenamiento de

CO₂, y asegurar su seguridad a largo plazo, se deberán estudiar y comprender cada uno de estos procesos de retención que tienen lugar desde el inicio de la inyección.

Los mecanismos de retención son tanto físicos (trampa estructural o estratigráfica), hidrodinámica (residual y adsorción), como químicos (trampa por dilución o mineral) (Medina, 2013. p. 9). Estos mecanismos se producen simultáneamente durante todo el periodo de almacenamiento, la importancia de cada uno de los procesos depende de cada emplazamiento y varía a lo largo del tiempo. Aumentando la seguridad del almacén conforme tengan más presencia los mecanismos químicos (...).

Cuando se inyecta el CO₂ en acuíferos salinos (Metz & Intergovernmental Panel on Climate Change, 2005), primero se desplaza verticalmente, por efecto de flotabilidad al ser menos denso, hasta alcanzar una capa superior impermeable al paso de CO₂. Posteriormente sigue migrando a lo largo del estrato hasta encontrarse con una trampa estructural o estratigráfica. Durante este transporte el CO₂ irá disolviéndose en el fluido de formación (transportándose con la salmuera, que en formaciones salinas profundas tiene bajas velocidades de flujo del orden de cm/año), se irá atrapando residualmente y reaccionará con la roca hasta desaparecer como fase libre del sistema (...). El tiempo transcurrido desde que el CO₂ es inyectado hasta poder alcanzar estratos superficiales o de descarga es del orden de miles a millones de años, de manera que aunque no exista una trampa geológica, estructural o estratigráfica, el CO₂ estará confinado durante un tiempo suficientemente largo.”(Medina, 2013. p. 9)

El investigador noruego, de la Universidad de Oslo, Dr. Jamilur Rahman (Rahman, 2022), en su tesis doctoral “Seal, and overburden rock characterization of potential CO₂ storage sites in the northern North Sea” dice: Los procesos de calentamiento global inducidos por el hombre cambian el clima y tienen un impacto a gran escala en los

patrones meteorológicos. El cambio climático es un proceso natural que se observa en la escala temporal geológica. Sin embargo, el cambio actual es más rápido que cualquier evento conocido en la historia de la Tierra. En general, se acepta que la razón principal de este aumento sin precedentes de la temperatura global es la emisión de gases de efecto invernadero, principalmente dióxido de carbono (CO₂) y metano (CH₄). El impacto del cambio climático ya se está sintiendo en el nivel actual de calentamiento, que es de aproximadamente 1,2°C. Según el IPCC (Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático), el impacto podría aumentar significativamente si el calentamiento alcanza 1,5°C, o por encima del nivel preindustrial, lo que podría desencadenar los umbrales críticos denominados puntos de inflexión (Pachauri et al., 2014). Teniendo en cuenta las graves pérdidas y daños irreversibles para la naturaleza y la sociedad, el Acuerdo de París de 2015. Las naciones acordaron colectivamente mantener el calentamiento muy por debajo de 2°C por encima del nivel preindustrial y proseguir los esfuerzos para limitar el aumento de la temperatura a 1,5°C. Sin embargo, a pesar de las promesas realizadas en el marco del acuerdo, el calentamiento global seguirá alcanzando unos 2,8°C a finales de siglo a menos que las emisiones se reduzcan a la mitad para 2030, y se consigan emisiones netas cero para 2050.

Varios países, incluida la UE, se han comprometido con un objetivo de cero emisiones netas para 2050. Noruega se propuso específicamente reducir las emisiones de gases de efecto invernadero en al menos un 50% para 2030 en comparación con el nivel de 1990 (Informe del Gobierno noruego sobre el objetivo climático, 2020). Hablamos de "cero neto", pero ¿qué significa eso realmente? El objetivo de cero neto significa que las emisiones de gases de efecto invernadero a la atmósfera deben ser equivalentes a cero mediante el aumento del secuestro natural de CO₂ a través de procesos como la agricultura, la silvicultura y otros usos del suelo, o mediante la captura y el almacenamiento permanente de CO₂ en el subsuelo. El

almacenamiento geológico de CO₂ bajo tierra se considera una de las soluciones viables para mitigar el calentamiento global. Los procesos de CAC (captura y almacenamiento de carbono) constan de tres partes: capturar el CO₂ de las fuentes puntuales, transportar el CO₂ capturado a un lugar de almacenamiento y, por último, inyectarlo/almacenarlo en los depósitos del subsuelo (es decir, acuíferos salinos o yacimientos de hidrocarburos agotados). Según las Naciones Unidas, el IPCC y la AIE (Agencia Internacional de la Energía), la CAC será necesaria para reducir las emisiones mundiales de gases de efecto invernadero al menor coste posible. El CICERO (Centro para la Organización Internacional de Investigación del Clima) ha llegado a la conclusión de que la CAC es fundamental en la mayoría de las vías de emisión para alcanzar los objetivos de reducción de la temperatura. La CAC también es vital porque (i) puede ser difícil reducir la fuente de emisiones a cero neto con la suficiente rapidez sin ella, (ii) actualmente no hay alternativas viables a la CAC para determinados sectores (es decir, cemento, acero, transporte marítimo y aéreo de larga distancia, etc.), y (iii) la CAC podría ser la forma más barata y mejor de reducir las emisiones. Por lo tanto, se entiende que necesitamos más proyectos de CAC a nivel mundial para la sostenibilidad.

El almacenamiento geológico de CO₂ no es un concepto nuevo. Se utilizó por primera vez en la década de 1970 en Texas, Estados Unidos. Sin embargo, la finalidad no era medioambiental, sino que se utilizaba para mejorar la recuperación de petróleo. La primera inyección de CO₂ se puso en marcha con el único propósito de evitar las emisiones a la atmósfera y comenzó a funcionar en 1992. Statoil (ahora Equinor) separó el CO₂ del hidrocarburo producido en el yacimiento de Sleipner, en el Mar del Norte, y lo reinyectó en la formación Utsira, saturada de salmuera.

El doctor Yi-hen Tao de la Universidad de Princeton (Tao, 2022), en su disertación doctoral "Subsurface computational modeling and policy analysis of large-scale carbon capture, utilization, and storage" anota lo siguiente: Las opciones de eliminación de carbono incluyen la utilización del CO₂, el almacenamiento geológico directo y el almacenamiento natural en suelos y vegetación. La captura actual de carbono en Estados Unidos ha sido impulsada en gran medida por la demanda de CO₂ de las operaciones de recuperación de petróleo (EOR), en las que el CO₂ se inyecta en yacimientos de petróleo agotados para mezclarse con el petróleo atrapado y llevar más cantidad a los pozos de producción. El CO₂ inyectado permanece bajo tierra o se extrae y se reinyecta en un proyecto de EOR posterior. Las operaciones de EOR en Estados Unidos se concentran en la cuenca del Pérmico, al oeste de Texas, la costa del Golfo y Wyoming. La EOR también impulsó el desarrollo de 5.000 millas de tuberías de CO₂ en Estados Unidos desde 1972, lo que supone más del 90% de las tuberías de CO₂ a nivel mundial. El CO₂ capturado también se utiliza en las industrias de bebidas y de sacrificio de ganado, aunque a una escala mucho menor que la EOR.

Las oportunidades de utilización del CO₂ en el futuro existen en el transporte de larga distancia, como la aviación y el transporte marítimo. Los hidrocarburos líquidos tienen una densidad energética mucho mayor que las baterías eléctricas y son adecuados para los transportistas con espacio limitado para las fuentes de energía a bordo. Con un catalizador y un aporte de energía térmica, el CO₂ capturado puede reaccionar con el hidrógeno para formar hidrocarburos sintéticos. Si el CO₂ se captura del aire y la materia prima del hidrógeno se fabrica con bajas emisiones de CO₂, como el "hidrógeno verde" fabricado a partir de la electrólisis del agua utilizando electricidad renovable, o el "hidrógeno azul" fabricado a partir del proceso tradicional de reformado del gas natural pero con la captura de carbono de la corriente de escape rica en CO₂, los combustibles de hidrocarburos sintéticos crearían pocas adiciones

netas de CO₂ a la atmósfera cuando se queman, y tiene el potencial de descarbonizar el transporte de larga distancia.

El almacenamiento geológico directo implica la inyección del CO₂ capturado en acuíferos salinos profundos o en yacimientos de petróleo y gas agotados (sin EOR), a más de 1 km por debajo de la superficie terrestre, para su almacenamiento a largo plazo. La alta temperatura y la presión en la formación de almacenamiento mantienen el CO₂ en estado supercrítico, lo que significa alta densidad y baja viscosidad, lo que implica un uso más eficiente de los espacios porosos. A medida que pasa el tiempo, los mecanismos de captura de CO₂ cambian desde la captura de estructura (es decir, el CO₂ atrapado por la roca madre suprayacente de la formación de almacenamiento en fase libre), a la captura residual (es decir, el CO₂ atrapado en los espacios de los poros de la roca debido a las fuerzas capilares), a la captura de solubilidad (es decir, el CO₂ disuelto en la salmuera residente) y, finalmente, a la captura mineral (es decir, el CO₂ precipita en carbonato). Cada una de ellas, en secuencia, reduce el riesgo de fuga de CO₂ a los depósitos de aguas subterráneas poco profundas o a la atmósfera. El almacenamiento directo de CO₂ está menos maduro desde el punto de vista comercial que el almacenamiento de CO₂ mediante EOR, pero tiene una enorme capacidad potencial de almacenamiento. La escala del problema del carbono, tal y como se ha comentado en el apartado 1.1, hace necesario El almacenamiento de CO₂ en acuíferos salinos profundos.

Payán Fraile, María Cruz (2013) en el Resumen General de su tesis doctoral: “Análisis y Modelado del Comportamiento de Lixiviación de Metales de Sedimentos Contaminados en Contacto con Fugas de CO₂ Procedentes de Sistemas de Captura y Almacenamiento de Carbono (CAC)” – España; establece que: “La Captura y Almacenamiento de Carbono (CAC) es una tecnología que tiene como objetivo capturar CO₂ gaseoso de su fuente de emisión y depositarlo bajo tierra con una permanencia del 99% en al menos 100

años. La tecnología CAC se considera una de las opciones más prometedoras para mitigar las emisiones atmosféricas de CO₂ procedentes de la utilización a gran escala de combustibles fósiles y el subsiguiente cambio climático. El secuestro geológico de CO₂ implica su inyección a grandes profundidades oceánicas, bajo la superficie, normalmente en acuíferos salinos profundos, en reservas agotadas de gas y petróleo, en recuperación mejorada de petróleo (EOR) y gas (EGR) y en minas de carbón. La Captura, Utilización y Almacenamiento de Carbono (CCUS) es una tecnología innovadora que conlleva el uso productivo de la captura de CO₂ relacionado con la utilización de CO₂ para fines beneficiosos como los sistemas EOR. El secuestro de CO₂ en formaciones geológicas del fondo marino se encuentra entre las técnicas más estudiadas en la actualidad por la comunidad investigadora internacional debido a su potencial para reducir los gases de efecto invernadero. El marco legal para las tecnologías CAC está basado en las enmiendas adoptadas por el Protocolo de Londres y la Convención OSPAR que permiten y regulan el almacenamiento de CO₂ de sistemas CAC en formaciones geológicas bajo el lecho marino. La Directiva Europea para el almacenamiento geológico de CO₂ establece el marco legal para esta actividad de una forma segura para el medio ambiente y haría viable el desarrollo y uso sostenible de las tecnologías CAC. La acidificación del medio marino y potencial contaminación por sustancias peligrosas debido a su movilidad de sedimentos contaminados en contacto con agua de mar acidificada, es motivo de preocupación en el marco de protección del medio marino de la Unión Europea (UE) establecido bajo la Directiva de Estrategia Marina.

Durante el secuestro geológico, el CO₂ se almacena por atrapamiento hidrodinámico, mineral o por solubilidad. Se prevé que la inyección de CO₂ mediante tecnologías CAC ocupará grandes áreas. Aunque el CO₂ es inyectado en la parte más baja de la formación del almacén, es poco probable que la roca sea perfectamente homogénea e impermeable en esas zonas; la presencia de heterogeneidades y

barreras discontinuas, con zonas de fallas y fracturas, hace que el CO₂ se mueva hacia arriba entre las barreras, creando un penacho extenso y sinuoso donde el CO₂ se desplaza y se disuelve en el agua de poro. En términos de riesgo, se han identificado cuatro formas de fuga de CO₂: difusión a través de la roca, fuga a través de los espacios porosos cuando se sobrepasa la presión capilar, fuga a través de fracturas, y fugas en pozos cuando se degradan o abandonan inapropiadamente. La disolución de CO₂ en la fase fluida, directamente en el acuífero salino del almacén (salmueras acuosas) o durante la fuga de CO₂ gaseoso a cortas o largas distancias (agua de poro, agua de mar, agua subterránea) produce fluidos ácidos ricos en CO₂. Estos fluidos pueden fugar de la misma manera que el CO₂ gaseoso (difusión vertical y horizontal a través de capas confinadas y sedimento, advección a través de fracturas y fallas). Tales fugas pueden disolver la roca y estarían en contacto con distintas capas de la formación, incluyendo sedimentos contaminados.

Se hace necesario, por tanto, evaluar las consecuencias de las fugas potenciales de CO₂ de zonas de almacenamiento geológico en la superficie del sedimento y en el fondo del mar. Los contaminantes pueden liberarse de los sedimentos en medios acidificados. La evaluación de la biodisponibilidad de estos contaminantes en el medio es importante para la salud y es crítico entender los riesgos ecológicos en los sistemas acuáticos. Así, la evaluación del modelo de riesgo a aplicar tiene que tener en cuenta la evaluación de los efectos de las concentraciones de CO₂, incluyendo como factores principales la salud, los receptores potenciales dentro del medio marino y la liberación de metales del agua de mar y sedimentos en un medio ácido. Para evaluar la contaminación marina procedente de sedimentos en contacto con fugas de CO₂, es necesaria la determinación cualitativa y cuantitativa de contaminantes, así como las características de movilidad bajo diferentes escenarios de acidificación.” (Payán Fraile, 2013. pp. 3-4).

II.2. Bases teóricas

Almacenamiento geológico de CO₂

Modesto Montoto San Miguel, (Montoto San Miguel, 2012) considera que es una actividad industrial más de las numerosas que realiza el hombre en el subsuelo y que, aceptando que se trata de uno de los mayores retos geotecnológicos, requiere, lógicamente, normativas específicas que regulen esta actividad. Bajo esas normativas deberá demostrarse la adecuación del terreno para la obra solicitada y la evaluación del comportamiento a largo plazo tanto del gas almacenado como del medio geológico almacén.

John Gale, (Gale, 2004); es de la opinión que el almacenamiento geológico de CO₂ en el contexto de la mitigación del cambio climático es una idea relativamente reciente, aunque la inyección de CO₂ en yacimientos de petróleo o gas para estimular la recuperación marginal de hidrocarburos se inició hacia los años 70 del siglo XX. Las tecnologías de recuperación forzada de petróleo (EOR, Enhanced Oil Recovery) no han tenido por objeto el almacenamiento de CO₂, sino más bien reducir la viscosidad del petróleo para aumentar la producción por bombeo, siendo el almacenamiento de CO₂ un aspecto secundario.

Causas del Cambio Climático

Javier Arjona García-Borreguero, (Arjona García-Borreguero, 2015), establece que el equilibrio energético del sistema climático está siendo alterado de manera significativa a partir de la segunda mitad del siglo XX como consecuencia del aumento de las concentraciones de gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera, además de otros factores como la variación tanto de la cubierta terrestre como de

la radiación solar. Las emisiones a nivel mundial de los GEI por efecto antrópico han aumentado en un 70% entre los años 1970 y 2004:

De entre los distintos gases de efecto invernadero, el importante es el dióxido de carbono (CO₂) cuyas emisiones han aumentado en torno a un 80% entre 1970 y 2004, constituyendo además el 76,7% del total de GEI enviados a la atmósfera.

De forma general las concentraciones de los principales GEI, como son además del CO₂, el metano (CH₄) y el óxido nitroso (NO₂), han aumentado por efecto antrópico de manera preocupante desde 1750, siendo en la actualidad muy superiores a los registrados en época preindustrial (determinados a partir de núcleos de hielo). Según los datos publicados por el IPCC en el 'Informe de Evaluación 2007', las concentraciones registradas de CO₂ (379 ppm) y CH₄ (1774 ppm) en el año 2005 superan ampliamente los rangos de valores de los últimos 650.000 años.

Las cantidades crecientes de concentración de CO₂ en la atmósfera se deben fundamentalmente a la utilización de combustibles de origen fósil en la generación de energía, y en una pequeña proporción al cambio de uso de la tierra en favor de la agricultura (transformación de selvas y bosques). El aumento de concentración de CH₄ se debe principalmente a la agricultura y a la utilización de combustibles de origen fósil, aunque desde los años 90 el crecimiento de metano en la atmósfera se ha estabilizado respecto a las emisiones totales de GEI. El NO₂ por su parte tiene en la agricultura la causa principal de su aumento de concentración.

Captación y Almacenamiento de CO₂ (CAC)

Metz Bert, Ogunlade Davidson, y otros (Metz et al., 2005) en el "Informe especial del IPCC - La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono" plantean la interrogante "¿Qué son la captación y el

almacenamiento de CO₂ y cómo podrían contribuir a la mitigación del cambio climático? Y la responden de manera extendida como sigue:

1. La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono (CO₂) (CAC) constituyen un proceso consistente en la separación del CO₂ emitido por la industria y fuentes relacionadas con la energía, su transporte a un lugar de almacenamiento y su aislamiento de la atmósfera a largo plazo. El presente informe considera la CAC como una de las opciones de la cartera de medidas de mitigación para la estabilización de las concentraciones atmosféricas de gases de efecto invernadero.

Otras opciones de mitigación comprenden la mejora de la eficiencia energética, la preferencia de combustibles que dependan menos intensivamente del carbono, la energía nuclear, las fuentes de energía renovables, el perfeccionamiento de los sumideros biológicos y la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero diferentes del CO₂. La CAC tiene la capacidad potencial de reducir los costos generales de la mitigación y aumentar la flexibilidad para lograr la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero. La aplicación generalizada de la CAC dependerá de la madurez tecnológica, los costos, el potencial global, la difusión y la transferencia de la tecnología a los países en desarrollo y su capacidad para aplicar la tecnología, los aspectos normativos, las cuestiones ambientales y la percepción pública (...)

2. El Tercer Informe de Evaluación (TIE) indica que ninguna opción tecnológica proporcionará por sí sola todas las reducciones de emisiones necesarias para lograr la estabilización, sino que se necesitará una cartera de medidas de mitigación. La mayor parte de los escenarios prevén que el suministro de energía primaria seguirá estando dominado por los combustibles fósiles hasta, al menos, mediados de siglo. Como se observa en el TIE, casi todos los modelos indican también que las opciones tecnológicas conocidas¹ podrían alcanzar un amplio margen de niveles de estabilización

atmosférica, pero que la puesta en marcha requeriría cambios socioeconómicos e institucionales. En este contexto, la inclusión de la CAC en la cartera de opciones podría facilitar la consecución de los objetivos de estabilización (...).

¿Cuáles son las características de la CAC?

3. La captación de CO₂ puede aplicarse a grandes fuentes puntuales. Entonces, el CO₂ sería comprimido y transportado para ser almacenado en formaciones geológicas, en el océano, en carbonatos minerales², o para ser utilizado en procesos industriales.

Las grandes fuentes puntuales de CO₂ comprenden a las instalaciones de combustibles fósiles o de energía de la biomasa de grandes dimensiones, principales industrias emisoras de CO₂, la producción de gas natural, las plantas de combustible sintético y las plantas de producción de hidrógeno alimentadas por combustibles fósiles (...). Los posibles métodos técnicos de almacenamiento son los siguientes: almacenamiento geológico (en formaciones geológicas, como los yacimientos de petróleo y gas, las capas de carbón inexplorables y las formaciones salinas profundas³), almacenamiento oceánico (liberación directa en la columna de agua oceánica o en el fondo oceánico) y la fijación industrial de CO₂ en carbonatos inorgánicos. En el presente informe también se examinan los usos industriales del CO₂, pero no se espera que ello contribuya demasiado a la reducción de las emisiones de CO₂ (...).”

El Secuestro Geológico de CO₂

Don José Carlos de Dios González, en su tesis doctoral (González, 2017) señala: El secuestro o almacenamiento geológico de CO₂ es la fase final de la cadena CAC, en la que el dióxido de carbono capturado mediante alguna de las técnicas descritas en el apartado 2.1 y transportado a través de un conducto, barco o camión hasta el

emplazamiento donde se ubicará la planta de almacenamiento, es recepcionado de acuerdo a unos parámetros de operación que permitan su inyección en una formación geológica profunda que asegure el entrapamiento permanente de este residuo.

Luego continúa: Como regla general un almacenamiento geológico de CO₂ deberá contar al menos con una formación almacén y una formación sello. La formación o formaciones almacén, también conocidas como reservorios, constituyen la parte del emplazamiento en la que se inyectará el dióxido de carbono y permanecerá atrapado de forma permanente. Este tipo de formaciones geológicas son de dos tipos: acuíferos salinos profundos y depósitos depletados de hidrocarburos. Las formaciones sello deben evitar las fugas del dióxido de carbono desde la formación almacén a través de posibles vías que pudieran ascender hasta la superficie. Estas formaciones deben cumplir con las condiciones de estanqueidad exigibles, tanto en lo referente a la morfología geológica como a sus propiedades petrofísicas, para ser verdaderas barreras que eviten posibles escapes de CO₂ procedentes del almacén.

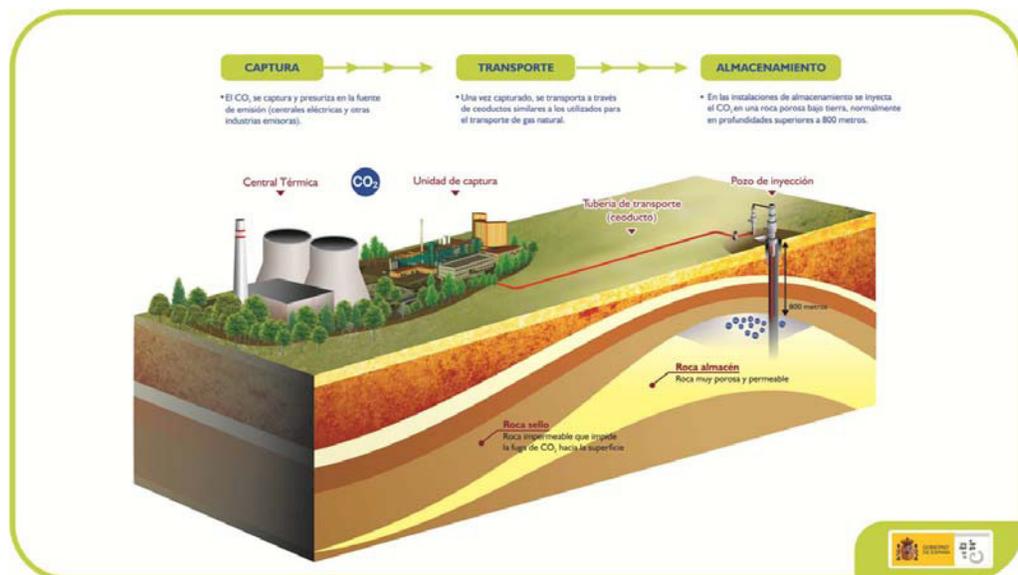


Figura 2.- Formaciones Almacén y Sello en un almacenamiento Geológico de CO₂. Cortesía de CIUDEN (González, 2017)

Formaciones geológicas potencialmente favorables

Ruiz, C.; Martínez, R., y otros, (Ruiz et al., 2006) establecen los rasgos de éstas: “Los tipos de formaciones geológicas potencialmente favorables para albergar CO₂ están siendo estudiados en el ámbito internacional, y en esta dinámica, su país debe participar como corresponde a todo país industrializado. Precisamente en este contexto internacional y como consecuencia de los compromisos adquiridos por España en el protocolo de Kioto, nace el proyecto “Almacenamiento geológico de CO₂” como subproyecto nº 5 del Proyecto Singular Estratégico “Procesos Avanzados de Generación, Captura y Almacenamiento de CO₂” del Plan Nacional de Investigación Científica, Desarrollo e Innovación Tecnológica (I+D+I 2004-2007), proyectos científico-tecnológicos singulares y de carácter estratégico. El objetivo principal de este proyecto es definir, en una escala nacional, aquellas formaciones, cuencas o estructuras geológicas con capacidad potencial de almacenar CO₂ de una forma permanente, durante el tiempo necesario para la estabilización de la atmósfera, 10³ y 10⁴ años. El proyecto se estructura en una serie de fases consecutivas que progresivamente van incrementando su escala de trabajo. Como fase inicial o previa a la identificación de formaciones favorables se deben establecer los criterios de selección de este tipo de formaciones, criterios que se intentan recoger en el presente informe.”

Almacenamiento Geológico Profundo (AGP)

La Dra. María Clemente Jul, y otros; (Clemente Jul et al., 2011), en las conclusiones de su artículo, detalla lo siguiente: El AGP de CO₂ representa una de las opciones existentes para reducir la concentración del CO₂ en la atmósfera y mitigar así el cambio climático asociado. Por ello se han depositado muchas expectativas en esta tecnología para solucionar la emisión excesiva de gases de efecto invernadero desde los grandes focos industriales.

La esperanza existente en la eficiencia de las tecnologías CAC para reducir la emisión de CO₂ se constata por el elevado número de proyectos que se están llevando a cabo en el mundo industrializado sobre estas tecnologías, algunos de los cuales se han resumido brevemente en el presente artículo. No obstante, aunque la cadena tecnológica CAC se encuentra en una fase incipiente de desarrollo y, por lo tanto, de aprendizaje y adquisición de experiencia, los objetivos económicos sitúan el coste de dichas tecnologías entorno a los 30-45 €/t secuestradas en el año 2030, representando la etapa de almacenamiento un 20% del coste total.

Desde el punto de vista geológico, en España, al contar con una importante cobertera sedimentaria estructurada por orogénias tectónicas, tales como la Hercínica y la Alpina, se dispone de numerosas formaciones y estructuras geológicas idóneas para almacenar CO₂. Estas formaciones sedimentarias pueden constituir la roca almacén para el CO₂ o el sello confinante de dicho almacén. Las primeras son geológicamente más antiguas (paleozoicas y mesozoicas), generalmente permeables y, por lo tanto, con alta inyectabilidad. Sin embargo, las segundas suelen ser geológicamente más recientes (mio-plio-cuaternarias) y generalmente más impermeables, consideradas en su conjunto.

El éxito de la implantación de estas tecnologías se conseguirá únicamente gracias al esfuerzo combinado de los agentes tecnológicos, encargados fundamentalmente de abaratar los costes y solventar los problemas técnicos; de los agentes políticos, quienes han de fomentar y facilitar la implantación de estas tecnologías; y de la sociedad en general, que debe de aceptar la fiabilidad y seguridad del almacenamiento geológico profundo del CO₂, como método de reducir las emisiones a la atmósfera de dicho gas y mitigar así el cambio climático y sus efectos perjudiciales para la humanidad.

II.3. Bases Legales de la investigación

En el Perú no existe normatividad aplicable a nuestra investigación, tratándose de una actividad que nadie ha ejecutado al parecer tampoco a ningún legislador ni a su entorno se ha propuesto pronunciarse sobre el tema. Pero reconociendo que nuestra herencia jurídica y los desarrollos legislativos actuales tienen una marcada influencia europea, particularmente española; se ha considerado conveniente hacer una revisión de las normas que regulan estas acciones en la Comunidad Europea y con mayor énfasis en España.

DIRECTIVA 2009/31/CE DEL PARLAMENTO EUROPEO Y DEL CONSEJO (23 de abril de 2009) - relativa al almacenamiento geológico de dióxido de carbono.

Esta directiva modifica la Directiva 85/337/CEE del Consejo, y las Directivas 2000/60/CE, 2001/80/CE, 2004/35/CE, 2006/12/CE, 2008/1/CE y el Reglamento (CE) No. 1013/2006 del Parlamento Europeo y del Consejo. En ella se establecen:

- a) un marco jurídico para el almacenamiento geológico, en condiciones seguras para el medio ambiente, de dióxido de carbono («CO₂») para contribuir a la lucha contra el cambio climático. Y
- b) se fija el objetivo del almacenamiento geológico de CO₂ en condiciones seguras para el medio ambiente es el confinamiento permanente de CO₂ de modo que se eviten y, cuando esto no sea posible, se eliminen tanto como sea posible los efectos negativos y cualquier riesgo para el medio ambiente y la salud humana.

LEY 40/2010 (29 de diciembre, de 2010) - Ley de almacenamiento geológico de dióxido de carbono. España.

Del propio texto de la ley obtenemos que en las disposiciones generales se establecen:

“Artículo 1: Objeto.

1. Esta ley establece el marco jurídico para el almacenamiento geológico de dióxido de carbono (CO₂), en condiciones seguras para el medio ambiente, con el fin de contribuir a la lucha contra el cambio climático.
2. El objetivo del almacenamiento geológico de CO₂ es su confinamiento permanente, en condiciones seguras para el medio ambiente, de manera que se eviten y, cuando no sea posible, se reduzcan al máximo, los efectos negativos o riesgos que pudiera tener dicho almacenamiento, sobre el medio ambiente y la salud humana.
3. Reglamentariamente se regularán las condiciones necesarias para el desarrollo de las redes auxiliares de transporte a las que se refiere el artículo 26 de esta ley y el de otras instalaciones de carácter auxiliar directamente vinculadas a lugares de almacenamiento y necesarias para llevar a cabo la actividad del almacenamiento geológico de CO₂

Artículo 2. Ámbito de aplicación y prohibiciones.

1. Esta ley se aplicará al almacenamiento geológico de CO₂ en estructuras subterráneas en España, incluyendo su mar territorial, su zona económica exclusiva y su plataforma continental. En los supuestos de almacenamiento geológico de CO₂ en el subsuelo marino deberá respetarse, asimismo, lo previsto en la legislación estatal y comunitaria y en los acuerdos internacionales suscritos por España para la protección del medio ambiente marino.
2. Esta ley no se aplicará al almacenamiento geológico de CO₂ realizado con fines de investigación, desarrollo o experimentación de nuevos productos y procesos siempre que la capacidad prevista

de almacenamiento sea inferior a 100 kilotoneladas. A través de un reglamento específico se determinarán las previsiones de esta ley aplicables a estos lugares de almacenamiento. En tanto no se apruebe dicho reglamento o, una vez aprobado, en lo no previsto en el mismo, al almacenamiento de CO₂ para investigación y desarrollo, le resultará de aplicación la Ley 22/1973, de 21 de julio, de Minas.

3. No se autorizará el almacenamiento de CO₂ en un lugar de almacenamiento que se extienda más allá de la zona contemplada en el apartado 1.
4. No se autorizará el almacenamiento de CO₂ en la columna de agua ni sobre el lecho marino.”

Este trabajo de investigación además se encuadra los convenios internacionales de los que el Perú es signatario, particularmente en el Acuerdo de París de 2015 conocido como la COP 21 y en la Ley N° 30754 que es la LEY MARCO SOBRE CAMBIO CLIMÁTICO, dada en Lima, 17/04/2018. En el Artículo 16. Medidas de mitigación al cambio climático, dice:

“El Estado, en sus tres niveles de gobierno, de manera articulada y participativa diseña e implementa programas, proyectos y actividades orientadas a la reducción de las emisiones de gases de efecto invernadero, la captura de carbono, y el incremento de sumideros, priorizando la protección, conservación y manejo sostenible de los bosques; la forestación y reforestación; el control del uso y cambio de uso de suelo; el transporte sostenible; la gestión de residuos sólidos; el control de las emisiones gaseosas y efluentes; el cambio progresivo de los modelos de consumo y de la matriz energética a energías renovables y limpias; y la eficiencia energética en los diversos sectores productivos y extractivos; entre otras”. (ONU, 2015)

II.4. Marco conceptual

Cambio Climático

“Importante variación estadística en el estado medio del clima o en su variabilidad, que persiste durante un período prolongado (normalmente decenios o incluso más). El cambio climático se puede deber a procesos naturales internos o a cambios del forzamiento externo, o bien a cambios persistentes antropogénicos en la composición de la atmósfera o en el uso de las tierras. Se debe tener en cuenta que la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (CMCC), en su Artículo 1, define ‘cambio climático’ como: ‘un cambio de clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera mundial y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante períodos de tiempo comparables’. La CMCC distingue entre ‘cambio climático’ atribuido a actividades humanas que alteran la composición atmosférica y ‘variabilidad climática’ atribuida a causas naturales.” («Glosario de términos», s. f.)

Efecto Invernadero, Gases de Efecto Invernadero GEI

En el informe sobre cambio climático – Impacto en la agricultura A. Bascopé (Bascopé J., 2013b) define El Efecto Invernadero como un fenómeno natural en el que la radiación de calor de la superficie de un planeta, en este caso la Tierra, es absorbida por los gases de la atmósfera y es reemitida en todas direcciones, lo que resulta en un

aumento de la temperatura superficial. Los gases más eficientes en absorber el calor se llaman gases de efecto invernadero o gases invernadero, entre los cuales destacan los siguientes:

- **“El Vapor de Agua (H₂O)**, el más abundante y funciona como un gas que actúa en retroalimentación con el clima, a mayor temperatura de la atmósfera, más vapor, más nubes y más precipitaciones.
- **Dióxido de carbono (CO₂)**, un componente menor, pero muy importante de la atmósfera. Se libera en procesos naturales como la respiración y en erupciones volcánicas y a través de actividades humanas como la deforestación, cambio en el uso de suelos y la quema de combustibles fósiles. Desde el inicio de la Revolución Industrial (aproximadamente 1760) la concentración de CO₂ ha aumentado en un 43% (para el 2013).
- **Metano (CH₄)**, es un gas hidrocarburo que tiene origen natural y resultado de actividades humanas, que incluyen la descomposición de rellenos sanitarios, la agricultura (en especial el cultivo de arroz), la digestión de rumiantes y el manejo de desechos de ganado y animales de producción. Es un gas más activo que el dióxido de carbono, aunque menos abundante.
- **Óxido Nitroso (N₂O)**, es gas invernadero muy poderoso que se produce principalmente a través del uso de fertilizantes comerciales y orgánicos, la quema de combustibles fósiles, la producción de ácido nítrico y la quema de biomasa.
- **Clorofluorocarbones (CFCs)**, son compuestos sintéticos de origen industrial que fueron utilizados en varias aplicaciones, ahora ampliamente regulados en su producción y liberación a la atmósfera para evitar la destrucción de la capa de ozono.” (Bascopé J., 2013a)

Captura y almacenamiento de CO₂ (CAC)

Para P. Villavicencio la CAC “constituye un proceso consistente en la separación de CO₂ emitido en la industria y fuentes relacionadas con la energía, su transporte a un lugar de almacenamiento y su aislamiento de la atmósfera a largo plazo”. La CAC es una estrategia de gestión de los residuos de CO₂ que no reduce su producción, sino que proporciona un depósito para que las emisiones de este gas no provoquen daños al medio ambiente.

... la CAC es un proceso por el que el CO₂ es separado de los otros gases de combustión producidos por las grandes instalaciones industriales y grandes centrales térmicas con el propósito de evitar que dichas emisiones lleguen a la atmósfera. Una vez que el CO₂ es capturado, éste es transportado hasta el lugar donde se producirá su almacenamiento geológico de forma condensada, mediante un proceso de inyección en formaciones rocosas subterráneas. En consecuencia, en todo proceso de CAC existen tres elementos principales: la captación (supone el aislamiento del CO₂ de otras sustancias gaseosas), el transporte (traslado del CO₂ captado hasta el lugar de su almacenamiento apropiado ubicado a cierta distancia de la fuente de CO₂) y el almacenamiento (inyección definitiva de CO₂ en formaciones geológicas subterráneas). Es importante señalar que para el almacenamiento del CO₂ es necesario encontrar formaciones y estructuras geológicas apropiadas ya que en su interior se introducirán millones de toneladas de CO₂ y su reacción puede variar según el tipo de depósito. Así, las estructuras geológicas más eficientes para el almacenamiento del CO₂ son aquellas que, además de ser formaciones rocosas porosas, han contenido petróleo y gas natural actualmente agotados, debido a que dichas formaciones han actuado como almacenes naturales y seguros de estos yacimientos durante muchos años. Igualmente se pueden

almacenar en depósitos de gas aún activos, en yacimientos de carbón o en acuíferos salinos profundos. Dichos lugares de almacenamiento pueden generalmente encontrarse a una profundidad aproximada de 800 metros, donde las presiones y temperatura suelen mantener al CO₂ en estado líquido.” (Villavicencio Calzadilla, 2012).

Tecnologías de Captura de CO₂

El doctor Domingo Martín García, en su tesis (García, 2019), refiere: La captura puede realizarse de forma indirecta o directa. La indirecta es la captura de CO₂ de la atmósfera, que incluye la reforestación, el empleo de cultivos energéticos y la potenciación de la absorción biológica del CO₂ en el mar entre otras posibilidades.

En la forma directa la separación del CO₂ tiene lugar en los lugares donde se generan. Actualmente existen tres métodos básicos para la captura en función del momento exacto en que se realiza la separación; estos son la post-combustión, la pre-combustión y la oxicomcombustión.

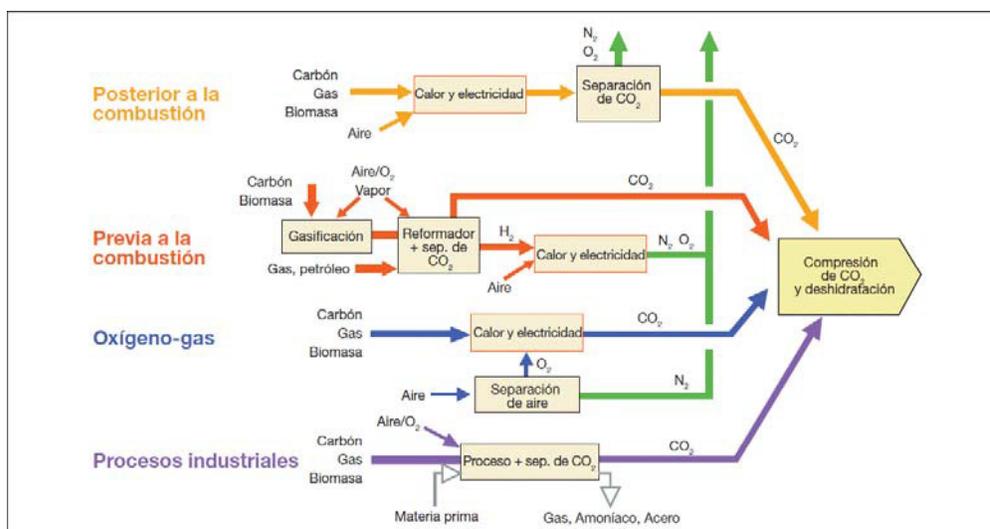


Figura 3.- Visión general de los procesos y los sistemas de captación de CO₂ (García, 2019)

Luego continúa (García, 2019): Los sistemas de post-combustión se separan el CO₂ que se encuentra diluido en el resto de componentes de un gas de combustión (SO_x, NO_x, cenizas, etc.) lo cual hace que sea un proceso complejo. Para conseguir la separación existen varias posibilidades tales como el uso de zeolitas o carbones activos, la separación criogénica (por enfriamiento y condensación), uso de membranas (de separación de gases por diferencia de presión o de absorción de gases con una corriente líquida, normalmente aminas) o separación del CO₂ con CaO por medio de la reacción de carbonatación/descarbonatación.

Los sistemas de pre-combustión procesan el combustible primario antes de la combustión en sí misma para obtener CO₂. Si el combustible es sólido se somete a un proceso de gasificación para obtener gas de síntesis (CO + H₂ principalmente). Si el combustible es gaseoso, se realiza directamente el reformado del combustible fósil para producir el gas de síntesis.

Los sistemas de oxicomustión o combustión sin nitrógeno utilizan oxígeno en lugar de aire para la combustión compuesto principalmente por vapor de agua y CO₂. Esto da origen a un gas de salida con altas concentraciones de CO₂ (superior al 90%) fácilmente separable del vapor de agua mediante enfriamiento y compresión del gas.

La captura de CO₂ posterior a la combustión es el método más utilizado para capturar el CO₂ de los procesos industriales. Este método está muy extendido en Estados Unidos y Europa, donde se utiliza para reducir las emisiones de las centrales eléctricas y otras industrias. La captura de CO₂ previa a la combustión consiste en capturar el CO₂ antes de quemar el combustible. Este método se utiliza a menudo en las centrales eléctricas de carbón y es más eficaz que la captura posterior a la combustión. Se

utiliza mucho en Estados Unidos y Europa, así como en China, India y Japón. La captura de CO₂ mediante oxígeno-gas consiste en separar el CO₂ de otros gases en los gases de combustión ricos en oxígeno producidos por la combustión. Este método se utiliza en las centrales eléctricas de gas natural y es más eficiente energéticamente que la captura posterior a la combustión. Su uso está muy extendido en Estados Unidos, Europa, Japón y China. Por último, los procesos industriales como la producción de cemento, la producción de acero y la producción petroquímica utilizan a menudo métodos industriales de captura de CO₂. Estos métodos implican la captura de CO₂ directamente de los procesos industriales, como la quema de combustible o la producción de hidrógeno. Estos métodos se utilizan en Estados Unidos, Europa, China, India y Japón.

El costo de convertir una planta de energía a base de carbón en una que capture CO₂ antes de que se libere a la atmósfera puede variar significativamente según el tamaño de la planta y la tecnología utilizada. En general, el costo de modernizar una planta de energía a carbón para capturar y almacenar CO₂ puede oscilar entre US\$ 1 mil millones y US\$ 2 mil millones; mientras que el costo de modernizar una planta de cemento para capturar y almacenar CO₂ puede oscilar entre US\$ 50 millones y US\$ 100 millones; finalmente el costo de modernizar una refinería de petróleo para capturar y almacenar CO₂ puede oscilar entre US\$ 100 millones y US\$ 200 millones.

Transporte de CO₂

Una vez que se ha separado y acondicionado, el CO₂ debe ser transportado hacia su lugar de almacenamiento (Turrado Fernández, 2019). Para ello se pueden utilizar varias alternativas como gaseoductos, buques, camiones o vagones cisterna. La elección de uno u otro tipo de transporte dependerá de la cantidad de CO₂ a transportar, la distancia entre el lugar de producción y el

de almacenamiento, y las características de la corriente de CO₂ producida en el proceso de captura. En la mayoría de los casos es más favorable el transporte por gasoductos por ser la tecnología menos costosa y más madura, ya que se lleva utilizando desde los años 1970 en Estados Unidos y Canadá para el transporte de CO₂ con el fin de utilizarlo en la recuperación mejorada de petróleo (EOR del inglés Enhanced Oil Recovery). Existen en la actualidad más de 6000 km de gaseoductos en operación. Para poder transportar el CO₂ mediante gaseoductos es necesario comprimirlo a su estado supercrítico, evitándose así regímenes de flujo de dos fases y facilitando y abaratando su transporte al aumentar la densidad del CO₂. El transporte de CO₂ mediante buques, camiones o vagones cisterna requiere que este se encuentre en forma de líquido criogénico. El transporte de CO₂ por barco puede ser económico en el caso de distancias muy largas (>1500 km) pero hay que tener en cuenta la necesidad de disponer de instalaciones de almacenamiento intermedio, así como de infraestructura para la carga y descarga de CO₂ que permitan ligar la producción continua de CO₂ con el transporte discontinuo de CO₂ por barco. Por otra parte, tiene la ventaja de ser más flexible a las fluctuaciones en la producción de CO₂ que los gaseoductos. En cuanto al transporte mediante camiones o vagones cisterna, este solo puede ser rentable a pequeña escala y para aplicaciones muy concretas.

Una de las opciones más factibles es el empleo de gasoductos, que son ya una realidad para el transporte de CO₂ destinado a la recuperación mejorada de petróleo (EOR en inglés, Enhanced Oil Recovery) en Estados Unidos y Canadá desde los años 70 (Diego de Paz, 2014). El transporte mediante gasoductos requiere una etapa de compresión previa del CO₂ hasta alcanzar condiciones supercríticas (31.1°C y 74 bar) o un estado de fase densa (licuado) con el objetivo de reducir su volumen. El transporte de CO₂ supercrítico es más eficiente, ya que en estas condiciones el CO₂

tiene la viscosidad de un gas y la densidad de un líquido, con lo que resulta idóneo para su transporte a largas distancias. Sin embargo, en muchas ocasiones es difícil garantizar temperaturas superiores a la crítica a lo largo de todos los tramos del gasoducto, por lo que se opta por el transporte de CO₂ en fase densa. De este modo, se mantienen parte de las ventajas del estado supercrítico mientras que es posible operar con presiones entre 85 y 210 bar y una gran variedad de temperaturas. Se requieren además estaciones de recompresión en puntos intermedios que permiten mantener las altas presiones, especialmente cuando se trata de largas distancias. Cabe destacar que Estados Unidos cuenta con una red de gasoductos de 5800 km (IEA 2012b) que transportan entre 48 y 58 MtCO₂ anuales.

Pese a que el CO₂ transportado es en su mayoría de origen natural y tiene, por tanto, características distintas al antropogénico, esta experiencia es altamente beneficiosa para el rápido desarrollo de una gran red de transporte de CO₂ para las tecnologías CAC.

En lo que se refiere al transporte mediante barco, éste es más rentable económicamente en largas distancias. Este modo de transporte requiere estaciones de almacenamiento intermedias y se adapta con mayor facilidad que los gasoductos a las fluctuaciones en la generación de CO₂. Además, es posible emplear el conocimiento adquirido en el transporte marítimo de gas natural licuado y gases licuados derivados del petróleo y adaptarlo a las características específicas del CO₂, lo que favorece su rápido desarrollo como opción para el transporte en las tecnologías CAC.

Como ya se ha mencionado anteriormente, es necesario llevar a cabo un acondicionamiento previo de la corriente gaseosa para alcanzar las características requeridas para el transporte y posterior almacenamiento del CO₂. El CO₂ antropogénico generado durante los procesos de captura tiene generalmente menor pureza que el CO₂ de origen natural y, además de agua, la corriente gaseosa

puede contener N₂, CH₄, CO, O₂, H₂S, SO_x, NO_x e H₂, así como otros compuestos empleados durante el proceso de captura, deshidratación y control de la corrosión (Boot-Handford et al. 2014). La presencia de estas impurezas afecta a las propiedades físicas y de transporte del CO₂, y también puede generar problemas de operación relacionados con la seguridad (H₂S) y la corrosión (H₂O y O₂). Por tanto, el CO₂ a transportar debe cumplir unas especificaciones concretas que minimicen estos efectos. De hecho, se estima que para el transporte en tubería los compuestos no condensables deben reducirse por debajo del 4%, aunque se aceptan contenidos de hasta el 10% para distancias cortas. El agua, por su parte, debe condensarse previamente hasta alcanzar una concentración muy baja que evite problemas de corrosión y de formación de hidratos y hielo. Además, en el transporte de CO₂ se deben tener en cuenta aspectos relacionados con la seguridad. Esto es especialmente importante en el transporte mediante gasoductos que atraviesan zonas altamente pobladas, en los que se debe prestar una especial atención a la posible existencia de fugas y sobrepresiones (Diego de Paz, 2014).

Formación almacén del CO₂

S. Bachú y sus colegas (Bachu et al., 1994) consideran que “la litología de la formación alojante varía en función de la opción de almacenamiento que se contemple. Esto implica diferencias significativas de comportamiento del CO₂, en cuanto a la forma de retención y a los procesos geoquímicos de interacción que pudieran producirse entre el CO₂ y la roca almacén.

En el caso del almacenamiento en formaciones permeables profundas, cuando se inyecta el CO₂ en la formación geológica, parte de él será atrapado como un fluido supercrítico (atrapamiento estructural o estratigráfico). En este estado el CO₂ puede

considerarse como libre y se elevará debido a su capacidad de flotación en el agua, acumulándose debajo de la roca de sello. Otra parte del CO₂ puede disolverse en el agua intersticial (atrapamiento por disolución). La disolución aumenta la acidez del agua y afecta a la solubilidad de los minerales que componen la roca. Posteriormente, el CO₂ puede reaccionar con los minerales dando lugar a la precipitación de minerales secundarios, principalmente carbonatos. Este proceso se denomina atrapamiento mineral y es de gran interés porque puede inmovilizar el CO₂ y prevenir su retorno a la atmósfera (Xu et al., 2000). Distintos autores se han referido al atrapamiento mineral como un secuestro permanente de CO₂, debido a la habilidad de muchas fases carbonatadas para permanecer estables durante importantes periodos geológicos de tiempo.”

Atlas Nacionales de Captura y Almacenamiento Geológico de CO₂

Los atlas, (Paredes-Ángeles, 2020) son colecciones de mapas temáticos específicos, estáticos y por lo tanto quedan fijados en un documento, que puede ser alguna variante de reporte final. Los SIG son dinámicos y requieren constante actualización o al menos su mantenimiento en sitios web especializados que requieren conocimientos y asignación de presupuesto determinados (ver Tabla 1).

Tabla 1.- Cuadro comparativo de Atlas Nacionales de Captura y Almacenamiento Geológico de CO₂.

País	Título del trabajo	Principales características
Australia (Queensland)	An assessment of Queensland's CO ₂ geological storage prospectivity — the Queensland CO ₂ Geological Storage Atlas (Bradshaw <i>et al.</i> , 2011)	Ejecutor: CO ₂ Geological Storage Solutions (CGSS) Idioma: inglés Ediciones: 01, Año: 2011 Tópicos desarrollados: - Cuencas de alto potencial (mapas) - Cuencas de bajo potencial e inadecuadas (Mapas)
Brasil	Atlas Brasileiro de Captura e Armazenamento Geológico de CO ₂ (Medina-Ketzer <i>et al.</i> , 2016)	Ejecutor: Centro de Excelência em Pesquisa e Inovação em Petróleo, Recursos Minerais e Armazenamento de Carbono (CEPAC) [Petrobras y Pontificia Universidad Católica de Rio Grande do Sul (PUCRS)] Idioma: Portugués e inglés Ediciones: 01, Año: 2016 Tópicos desarrollados: - Aspectos generales (marco general) - Situación de Brasil (Evaluación fuentes, captura, transporte y almacenamiento) - Potencial en el Brasil (Mapas)
Estados Unidos (y parte de Canadá)	Carbon Storage Atlas (5th Edition) (DOE & NETL, 2015)	Ejecutor: Department of Energy's (DOE) National Energy Technology Laboratory (NETL) Idioma: inglés Ediciones: 05, Última Año: 2015 Tópicos desarrollados: - Aspectos generales (marco general, teoría del almacenamiento, fuentes) - Atlas (mapas) - Proyectos de gran escala (Ejemplos descriptivos) - Proyectos de pequeña escala (Ejemplos descriptivos) - Resumen de las metodologías aplicadas
México	Atlas de Almacenamiento Geológico de CO ₂ México (Beltrán <i>et al.</i> , 2012)	Ejecutor: Secretaría de Energía (SENER) Comisión Federal de Electricidad (CFE) Idioma: Castellano Ediciones: 01, Año: 2012 Tópicos desarrollados: - Aspectos generales (marco general) - Emisiones de CO ₂ en México - Almacenamiento geológico (Marco teórico) - Capacidades de almacenamiento geológico de CO ₂ en México (Incluye Mapas)
Noruega	CO ₂ atlas for the Norwegian Continental Shelf (Norwegian Petroleum Directorate, 2014)	Ejecutor: Norwegian Petroleum Directorate Idioma: inglés Ediciones: Parciales, Año: 2011-2013 / Total, Año: 2014 Tópicos desarrollados: - Aspectos generales (marco general, teoría del almacenamiento, fuentes) - Metodología - Descripción Geológica - Opciones de Almacenamiento - Atlas del mar del Norte - Atlas del mar de Noruega - Atlas del mar de Barents - Resumen de la capacidad de almacenamiento

Estimación de la capacidad de almacenamiento de los reservorios geológicos

Según J. Paredes-Ángeles (Paredes-Ángeles, 2020) Los métodos disponibles para estimar volúmenes subsuperficiales se aplican amplia y rutinariamente en las estimaciones relacionadas con la eliminación de hidrocarburos, aguas subterráneas, almacenamiento subterráneo de gas natural y control de inyecciones subterráneas (Goodman et al., 2011). Normalmente se utilizan dos enfoques diferentes para estimar los volúmenes de inyección en el subsuelo; se definen como métodos estáticos y dinámicos (Calhoun, 1982). Los métodos estáticos utilizados para estimar el potencial de almacenamiento de CO₂ se basan en modelos volumétricos y en modelos basados en la compresibilidad (Bachu et al., 2007); (Burruss et al., 2009); ((Bert) van der Meer & Yavuz, 2009). Los métodos volumétricos se aplican generalmente cuando se asume que la formación está abierta y que los fluidos de formación son desplazados de la formación o manejados vía producción. Si se demuestra que el sistema está cerrado, los volumétricos del sistema de almacenamiento seguirían calculándose, pero la estimación del recurso se basaría en la cantidad de ese espacio que podría comprimirse debido a la inyección de CO₂. Normalmente, no se pueden realizar simulaciones dinámicas significativas antes de que se recojan datos específicos del campo de interés, tales como tasas de inyección medidas en campo y/o pruebas de pozos. La metodología US-DOE utiliza el enfoque volumétrico para estimar el potencial de recursos de almacenamiento de CO₂ en yacimientos de petróleo y gas, formaciones salinas y mantos de carbón no minables, es la que será usada para este fin.

La metodología US-DOE se basa en métodos volumétricos para estimar volúmenes subsuperficiales, distribuciones de fluidos in situ y procesos de desplazamiento de fluidos (Calhoun, 1982).

Esta metodología es usada para evaluaciones de alto nivel de posibles yacimientos de almacenamiento de CO₂ en Estados Unidos y Canadá; pero se ha convertido más o menos en estándar de facto en la comunidad académica internacional. Como ya se mencionó está basada en estimar el volumen de poros físicamente accesible. No incluye ninguna consideración de restricciones reguladoras o económicas, y es utilizado para políticas gubernamentales y decisiones comerciales de amplio alcance relacionadas con la energía.

Las estimaciones de recursos de almacenamiento de CO₂, son fundamentalmente estimaciones del volumen de poro disponible de una formación dada que es accesible para CO₂ inyectado a través de pozos perforados y completados, partiendo de la hipótesis de que los fluidos in situ serán desplazados por el CO₂ inyectado a una distancia de la misma formación o formaciones vecinas o gestionados por medio de la producción, el tratamiento y la eliminación.

Las estimaciones del volumen de almacenamiento subterráneo dependen de las propiedades geológicas (área, espesor y porosidad de las formaciones) y la eficiencia del almacenamiento (la fracción del volumen de poro accesible que ocupará el CO₂ inyectado).

La estimación en masa de recursos de almacenamiento de CO₂ en yacimientos de petróleo y gas se obtiene de la siguiente ecuación:

$$G_{CO_2} = Ah_n \Phi_e (1 - S_{wi}) B_{p_{CO_2}} \rho_{CO_2} E_{oil/gas} \quad (1)$$

Donde A es el área que define el yacimiento de petróleo o gas que se está evaluando para el almacenamiento de CO₂, h_n es la altura

de la columna de petróleo y gas en el depósito, Φ_e es la porosidad efectiva media en volumen definida por el espesor de la red, S_{wi} es la saturación media inicial de agua dentro del área total (A) y espesor neto (h_n), B es el factor de volumen de formación de fluido; ρ_{CO_2std} es la densidad estándar de CO_2 evaluada a presión y temperatura estándar y $E_{oil/gas}$ es el factor de eficiencia de almacenamiento de CO_2 ; el factor B, convierte el volumen estándar de aceite o gas en volumen subsuperficial (a presión y temperatura del depósito), por ejemplo, el volumen del tanque de almacenamiento de petróleo por volumen del yacimiento de petróleo, mientras que el factor de eficiencia de almacenamiento $E_{oil/gas}$ es el volumen de CO_2 almacenado en un depósito de petróleo o gas por unidad de volumen de petróleo o gas original (OOIP u OGIP - Original Oil In Place u Original Gas In Place).

La estimación en masa de recursos de almacenamiento de CO_2 en un acuífero salino profundo:

$$G_{CO_2} = A_t h_g \Phi_{tot} \rho E_{saline} \quad (2)$$

Donde A_t es el área geográfica que deslinda la cuenca o región evaluada para el almacenamiento de CO_2 , h_g es el espesor bruto de las formaciones salinas para las que se evalúa el almacenamiento de CO_2 en la cuenca o región de origen por A, Φ_{tot} es la porosidad total en el volumen definido por el espesor neto, ρ es la densidad de CO_2 evaluada a presión y temperatura que representa las condiciones de almacenamiento previstas para una unidad geológica específica promediada sobre h_g y A_t y E_{saline} es el factor de eficiencia del almacenamiento de CO_2 que retiene una fracción del volumen total de los poros que está lleno de CO_2 .

La estimación en masa de recursos de almacenamiento de CO_2 de los mantos de carbón no minable.

$$G_{CO_2} = Ah_g C_{s,max} \rho_{CO_2std} E_{coal} \quad (3)$$

Donde A es el área geográfica que delimita la cuenca o región carbonífera para el cálculo del almacenamiento de CO₂, h_g es el espesor bruto de los mantos de carbón para las que se evalúa el almacenamiento de CO₂ dentro de la cuenca o región determinada por A, C_{s,max} es el volumen estándar máximo adsorbido de CO₂ por unidad de volumen de carbón *in situ*; asume condiciones de carbón saturado de CO₂ al 100%; si está libre de ceniza seca, se debe realizar la conversión, ρ_{CO₂std} es la densidad estándar de CO₂, y E_{coal} es el factor de eficiencia de almacenamiento de CO₂ que refleja una fracción del volumen total de carbón a granel que es contactado por el CO₂.

III. METODOLOGÍA

III.1. Tipo y diseño de investigación

III.1.1. Tipo: Aplicada

Según la clasificación de Sánchez y Reyes (Sánchez Carlessi & Reyes Meza, 2015), la investigación aplicada es la que describe, explica la influencia o relación entre las variables de investigación en la realidad concreta del universo.

Para M. Bunge, (Bunge, 2007)., la investigación aplicada en vez de centrarse en consideraciones generales emplea los saberes de las ciencias fundamentales con miras a resolver hechos concretos, aunque no desarrolle investigación técnica.

En nuestro caso al final de los estudios obtendremos un producto entregable, como informe con mapas y planos y una base datos detallada.

III.1.2. Nivel: Evaluativo

De acuerdo con J. Hurtado (Hurtado de Barrera, 2010), “la investigación evaluativa, permite evaluar los resultados de uno o más programas, los cuales hayan sido, o estén siendo aplicados dentro de un contexto determinado, los resultados que intenta obtener se orientan a la solución de un problema concreto en un contexto social o institucional determinado. En el mismo orden de ideas Weiss (Weiss et al., 2008) señala que la intención de la investigación evaluativa es medir los efectos de un programa por comparación con las metas que se propuso lograr, a fin de tomar decisiones subsiguientes acerca de dicho programa o proyecto, para mejorar la ejecución futura.”

Daremos juicios de valor sobre las dos variables que se establecen en el título de nuestra investigación.

III.1.3. Diseño de la investigación: No experimental

No se manipulará ninguna de las variables.

III.2. Unidad de análisis

La unidad de análisis en nuestra investigación será la Formación Geológica, se entiende por Formación geológica: a una unidad litoestratigráfica fundamental, es decir un cuerpo de rocas identificado por sus características litológicas y su posición estratigráfica.

III.3. Población de estudio

La población de estudio en nuestra investigación son las formaciones geológicas de las regiones que tienen o potencialmente tienen hidrocarburos, gas natural, o rocas sedimentarias porosas que alojan salmueras, o carbones y rocas volcánicas de textura vesicular.

III.4. Tamaño de muestra

La muestra estará conformada por los pozos exploratorios de las cuencas sedimentarias subandinas:

Tabla 2.- Pozos exploratorios en las cuencas subandinas

Cuenca	No. de pozos
Marañón	115

Ucayali	59
Santiago	7
Huallaga	1
Madre de Dios	6
Total	188

III.5. Selección de muestra

La selección de la muestra es no probabilística, es aleatoria y está condicionada a los pozos ejecutados con fines exploratorios de hidrocarburos y/o gases.

III.6. Técnicas de recolección de datos

Para realizar nuestro proyecto usaremos:

Técnicas:	Instrumentos:
Recolección de datos	Hoja de análisis
Juicio de expertos	Hoja de datos
Especializadas	

III.7. Análisis e interpretación de la información

Se efectuará con las herramientas de software estadísticos (p.e. Stata, SPSS) que sean más pertinentes al diseño de los experimentos, y el software específico para las estimaciones del potencial de almacenamiento desarrollado por organismos especializados como el United States Department of Energy (US-DOE), Carbon Sequestration Leadership Forum (CSLForum), por ejemplo.

IV.PROBLEMÁTICA DEL MODELAMIENTO DEL SECUESTRO DE CO2. CASO DE ACUÍFEROS SALINOS PROFUNDOS

IV.1. Contexto situacional

Como ya se estableció, el mayor potencial de almacenamiento de CO₂ en el Perú está en las formaciones acuíferas salinas profundas, considerando que las otras opciones de almacenamiento como los depósitos de hidrocarburos agotados, el EOR, mantos de carbón no explotables, basaltos y evaporitas a pesar de ser posibles no son significativas, salvo el EOR de los campos petrolíferos maduros.

Pensamos que es importante revisar los aspectos más característicos del modelamiento y la simulación del secuestro de CO₂ en acuíferos salinos profundos, porque si bien es cierto en este proyecto de investigación iremos en la dirección de solo estimar el potencial de almacenamiento de los principales potenciales almacenes geológicos para el secuestro de CO₂ en el Perú, es también importante hacer una exploración sobre cómo ocurren los diferentes mecanismos de atrapamiento de CO₂ en éstos los más importantes almacenes potenciales, lo que eventualmente llevaría a que se tomen la mejores estrategias de inyección del CO₂ en su momento.

Cuando hablamos del secuestro geológico del CO₂, hacemos referencia a la práctica de inyectar el gas capturado en actividades industriales dentro de formaciones geológicas profundas con el propósito de su captura permanente, la motivación detrás de este concepto es limitar la liberación y acumulación de CO₂ en la atmósfera, hecho que se ha establecido como el principal causante antropogénico del calentamiento global (Masson-Delmotte et al., 2019).

El secuestro geológico de CO₂ en los acuíferos salinos profundos ocurre como consecuencia de cuatro mecanismos diferentes: en fase supercrítica bajo los mecanismos hidrodinámico o estructural, en fase gaseosa bajo el mecanismo residual, en fase líquida disuelta en el mecanismo de disolución

y en fase sólida en el mecanismo de mineralización (ver Figura 4). (Metz & Intergovernmental Panel on Climate Change, 2005).

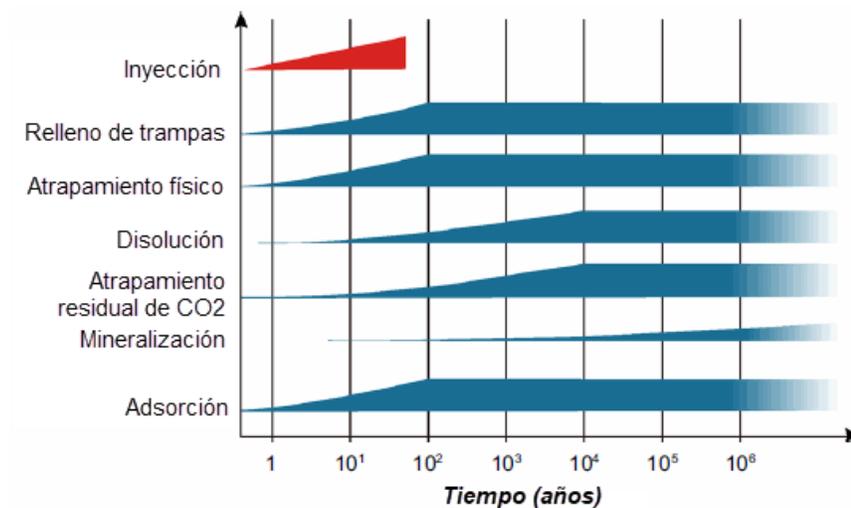


Figura 4.- Marco temporal de los mecanismos de captura modificado de (Metz & Intergovernmental Panel on Climate Change, 2005)

La importancia de cada mecanismo para el almacenamiento de CO₂ evoluciona con el tiempo, ya que el CO₂ atrapado por un mecanismo de secuestro puede pasar a ser atrapado por otro mecanismo, (por ejemplo, el gas móvil que es atrapado estructuralmente puede disolverse más tarde en el agua de la formación) y por lo tanto su contribución al atrapamiento del CO₂ puede variar en el tiempo (ver Figura 5) (Metz & Intergovernmental Panel on Climate Change, 2005).

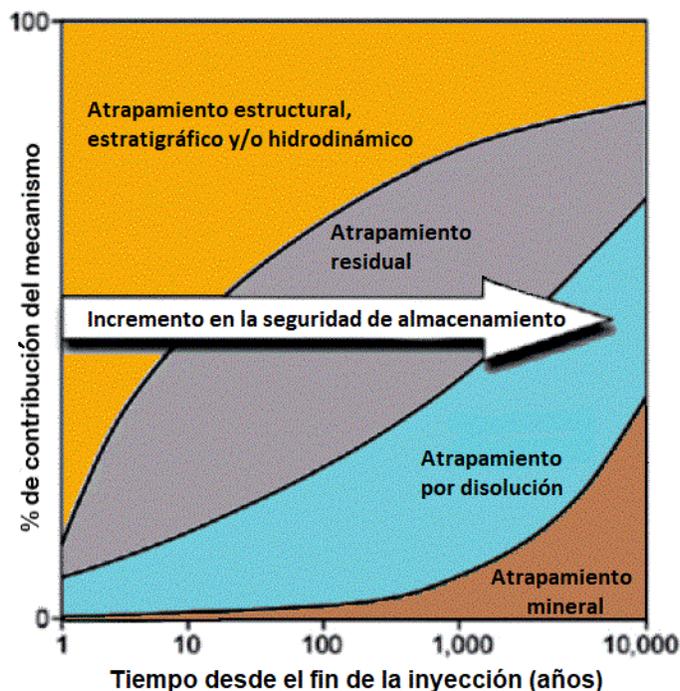


Figura 5.- Evolución de la importancia de los mecanismos de atrapamiento en acuíferos salinos (Modificado de (Metz & Intergovernmental Panel on Climate Change, 2005)).

En el caso del tema de estudio, el secuestro geológico de CO₂, existen dos serias limitaciones, primero, las reales posibilidades de hacer pruebas de inyección del gas en los diferentes potenciales reservorios y particularmente en los acuíferos salinos profundos y segundo, el tiempo. Esta última característica es muy difícil de manejar y particularmente compleja al tratar de simularla. Debido a que reproducir las condiciones geológicas naturales en el laboratorio y/o en los modelos, es prácticamente imposible por las particularidades que presentan de manera general asumimos que nuestros modelos y simulaciones son bastante limitados.

Se acude a la simulación en diferentes ramas de la investigación académica, particularmente cuando no es posible obtener datos de campo. En geología frecuentemente se recurre al modelamiento y simulación de los procesos geológicos como una herramienta científica y existe una larga experiencia en la formulación, desarrollo e implementación de modelos y simuladores, al

mismo tiempo somos conscientes que el modelo y los resultados de las simulaciones son solo aproximaciones a esa realidad que tratamos de reproducir; que dependen de muchos factores que están relacionados con el conocimiento que existe de esa realidad (la física planteada en ecuaciones conservativas dinámicas) que está siendo simulada y modelada, cuanto mejor se haya entendido el fenómeno la aproximación será mayor (Paredes-Ángeles, 2019); por lo tanto la construcción de modelos y la realización de simulaciones debe llevarse a cabo considerando que:

- Un modelo **siempre** es una simplificación de la realidad.
- Se debe incorporar al modelo suficiente detalle para que:
 - El resultado satisfaga las necesidades
 - Sea consistente con las observaciones de campo y datos recogidos
- Los modelos 2D, 3D, y/o multidimensionales, son interpretaciones físicas del problema, no son la "verdad".
- La geología es heterogénea y no lineal: si las matemáticas entran en conflicto con la geología, sospeche de las matemáticas. Esto debido a que la comprensión del fenómeno o proceso geológico es incompleta y no se ha podido traducir en ecuaciones matemáticas adecuadas, por lo tanto quedan componentes importantes sin considerar que van a influir en los resultados y estos contradicen la geología.
- "Todos los modelos están equivocados, algunos son útiles" (Paredes-Ángeles, 2019). En el sentido de que al crear e interpretar un modelo geológico, no se trata de hacerlo "correcto", se trata de generar una representación apta para el propósito establecido, que respete los datos y que sea útil para quien lo emplea.
- Los modelos sirven para responder a cuestiones sobre la realidad que no serían accesibles mediante la experimentación directa (Paredes-Ángeles, 2019).

En el estudio del almacenamiento geológico del CO₂ en formaciones acuíferas profundas se estila elaborar modelos analíticos y modelos numéricos, la elección de uno de ellos depende de los objetivos a los que quieran llegar, la naturaleza del problema a resolver y los datos disponibles.

Un estudio de comparación de códigos de simuladores de almacenamiento geológico de CO₂ (Pruess, Karsten et al., 2002) mostró que, en términos generales, que los códigos de modelado disponibles entonces para la simulación de procesos relacionados con petróleo y gas natural eran capaces de simular satisfactoriamente muchos procesos asociados al almacenamiento de CO₂. Luego de casi 20 años se han desarrollado códigos de modelado específicos para secuestro de CO₂ y estos consideran aspectos concretos de las experiencias de campo desarrolladas a lo largo de este período.

Partimos de que el modelamiento del secuestro de CO₂ es un proceso multifásico de componentes múltiples con dos fases fluidas (salmuera y CO₂), sales disueltas y minerales que conforman la roca, por ello el número de componentes modelados puede variar en función de que problema se quiera resolver. Las ecuaciones fundamentales que se emplean en el modelamiento del almacenamiento geológico de CO₂ son básicamente las mismas ecuaciones que describen el flujo del agua, gas y petróleo en medios porosos, es decir las ecuaciones de conservación de masa, momento y energía, en algunos casos se añaden ecuaciones que predicen efectos geomecánicos y reacciones geoquímicas (Ajayi & Gupta, 2019) y también algunas complejidades de la porosidad/permeabilidad (ver Figura 6).

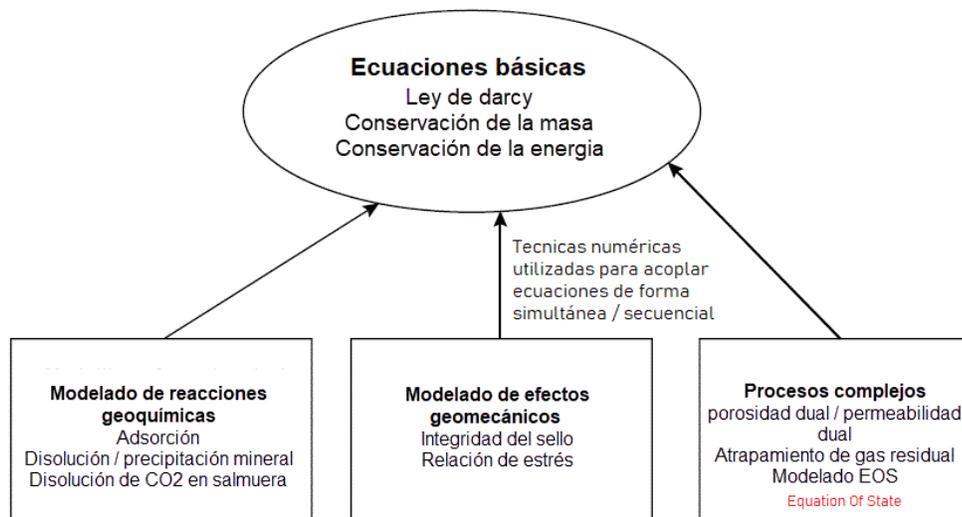


Figura 6.- Flujo de trabajo en el modelamiento del secuestro de CO₂, modificado de (Ajayi & Gupta, 2019)

Es comprensible que debido a la naturaleza compleja del secuestro geológico de CO₂ y los plazos extensos en que debe permanecer almacenado en la corteza terrestre el único modo de entender cómo van a comportarse los diferentes participantes antes de que inicie la inyección es mediante el modelamiento y las simulaciones predictivas.

En los últimos 15-20 años se han desarrollado múltiples simuladores para modelar el almacenamiento en acuíferos y su mayor diferencia está en los métodos numéricos, la técnica de discretización utilizada, la inclusión o no de ciertas propiedades físicas y cómo acoplan las propiedades físicas. Al mismo tiempo se han realizado estudios de referencia para comprender las posibilidades de los diferentes programas informáticos utilizados para el almacenamiento de dióxido de carbono. Pruess y su equipo (Pruess, Karsten et al., 2002), Law y su equipo (S. Law et al., 2004) y Class y su equipo (Class et al., 2009) realizaron comparaciones críticas usando diferentes simuladores para resolver los problemas referidos al secuestro geológico de CO₂ en acuíferos salinos profundos, obteniendo que los resultados de la simulación de cualquier problema de almacenamiento están en relación del simulador utilizado y que son muy dependientes de los métodos numéricos

utilizados y de la física de los procesos implementados. Por ello consideramos que la elección del simulador que vaya a utilizarse debe hacerse considerando los procesos físicos en los que se centre la atención de los investigadores para obtener los mejores resultados.

Existe una lista muy extensa de simuladores para el modelamiento del almacenamiento geológico de CO₂, específicos y adaptados; pero los más importantes por su acercamiento y enfoque en los problemas relacionados son los que se consignan en la Tabla 3:

Tabla 3.- Los más importantes simuladores para el modelamiento del almacenamiento de CO2

N°	Simulador	Nombres extendidos	Breve Descripción	Desarrolladores	Website	Licencias académicas	Literatura pertinente
1	CO2—PENS	CO2 — Predicting Engineered Natural Systems	Modelado a nivel de sistema del destino a largo plazo del CO2 en los sitios de secuestro	Laboratorio Nacional de Los Álamos (LANL)	No disponible. Referencia bibliografica: https://www.lanl.gov/discover/science-briefs/2017/March/carbon-sequestration.php	No hay información	Pawar et al. (2006) and Stauier et al. (2006)
2	ECLIPSE	ECLIPSE	Flujo multifásico no isotérmico en medios porosos	Schlumberger	https://www.software.slb.com/products/eclipse	No	Juanes et al. (2006), Martens et al. (2012) and Sifuentes et al. (2009)
3	GEM-GHG	Generalized Equation of State Model—Greenhouse Gases	Flujo multifásico no isotérmico en medios porosos	Grupo de Modelización Informática (Canadá)	https://www.cmgl.ca/gem	No	Kumar et al. (2005) and Nghiem et al. (2009)
4	GWB	The Geochemist's Workbench	Reacciones químicas, vías, cinética	Universidad de Illinois	https://www.gwb.com/	No / Hay una versión gratuita	Bethke and Yeakel (2009) and Lu et al. (2011)
5	MODFLOW	MODFLOW	Resolución de la ecuación de flujo de aguas	El Servicio Geológico de los Estados Unidos (USGS)	https://www.usgs.gov/software/modflow-6-usgs-modular-hydrologic-model	No	Nicot et al. (2009)

			subterráneas para simular el flujo a través de los acuíferos				
6	OGS: [Hace pareja con GEM, BRNS, PHREEQC, ChemApp, Rockflow]	OpenGeoSys	Simulación de THMC de medios porosos y fracturados // Es también reemplazo de ROCKFLOW	Centro Helmholtz de Investigación Ambiental (UFZ)	https://www.opengeosys.org/	No / Código abierto.	Graupner et al. (2011) and Li et al. (2014)
7	STOMP	Subsurface Transport over Multiphase Processes	Flujo multifásico no isotérmico en medios porosos, junto con transporte reactivo.	Laboratorio Nacional del Noroeste del Pacífico	https://www.pnnl.gov/projects/stomp	Si / US\$ 1,000.00	Bonneville et al. (2013) and White et al. (2012)
8	TOUGH/TOUGH 2	Transport of Unsaturated Groundwater and Heat	Flujo multifase no isotérmico en medios no fracturados y fracturados	Laboratorio Nacional Lawrence Berkeley	https://tough.lbl.gov/	Si	Pruess et al. (2002) and Pruess and Spycher (2007)

IV.2. ELEMENTOS QUE CONSIDERAR EN LA FORMULACION DE UN MODELO PARA LA SIMULACION

El modelo, debe ser diseñado para vincular muchos procesos diferentes (por ejemplo, inyección de CO₂ en el subsuelo, variación de la pluma en el tiempo en función de la permeabilidad, disolución del CO₂ en la salmuera, acidificación de la solución, disolución de los minerales de la roca de caja - silicatos y liberación de iones de calcio y magnesio- variaciones de presión y temperatura), requeridos en el análisis del almacenamiento a largo plazo de CO₂ en rocas porosas.

Diferentes organizaciones de estándares y patrones mundiales tienen valores propuestos también diferentes para normar lo que son sus especificaciones de unidades y medidas, a continuación se hace un breve listado de las entidades que tienen alguna relación con el modelamiento que está siendo discutido:

Tabla 4.- Condiciones de referencia estándar

Publicación o entidad de referencia	Uso	Temperatura		Presión	
		°C	K	Pa	atm
IUPAC ^a	Química y Gases	0	273.15	100000	0.986923
ISO 13443 ^b	Gas natural	15	288.15	101325	1.000000
SI ^c	Petróleo	15	288.15	100000	0.986923

^a International Union of Pure and Applied Chemistry: De uso generalizado por los investigadores

^b ISO: International Organization for Standardization. Suiza. 1996.

^c Sistema Internacional: De uso obligatorio de la Sociedad de Ingenieros de Petróleo

La decisión de usar determinadas condiciones estándar o en su defecto las condiciones críticas del CO₂ las tomará el equipo que haga el modelamiento. En función de la recepción del material en la cabeza del pozo o de lo que sea considerado más apropiado para el modelo. La tecnología existente permite manejar y controlar esas condiciones; pudiéndose hacer las inyecciones en fase acuosa o supercrítica.

Los experimentos de laboratorio en diferentes condiciones de medición muestran que la disolución en salmuera del CO₂ aumenta la densidad de la solución acuosa, tanto a presiones y temperaturas constantes como con incrementos lineales de presiones y temperaturas. Por lo tanto, las condiciones de temperatura y presión de las formaciones geológicas tienen una fuerte influencia en la densidad de la solución de salmuera y en la eficiencia del almacenamiento de CO₂ (Zhang et al., 2013), lo que resulta en la obtención de salmueras densas saturadas de CO₂ que tienden a ir al fondo del acuífero, dando como resultado una captura más segura.

Para elaborar un modelo de simulación del secuestro geológico de CO₂ en formaciones acuíferas salinas profundas debe tenerse en cuenta mínimamente los siguientes elementos:

IV.2.1.1. DE TIPO FÍSICO:

En la cabeza del pozo:

Estado agregativo del CO₂

Presión de inyección

Temperatura de inyección

Del reservorio:

Profundidad de la formación acuífera salina (Elevación del tope/techo) (ver Figura 7).

Profundidad hasta el fondo del pozo – donde inyectar

En el tope/techo del acuífero

En el fondo/piso del acuífero

Dimensiones de la porción de la formación geológica para el modelamiento

Largo

Ancho

Espesor

Máxima presión de inyección segura

IV.2.1.2. DE TIPO GEOLOGICO (GEOQUIMICO):

Potencia o espesor de la formación

Composición mineralógica del reservorio

Presencia de arcillas y otros minerales dentro de la formación

Reacciones entre la salmuera y el CO₂ disuelto

Permeabilidad

La relación mínima y máxima de permeabilidades vertical vs horizontal

Las condiciones límite del sistema

Abierto o semicerrado o cerrado

Pozos de alivio de presión

IV.2.1.3. DE TIPO INGENIERIL

Diámetro interno del tubo de inyección

Tasa de inyección (Mt/Año)

Número de pozos de inyección

Distribución de los pozos de inyección // malla de distribución

Pozo(s) solo vertical(es) ver Figura 7; (solo horizontal(es)).

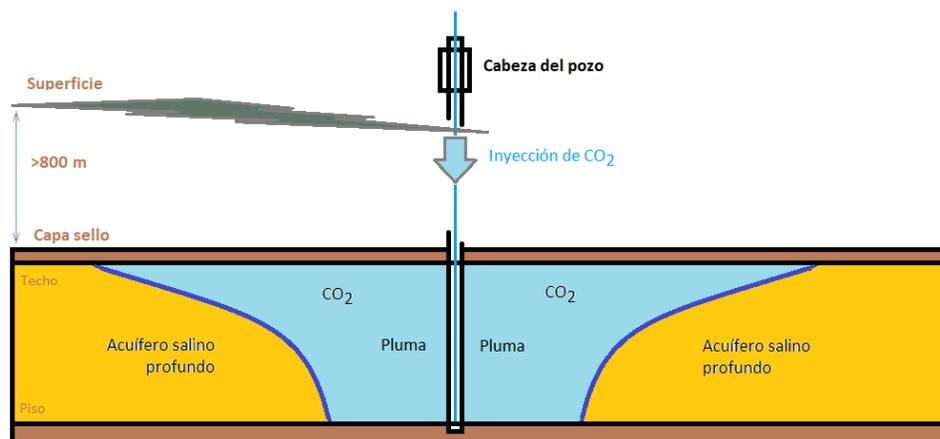


Figura 7.- Esquema básico de un pozo vertical de Inyección de CO₂

IV.3. CONSIDERANDOS PARA UNA SIMULACIÓN ESPECÍFICA EN LA CUENCA DEL MARAÑÓN

Una simulación útil, debe partir de datos de campo reales de forma tal que sus resultados permitan evaluar el real potencial del reservorio en los

parámetros que son necesarios establecer. Para esta simulación se requiere:

- a. estimar el real potencial de almacenamiento de CO₂ y la migración a largo plazo;
- b. medir el efecto del CO₂ sobre la densidad de salmuera y sus implicaciones para el almacenamiento de CO₂ en la fase supercrítica y/o acuosa en función de la geología, temperatura, presión y salinidad del acuífero; y
- c. determinar las posibles reacciones geoquímicas; para estimar la capacidad de mineralización en función de la cantidad y distribución de los minerales en el acuífero.

En el simulador que se utilice los modelos de solubilidad del CO₂, densidad de salmuera y viscosidad de la salmuera deben ser calibrados con datos experimentales en función de la salinidad, la temperatura y la presión. Las simulaciones se harán para períodos de entre 1000 y hasta 100 000 años ya que es necesario estimar la posibilidad de almacenar CO₂ en forma de solución, gas residual y también en forma mineral.

Modelo deberá desarrollarse para la Fm. Areniscas Pozo de la cuenca Marañón en una porción que mide 10 km de ancho por 10 km de largo y 65 m de espesor; que tiene como sello las Lutitas Pozo que conforman un paquete de más de 100 m de espesor.

Esta propuesta considera una formación acuífera salina subhorizontal (con una inclinación de 0° en todas las direcciones) homogénea. Totalmente saturada por agua. Con una salinidad del agua de 4.45% del peso. La permeabilidad vertical (kv) es de 27.78 mD y la porosidad es del orden de 20%. El modelo está inicialmente en equilibrio estático, con una presión inicial del acuífero de 17.539 MPa a la profundidad de 1800 m desde la boca del pozo. Se asumen condiciones isotérmicas de 57.78 °C (OXY, 1984).

El inyector se ubicará en el centro del bloque de modelamiento al fondo (piso) de la formación Areniscas Pozo, se inyectará CO₂ puro en estado

supercrítico durante 50 años. La tasa de inyección es de $1.46 \times 10^4 \text{m}^3$ por día (más o menos 10Kt al año). Los siguientes años la fuerza motriz del sistema será proporcionada por las diferencias de densidad.

Considerando los requerimientos del estudio, a continuación se listan los Elementos del Modelo para la Fm. Areniscas Pozo de la cuenca Marañón (Ver Tabla 5).

Tabla 5. Elementos del Modelo para la fm. Areniscas Pozo / Cuenca del Marañón

Característica	Valor	Unidad
Cuadrícula (grilla)	20 X 20 X 5	m
Longitud	10	km
Ancho	10	km
Espesor (potencia)	65	m
Ángulo de buzamiento	0	°
Permeabilidad vertical	27.78	mD
Porosidad	20	%.
Profundidad del techo de la estructura	1800	m
Presión inicial (en el punto de referencia 1800 m)	17.539	MPa
Temperatura inicial	57.78	°C
Saturación inicial de agua	99.8	%

Saturación residual de agua	0,105	%
Permeabilidad relativa del punto final del agua	0,595	
Saturación de gas residual	0,05	
Permeabilidad relativa del punto final del gas	1,0	
Salinidad de la salmuera	4.45	% en peso
Velocidad de inyección	1,46 X 10 ⁴ (0,514)	m ³ día-1 (MMscf/d)
Celda de punto de inyección	Celda (20, 20, 5)	m

En el Punto crítico se termina el equilibrio líquido-gas y ambas fases se vuelven indistinguibles. En esta región crítica, la densidad del gas que se ha formado y la densidad del líquido restante es la misma, es decir, tenemos el fluido supercrítico. Sus propiedades están entre las del gas y las del líquido, de ahí sus ventajas de aplicación. Entonces un fluido supercrítico es una sustancia que se encuentra por encima de su temperatura crítica (T_c) y de su presión crítica (P_c). Como se estableció antes para el CO₂ esas condiciones de presión y temperaturas existen en el interior de la corteza terrestre a profundidades de más de 830 m. (Ver Figura 9).

Tabla 6.- Propiedades de los componentes fluidos del modelo

Propiedades / Componentes	H2O	CO2
Peso molecular (g mole ⁻¹)	18,02	44,01
Densidad másica a 18,014 MPa y 107°C (kg m ⁻³)	0.9528 X 10 ³	2.16 X 10 ³
Presión crítica (Pc - MPa)	22,05	7,38
Temperatura crítica (Tc -°C)	374,15	31,1

V. PROPUESTA DE ATLAS DE ALMACENAMIENTO DE CO₂ – PERÚ

V.1. INTRODUCCIÓN

El objetivo fundamental del presente trabajo es completar el Atlas de Almacenamiento Geológico de CO₂ en el Perú. El propósito de este Atlas es establecer el potencial de almacenamiento geológico de dióxido de carbono del Perú, mostrando información actualizada de la ubicación de fuentes estacionarias de CO₂ y las ubicaciones y el potencial de almacenamiento de los principales sitios de secuestro geológico de CO₂. El presente Atlas proporciona información esencial sobre los sitios potenciales antes de una evaluación en la fase de exploración. Las estimaciones de recursos de almacenamiento prospectivos se elaboran aplicando la mejor de las metodologías probadas disponibles en cada caso.

Como ya se estableció, la evaluación del potencial de almacenamiento de CO₂ en el Perú se efectúa principalmente en los depósitos de petróleo y gas en operación y en las formaciones acuíferas salinas profundas, considerando que las otras opciones de almacenamiento como los depósitos de hidrocarburos agotados, la recuperación mejorada de petróleo (EOR), mantos de carbón no explotables, basaltos y evaporitas a pesar de ser posibles no son significativas y/o los datos para su estudio son aún muy escasos o inexistentes y generarlos autónomamente es imposible por los costos y tiempos involucrados.

Lo que sigue es la implementación de ese propósito dentro del marco del estado del arte actual que hemos venido formulando en los capítulos anteriores.

V.2. Secuestro geológico del carbono

La captura y almacenamiento o secuestro del dióxido de carbono es el proceso de captación y retención del CO₂ evitando que se acumule en la atmósfera. Desde la academia se está investigando una serie de variantes para la captura y almacenamiento o secuestro de CO₂, entre ellas el secuestro geológico del dióxido carbono. El secuestro o almacenamiento geológico se define como la colocación de CO₂ en una formación geológica subterránea de tal manera que permanezca almacenado permanentemente ((U.S. DOE, 2010); (CO2CRC, 2012)).

En el mundo se están estudiando varios tipos de formaciones geológicas para el secuestro o almacenamiento del dióxido de carbono; cada uno de ellos tiene sus particularidades especiales:

- 1) depósitos de petróleo y gas;
- 2) salmueras o formaciones salinas profundas;
- 3) mantos de carbón no explotable;
- 4) esquistos ricos en orgánicos;
- 5) formaciones de basalto; y más recientemente
- 6) formaciones de esquistos fracturados agotados por hidrocarburos;
- 7) otras opciones incluyen evaporitas, pizarras bituminosas y cavidades subterráneas (Figura 8).

El proceso de secuestro geológico de dióxido de carbono incluye el monitoreo, la verificación, el registro y la evaluación de riesgos en el sitio de almacenamiento. Estas actividades de los diferentes entes encargados de la reducción de gases de efecto invernadero en el mundo se centran en el desarrollo y la implementación de tecnologías que pueden proporcionar un registro preciso del CO₂ almacenado y un alto nivel de confianza en que el CO₂ se mantendrá permanentemente almacenado.

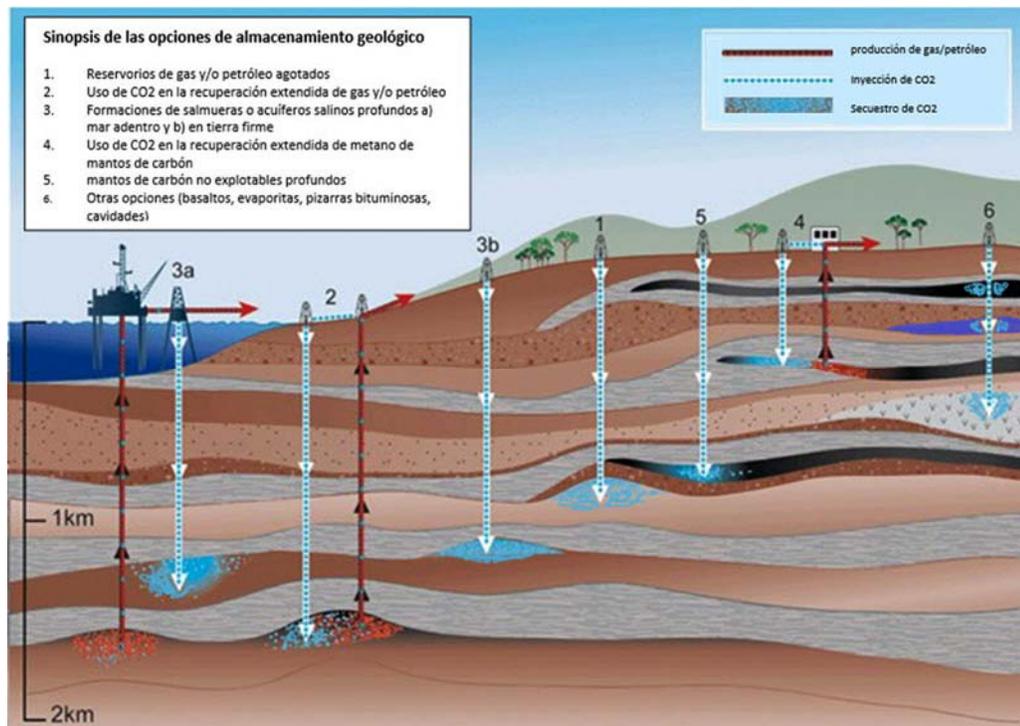


Figura 8.- Sinopsis de las Opciones de Secuestro Geológico de CO₂ (modificado de (IPCC, 2005)).

Relacionado con el gradiente geotérmico y con la profundidad, el CO₂ inyectado alcanza el estado supercrítico comportándose como un fluido denso (a presiones mayores que 7,38 MPa y temperaturas mayores que 31,1°C) (Figura 9). En esta condición, el CO₂ adquiere una densidad similar a la del líquido, entre 600 y 800 kg/m³, hecho por el que ocupa un menor volumen de poro, lo que permite un almacenamiento más eficiente (Figura 10). Si queremos asegurar el almacenamiento en estado supercrítico, la profundidad mínima establecida para un reservorio es de cerca de 800 m, en la que se dan estas condiciones.

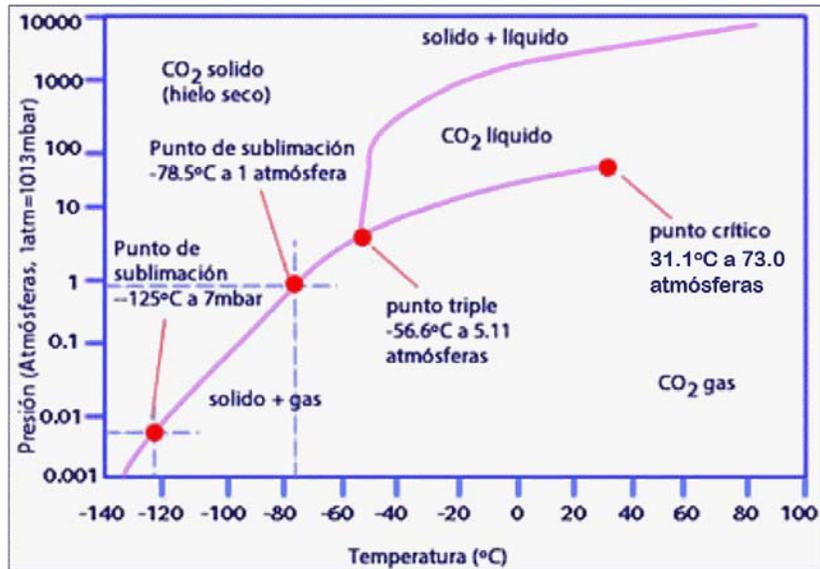


Figura 9.- Diagrama de fases de CO₂. (modificado de (ChemicalLogic Corporation, 1999)).

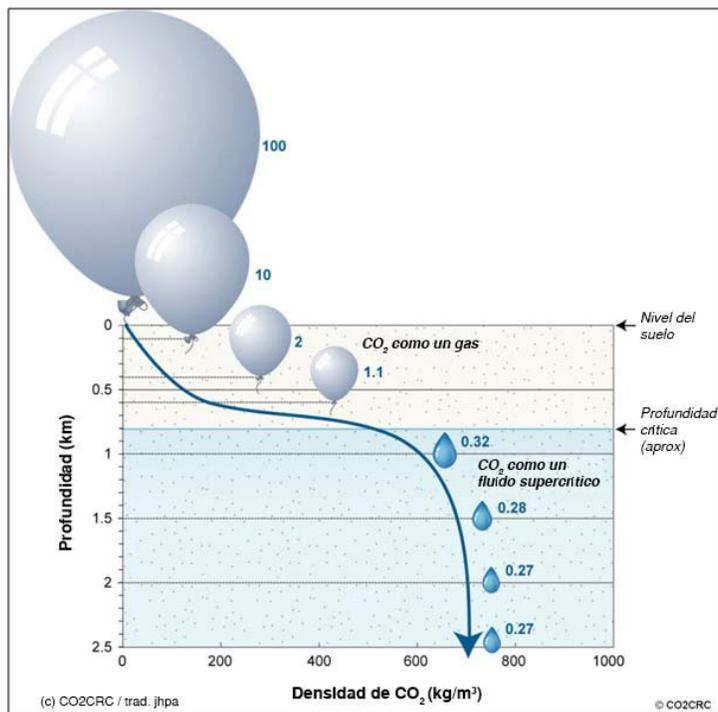


Figura 10.- Diagrama de cambio de volumen por profundidad y temperatura modificado de (CO₂CRC, 2012)

Cada una de las opciones de almacenamiento geológico tiene sus peculiaridades y rasgos distintivos que es necesario identificar y desarrollar.

Los mecanismos de retención y/o captura son tanto físicos (trampa estructural o estratigráfica), hidrodinámicos (residual y adsorción), como químicos (atrapamiento por dilución o formación mineral) (Leung et al., 2014), resumidos en la Tabla 7.

Tabla 7.- Tipos y mecanismos de retención y/o captura del CO₂ (modificado de (Leung et al., 2014)).

Mecanismo de retención y/o de captura	Fase de captura de CO₂	Descripción del mecanismo
Hidrodinámica; captura de movilidad	Fase supercrítica	El CO ₂ no disuelto queda atrapado por la presión que ejerce el agua de la formación y el sello.
Captura estructural o estratigráfica	Fase supercrítica	El CO ₂ inyectado, se inmoviliza en trampas estructurales o estratigráficas, como el petróleo o gas natural.
Residual; captura capilar	Fase supercrítica	El CO ₂ se eleva a través de la roca saturada de agua y desplaza el agua del espacio poroso por acción de las fuerzas capilares; todo el volumen de la roca retiene una saturación residual de CO ₂ .
Solubilidad; captura por disolución	Fase líquida disuelta	El CO ₂ se disuelve en el agua de salmuera de formación; es

		un muy importante mecanismo de captura.
Mineral, mineralización; o captura química	Fase sólida de reacción	El CO ₂ disuelto reacciona con Ca, Fe o Mg para formar carbonatos precipitados; no está sujeto a fugas.
Adsorción, captura por adsorción	Fase gaseosa/ supercrítica	El CO ₂ queda adherido a las paredes internas de los poros del carbón

- **2.2. Criterios de selección de los emplazamientos**

Considerando que los almacenes geológicos por su naturaleza son variados, en general rocas sedimentarias clásticas, mantos de carbón, rocas magmáticas básicas vesiculares, los criterios de selección también son variados.

Estos criterios incluyen los siguientes, pero no se limitan a: (1) condiciones de presión y temperatura; (2) aislamiento de aguas subterráneas potables poco profundas, otros estratos, suelos y atmósfera; y (3) presión de entrada de la capa sello (Bachu, 2008).

Los principales indicadores geológicos para establecer la idoneidad del sitio de almacenamiento para rocas sedimentarias clásticas son la porosidad y la permeabilidad, que disminuyen con el aumento de la profundidad.

Basado en este indicador en la Tabla 8 se evidencia que, la región óptima para el secuestro/almacenamiento geológico de CO₂ está entre los 800 y 2500 m de profundidad.

Tabla 8.- Indicadores geológicos clave para establecer la idoneidad del sitio de almacenamiento (modificado de (Chadwick & British Geological Survey, 2008))

Propiedades del reservorio	Indicadores positivos	Indicadores de cautela
Profundidad	>800 m, <2500 m	<800 m, >2500 m
Espesor del reservorio	>50 m	<20 m
Porosidad	>20%	<10%
Salinidad	>100 gL ⁻¹	<30 gL ⁻¹
Capacidad	Capacidad efectiva estimada mucho mayor que el monto total de CO ₂ a ser inyectado	Capacidad efectiva estimada similar al monto total de CO ₂ a ser inyectado
Propiedades del sello	Indicadores positivos	Indicadores de cautela
Continuidad lateral	Estratigráficamente uniforme, con pequeñas o sin fallas	Variaciones laterales, fallas medianas o grandes
Espesor / potencia	>100 m	<20 m

• **2.3. Caracterización de sitios para almacenamiento geológico**

Este es un proceso semejante a los métodos que se emplean en la industria petrolera para madurar un proyecto, a través de una secuencia progresiva de clases de recursos y subclases de estado de desarrollo hasta que madure y comience a producir hidrocarburos. Un sistema de clasificación

geológica de secuestro o almacenamiento de CO₂ se considera debería seguir los mismos procesos desarrollados por el negocio petrolero en una progresión ascendente basada en análisis realizados para reducir el riesgo de desarrollo del proyecto (Tabla 9). El marco propuesto por el Departamento de Energía de los Estados Unidos (U.S. Department of Energy's DOE) contiene tres fases distintas de evaluación (fase de exploración, fase de caracterización del sitio y fase de implementación) que corresponden a cada clase de recurso y se subdividen en subclases de proyecto.

Tabla 9.- Comparación de la clasificación de la industria petrolera (Society of Petroleum Engineers, 2018) con la propuesta de clasificación de secuestro geológico de CO₂ (Frailey & Finley, 2009)

Industria petrolera	Almacenamiento geológico de CO ₂	
Reservas	Implementación	Capacidad
En producción		Inyección activa
Aprobado para desarrollo		Aprobado para el desarrollo
Justificados para desarrollo		Justificados para el desarrollo
Recursos Contingentes	Caracterización del Sitio	Recursos De Almacenamiento Contingentes
Pendiente de desarrollo		Desarrollo pendiente
Desarrollo sin aclarar o en espera		Desarrollo sin aclarar o en espera
Desarrollo No Viable		Desarrollo No Viable
Recursos prospectivos	Exploración	Recursos de almacenamiento prospectivos
Prospecto Exploratorio		Sitio(s) calificado(s)
Área de oportunidad exploratoria		Áreas seleccionadas
Concepto exploratorio		Sub-Regiones tamizadas

Exploración	Recursos de almacenamiento prospectivos	
	Subclase de proyecto	Proceso de evaluación
	Sitio(s) calificado(s)	Caracterización inicial
	Áreas seleccionadas	Selección del sitio
	Sub-Regiones tamizadas	Evaluación del sitio

La información para el secuestro geológico de dióxido de carbono en nuestra propuesta de atlas se desarrolla para proporcionar una visión general de alto nivel de almacenamiento geológico de CO₂ en el territorio peruano. Las extensiones superficiales de las formaciones geológicas y las estimaciones de recursos de almacenamiento de CO₂ que se presenten deben ser considerados solamente como una evaluación inicial del potencial de almacenamiento geológico. El atlas en construcción proporcionará información básica sobre un sitio potencial antes de una evaluación de la fase de exploración, por lo tanto, debe tomarse como una primera aproximación. La maduración del sitio (Figura 11), corresponderá a futuros trabajos que se ejecuten progresivamente durante la exploración.

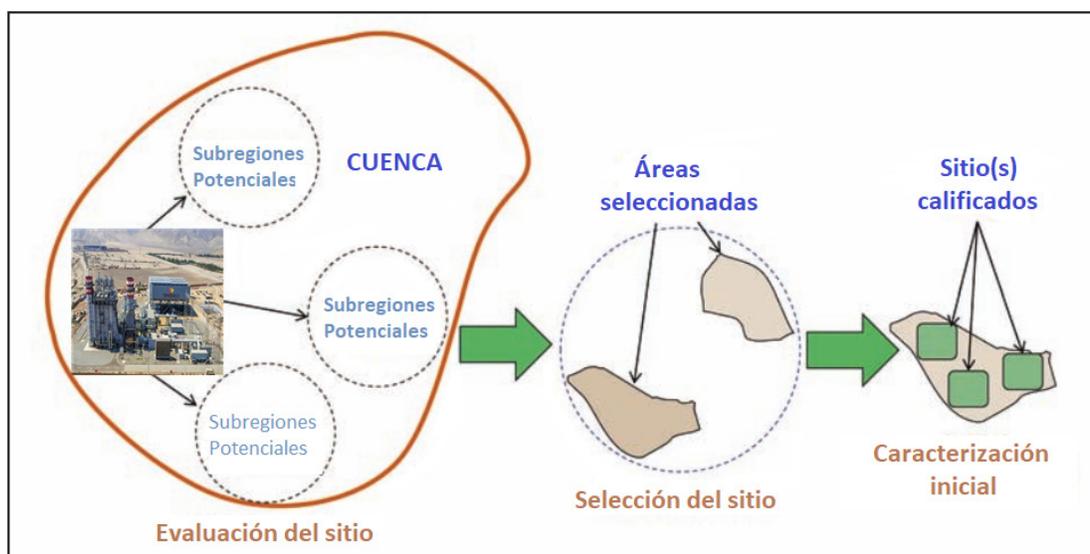


Figura 11.- Representación gráfica de la maduración del sitio del proyecto a través de las diferentes fases de exploración

- 2.3.1. Principales cuencas sedimentarias en el Perú

Se han establecido 18 cuencas sedimentarias con posibilidades de exploración por hidrocarburos y de potencial almacenamiento de CO₂, ocho de ellas están en o parcialmente costa-afuera (lo que se conoce como

offshore) las demás se emplazan en la parte continental (Mapa 3.- Cuencas sedimentarias).

La importancia para los fines de estimación de los potenciales almacenes geológicos es muy grande, ya que en estas cuencas se sitúan los más importantes depósitos de hidrocarburos (petróleo, gas), así como también las formaciones que alojan aguas salinas.

En las cuencas del norte Tumbes-Progreso y Talara, desde inicios del siglo veinte se ha tenido producción comercial de hidrocarburos, en especial en la Cuenca Talara que ha sido fuertemente trabajada y que ha sumado una extracción de aproximadamente de 1,500 millones de barriles de crudo.

Las demás cuencas sedimentarias emplazadas en el zócalo continental aún no han sido exploradas cabalmente, algunas con levantamientos sísmicos y se han perforado pocos pozos. En las Cuencas, que se emplazan en el lado Este de los Andes y en la Región Amazónica, se hicieron hallazgos significativos de petróleo y gas. Las Cuencas de Talara en el Norte, en la Cuenca Marañón en la selva peruana, a diciembre 2016, tienen una producción acumulada de 2,577 millones de barriles de petróleo.

En la parte Sur de la Selva peruana, en la década de los años 1980, se hallaron los depósitos de gas de Camisea, con reservas probadas de aproximadamente 8,1 trillones de pies cúbicos y 567 millones de barriles de líquidos. Desde que entró en operaciones sumado a lo que salió de Talara se ha producido 7,374 billones de pies cúbicos de gas (Yesquen León, 2017).

V.3. SOBRE LOS DATOS

Probablemente el mayor reto en la elaboración del Atlas de Almacenamiento Geológico de CO₂ en el Perú, haya sido la obtención de los datos, pues a pesar de ser de dominio público no están ni en los formatos apropiados ni en

modos accesibles a cualquier usuario y cómo se nos comunicara verbalmente en su momento iba a ser necesario siempre el tratamiento especializado para su consecución.

Ministerios, organizaciones estatales y empresas estatales de derecho privado; gremios empresariales y empresas privadas publican periódicamente informes, reportes, memorias en las que consignan datos que pueden ser de utilidad a diferentes usuarios, pero en sus formatos y en la lógica y dinámica de sus propios fines y obligaciones, por lo tanto correspondió también hacer una detallada y exhaustiva búsqueda de los datos que fueron apareciendo como necesarios para la construcción del presente Atlas.

La ubicación y características descriptivas de las fuentes estacionarias de CO₂ se realizó recopilando y comparando datos de diversos orígenes como el Ministerio de Energía y Minas, Ministerio del Ambiente, OSINERGMIN, repositorios de algunas universidades (Universidad del Pacífico, Universidad ESAN, Universidad Nacional San Agustín, etc.) y de aplicaciones específicas como Google Maps, Google Earth Plus y Apple Maps, en sus versiones más recientes, de los que se puede recuperar datos geoespaciales.

El Atlas de almacenamiento de CO₂ que estamos proponiendo se elabora fundamentalmente a partir de los datos de la perforación de exploración petrolera desarrollada en el Perú en las últimas 6 décadas aunque hay algunos pocos pozos anteriores, inclusive del año 1936, hasta los más recientes del año 2018. Esta información fue proporcionada formalmente por PerúPetro, primero el personal de la Gerencia Técnica y de Recursos de Información, mediante un correo electrónico del 28/10/2019 comunica el permiso y proporciona el acceso total a su banco de datos y posteriormente en la carta de respuesta a la solicitud del autor de este trabajo, tramitada por el jefe de la Institución en la que labora de fecha 09/03/2020, se establece la información específica que se proporciona vía FTP (File Transfer Protocol), el detalle figura en el listado que va adjunto en el anexo B (Ver Anexo B).

Adicionalmente se ha revisado todas las fuentes de datos posibles sobre información estadística de producción de hidrocarburos en el Perú y de los sitios donde se exponen rocas volcánicas basálticas en superficie en la cartografía geológica oficial en el portal del INGEMMET, específicamente en su servidor de información geológica GEOCATMIN y los boletines que acompañan a los mapas.

De todo ello se puede colegir que los datos y la información es muy dispar, hay algunas áreas estudiadas con mayor prolijidad que otras y esto razonablemente explicado por el potencial hidrocarburífero y/o el interés geológico que posee cada lugar en función al conocimiento existente.

Con los datos obtenidos en estas variadas fuentes se construyen los diferentes mapas que conforman este Atlas, desde el mapa de Sudamérica con los países que han elaborado su atlas de recursos de almacenamiento de CO₂ (Ver Mapa 1), el Mapa de Cuencas sedimentarias y Distribución de los Pozos Exploratorios que son la base del presente Atlas de almacenamiento de CO₂, y los demás mapas temáticos que se proponen a continuación.

Todos los datos referidos al CO₂ en este Atlas están dimensionados en Gg – Gigagramos¹. Salvo que se especifique alguna unidad de medida diferente.

¹ 1 Gigagramo equivale a 1000 toneladas



Mapa 1.- Países sudamericanos con Atlas de recursos geológicos de almacenamiento de CO2

V.4. SITUACION NACIONAL

El Perú ocupa el puesto 58 en el listado de los 184 países que conforman la comunidad de naciones que reporta sus emisiones de CO₂, ordenados de mayor a menor. (ver Figura 12) (Friedlingstein et al., 2021), que probablemente se mueva hacia arriba luego de conocido el INGEI 2016 (Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero del año 2016 y actualización de las estimaciones de los años 2000, 2005, 2010, 2012 y 2014 (Ministerio del Ambiente, 2021)).

Orden	País	Emisiones 2020 (GgCO ₂)
1	China	10667887.5
2	Estados Unidos de América	4712770.6
3	India	2441792.3
4	Federación de Rusia	1577136.0
5	Japón	1030775.4
6	Irán	745035.1
7	Alemania	644310.4
8	Arabia Saudí	625507.9
9	Corea del Sur	597605.1
10	Indonesia	589500.4
11	Canadá	535823.0
12	Brasil	467383.5
13	Sudáfrica	451957.1
14	Turquía	392794.1
15	Australia	391891.9
55	Libia	50720.6
56	Hungría	48275.5
57	Singapur	45503.9
58	Perú	44706.1
59	Serbia	43135.4
60	Noruega	41283.0
61	Portugal	40387.8
62	Finlandia	39287.6
63	Suecia	38634.8
64	Azerbaiyán	37720.5
65	Bulgaria	37444.1

Figura 12.- Lista de países ordenada por sus emisiones totales de CO₂ durante el año 2020 (elaborado con datos de (Friedlingstein et al., 2021).

El reporte de la Dirección de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero de Mayo del año 2021, elaborado de acuerdo a las “Directrices del IPCC de 2006 para los inventarios nacionales de gases de efecto invernadero”, estima las emisiones de dióxido de carbono (CO₂) en 168,741.26 Gg (ver Tabla 10), lo que significa el 80.74% del total, las emisiones de metano (CH₄) en 27,236.48 Gg que es el 13.03% del total y óxido nitroso (N₂O) en 13,012.07 Gg que corresponde al restante 6.23% del total de Emisiones de Gases de Efecto Invernadero (Ministerio del Ambiente, 2021).

Siendo del interés particular de esta investigación las emisiones de CO₂, el detalle de las estimaciones es el siguiente:

Tabla 10.- Emisiones totales de CO₂ en el Perú según su origen (Ministerio del Ambiente, 2021).

Fuentes de GEI	Emisiones CO₂ (en GgCO₂)²
Energía	50,039.16
Procesos industriales y uso de productos	5,690.95
Agricultura, silvicultura y otros usos de la tierra	112,949.47
Desechos	61.67
TOTAL	168,741.25

Las fuentes de CO₂ por su movilidad podríamos dividir las en dos categorías: a) las móviles, son las producidas por el sector transporte básicamente; y b)

² 1 Gigagramo equivale a 1,000 toneladas

las estacionarias, estas últimas son fuentes fijas lo que significa están localizadas geográficamente.

Aunque no han sido examinadas todas las fuentes potenciales de GEI, se han documentado la ubicación de más de las más importantes fuentes fijas: Centrales térmicas, Refinerías de petróleo y Fábricas de Cemento y cal; con un total de emisiones de 21,201.01 Gg de CO₂ (Ver Tabla 11).

V.5. FUENTES ESTACIONARIAS DE CO₂:

Las fuentes fijas o estacionarias de emisiones de CO₂ al igual que las móviles pueden ser naturales y antropogénicas (hechas por el hombre), entre las naturales podemos mencionar: las erupciones volcánicas, los incendios forestales y de turberas no provocados, y fuentes geológicas; las que interesan en la presente evaluación son las que resultan de la actividad humana como la quema de combustibles fósiles como fuente energética, la producción de materiales como el cemento y cal y la refinación de hidrocarburos.

Siendo estacionarias sus emisiones se pueden capturar en algún momento del proceso, acumularlo, para luego transportarlo hasta algún lugar de secuestro geológico y almacenarlo en el subsuelo por tiempo indefinido.

Tabla 11.- Emisiones de CO₂ de fuente estacionaria (Ministerio del Ambiente, 2021)

Fuente Estacionaria	Emisiones CO₂ (GgCO₂)
Centrales térmicas	15,904.70
Refinerías de petróleo	369.71

Fábricas de Cemento y cal	4,926.60
TOTAL:	21,201.01

El diagrama de torta "Perú - Emisiones de CO₂ (fuentes estacionarias)" muestra la cantidad de emisiones de CO₂ identificadas por cada clase en porcentajes (Ver Figura 13):

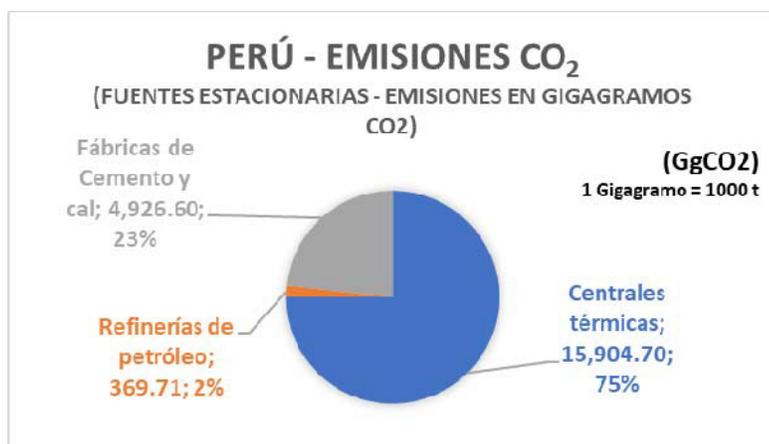
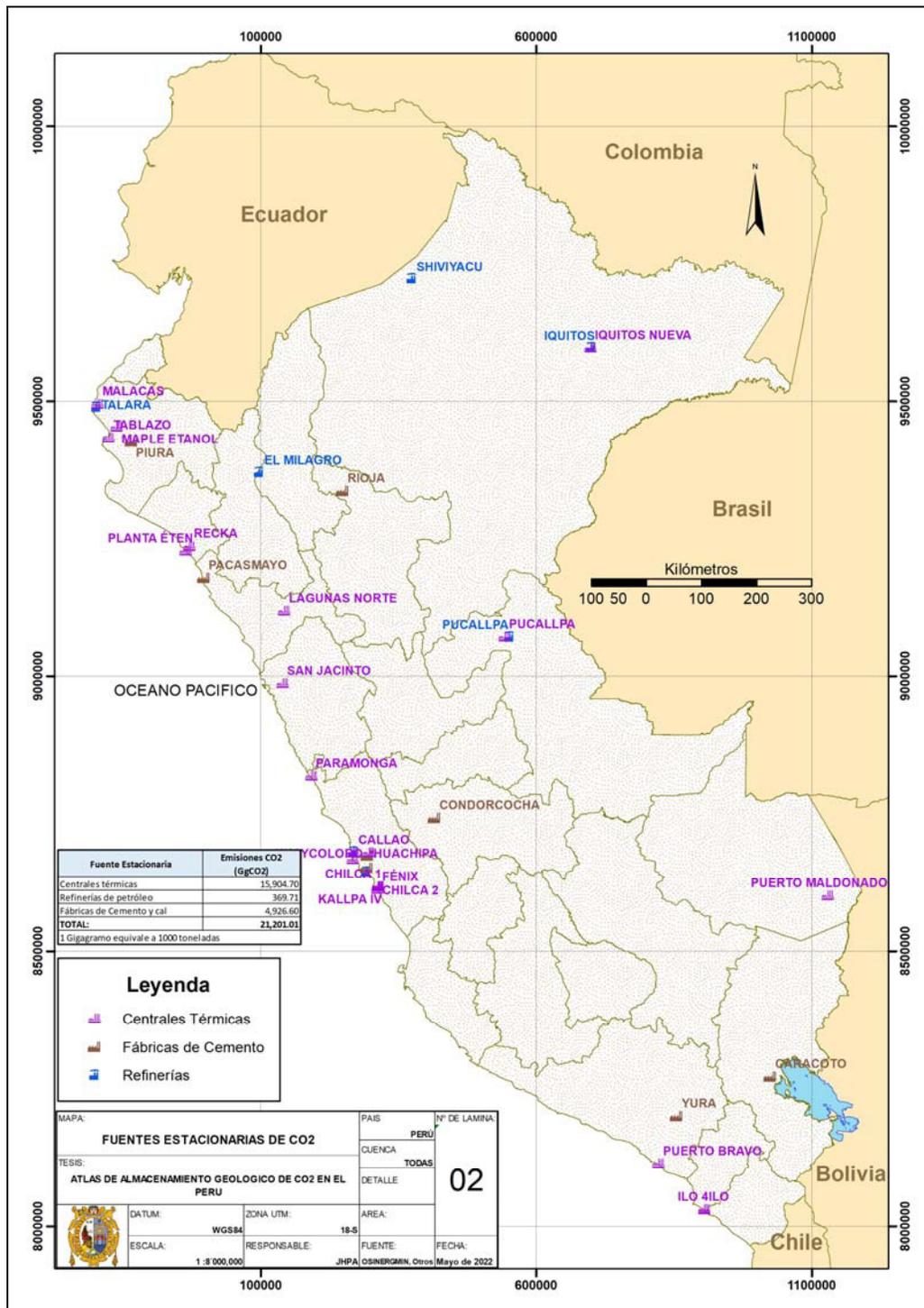


Figura 13.- Distribución de la participación de las diferentes fuentes estacionarias en el total de emisiones fijas de CO₂

Las centrales térmicas, refinerías de petróleo y fábricas de cemento y cal se grafican en el mapa No. 02 (Ver Mapa 2). Cada símbolo y color representa un tipo diferente de fuente estacionaria de CO₂ y el tamaño del punto representa la magnitud relativa de las emisiones de CO₂ (véase la leyenda del mapa).



Mapa 2.- Fuentes estacionarias de CO2

V.6. CUENCAS SEDIMENTARIAS

Se ha identificado y examinado la ubicación de las formaciones potenciales de inyección de CO₂ en diferentes cuencas sedimentarias del territorio peruano. Estas cuencas sedimentarias siendo áreas subsidentes de la corteza terrestre acumularon sedimentos y estos se transformaron en rocas sedimentarias. Si estas rocas sedimentarias son porosas o están fracturadas, pueden estar saturadas de salmueras o aguas connatas (aguas de formación con una alta concentración de sólidos disueltos), petróleo o gas. Si la roca sedimentaria es permeable (areniscas), tiene un determinado espesor y se emplaza a profundidades determinadas, podría ser un objetivo para la inyección de CO₂. Si es impermeable (lutitas, limolitas) podría actuar como sello para evitar la migración de CO₂. Las condiciones necesarias para un lugar de almacenamiento de CO₂ son la presencia de un yacimiento con suficiente inyectabilidad y un sello que impida la migración (Metz & Intergovernmental Panel on Climate Change, 2005).

Los yacimientos de petróleo y gas suelen ser formaciones salinas que han demostrado tener trampas y sellos que permiten que fluidos como el petróleo y el gas se acumulen y permanezcan alojados durante millones de años. Muchos yacimientos de petróleo y gas que contienen formaciones apiladas (diferentes yacimientos unos encima de otros, con intercalaciones) tienen características que los convierten en excelentes lugares para el almacenamiento geológico de CO₂, incluida una adecuada porosidad.

En el Perú se han establecido 18 cuencas sedimentarias que cubren un área algo mayor de 83 millones de hectáreas, de ellas 05 aún no ha sido perforadas, 04 tienen un solo pozo de exploración, en las restantes se han ejecutado 1535 pozos exploratorios; como se aprecia en la siguiente tabla (Ver Tabla 12):

Tabla 12.- Cuencas Sedimentarias del Perú y distribución de pozos exploratorios (Modificado de (Ortigas Cúneo, 2015))

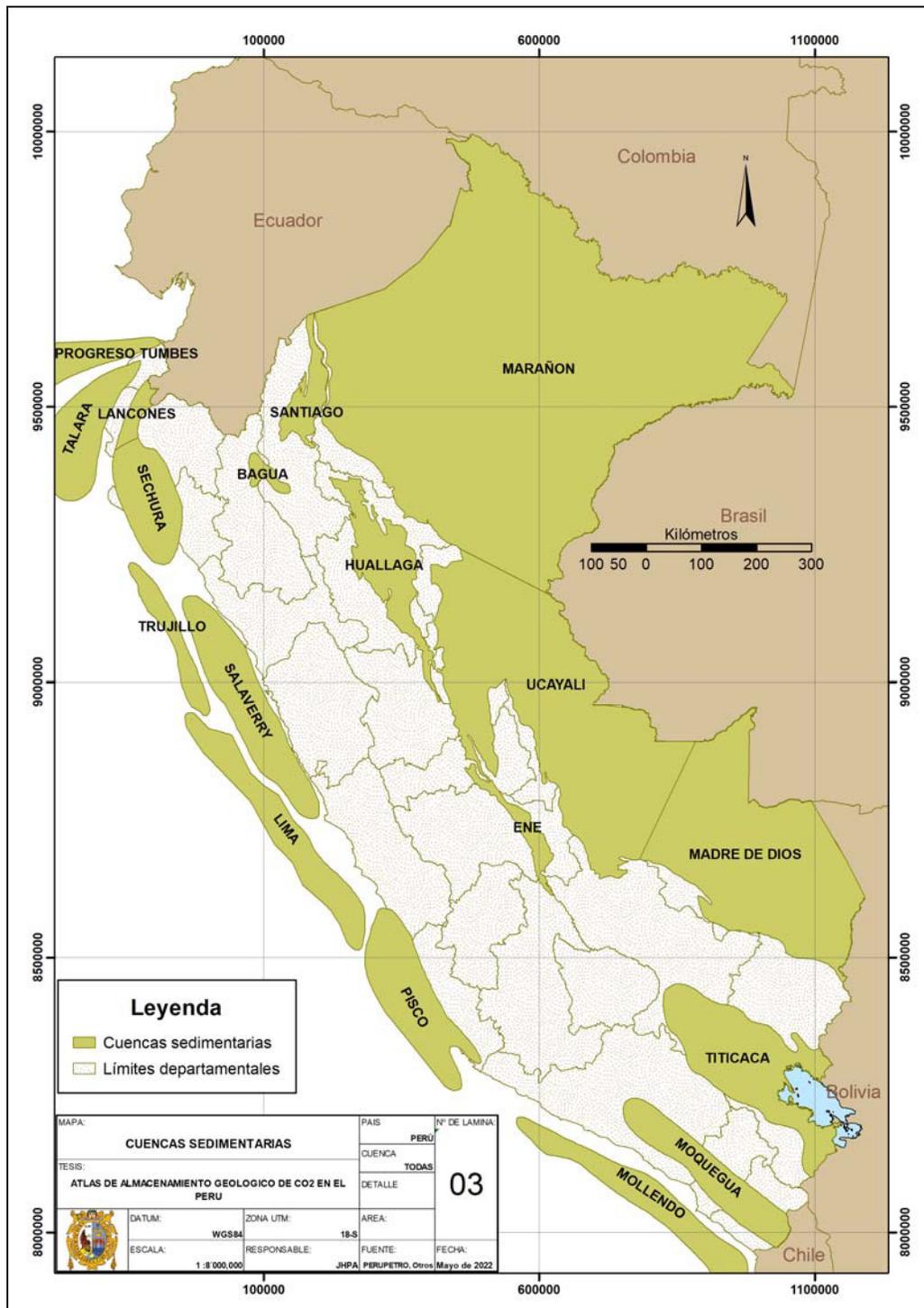
Cuenca	Pozos Exploratorios	%	Área de la cuenca (ha)	Ratio ha/pozo Exploratorio	Clasificación por detalle de exploración
Talara	1299	84.63	2,030,311	1.56	Madura
Marañón	115	7.49	35,081,937	30,506.00	Semiexplorada
Ucayali	59	3.84	14,000,000	237,288.00	
Sechura	24	1.56	1,999,603	83,317.00	
Tumbes	13	0.85	958,317	73,717.00	
Santiago	7	0.46	850,472	121,496.00	
Madre de Dios	6	0.39	7,755,117	1,292,520.00	
Titicaca	4	0.26	4,708,537	1,177,134.00	
Trujillo	4	0.26	873,955	218,489.00	
Ene	1	0.07	554,527	554,527.00	
Huallaga	1	0.07	2,044,760	2,044,760.00	
Lancones	1	0.07	259,010	259,010.00	
Pisco	1	0.07	2,724,075	2,724,075.00	
Bagua	0	0.00	174,000	0.00	De frontera
Lima	0	0.00	2,272,521	0.00	
Mollendo	0	0.00	2,081,014	0.00	
Moquegua	0	0.00	2,000,000	0.00	
Salaverry	0	0.00	2,995,276	0.00	

Con esta información se han construido los mapas de Ubicación de Cuencas sedimentarias (Ver Mapa 3) y el de Distribución de los Pozos Exploratorios (Ver Mapa 4); y que son la base del presente Atlas de almacenamiento de CO₂ como:

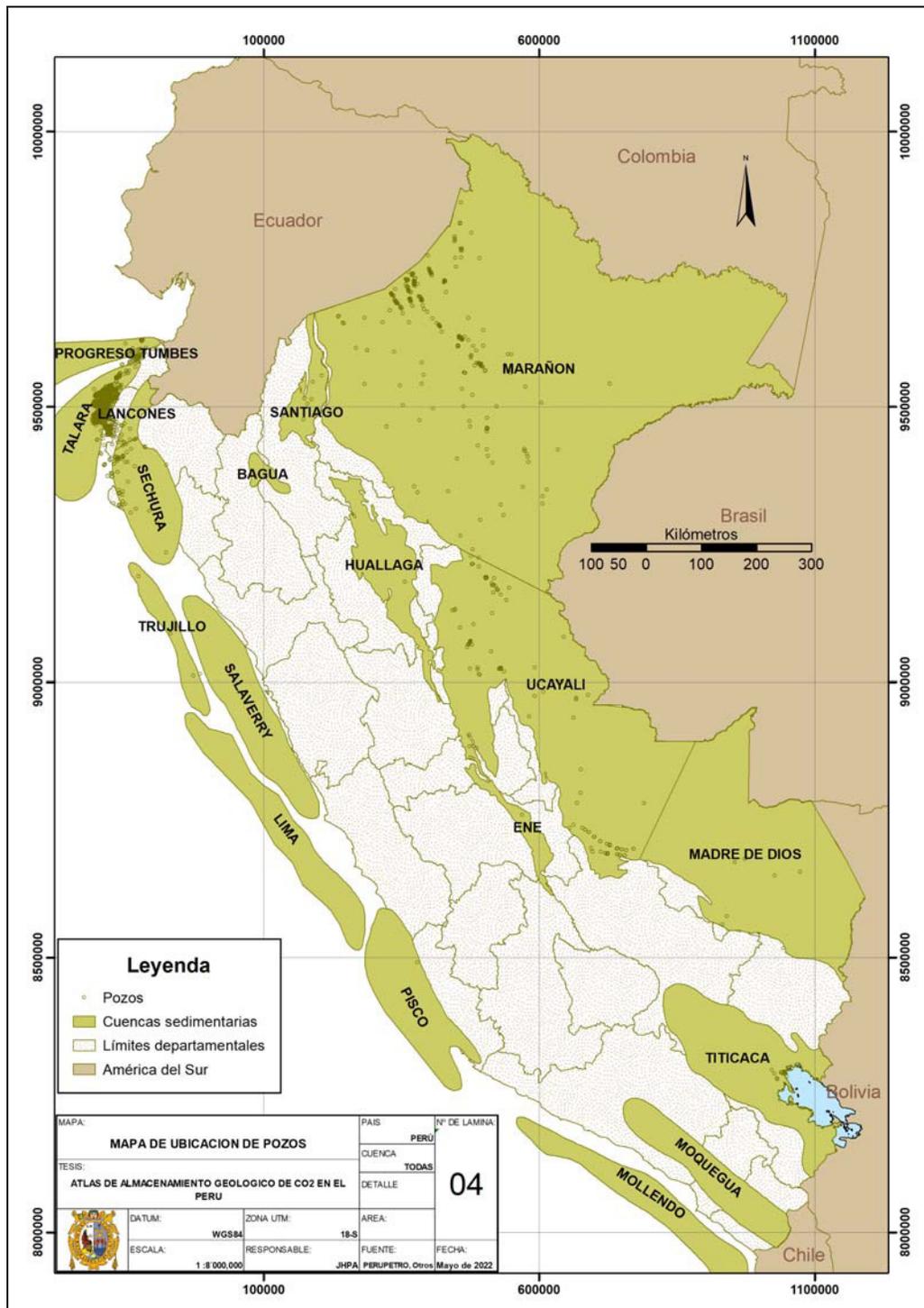
Mapa de Recursos de CO₂ en Reservorios de Petróleo

Mapa de Recursos de CO₂ en Reservorios de Gas

Mapa de Recursos de CO₂ en Reservorios en Formaciones Acuíferas Salinas.



Mapa 3.- Cuenclas sedimentarias



Mapa 4.- Distribución de pozos exploratorios

V.7. PRINCIPALES POTENCIALES ALMACENES GEOLÓGICOS PARA EL SECUESTRO DE CO₂ EN EL PERÚ

Los principales potenciales almacenes geológicos para el secuestro de CO₂ en el Perú son:

- Reservorios de petróleo
- Reservorios de gas
- Formaciones acuíferas salinas
- Mantos de carbón no explotable
- Formaciones de basalto vesicular

V.7.1. RESERVIORIOS DE PETROLEO Y GAS

Los depósitos de petróleo y gas son formaciones rocosas permeables (frecuentemente areniscas porosas o carbonatos fracturados) que contienen petróleo crudo que ha sido atrapado físicamente y una capa de roca no permeable encima, también llamada sello (normalmente lutitas) que evita que el fluido migre. Hay dos tipos principales de trampas geológicas: (1) trampas estratigráficas, creadas cuando se han producido cambios de facies, acuíferos en las rocas, y (2) trampas estructurales, en las que las rocas han sufrido deformación frágil o dúctil que ha permitido la creación de algún mecanismo de atrapamiento (Rojas Caballero & Paredes-Ángeles, 2015). Los yacimientos de petróleo son lugares de almacenamiento geológicos ideales porque han mantenido el petróleo crudo durante miles o millones de años y por tanto, se estima que tienen las condiciones adecuadas para el almacenamiento de CO₂. Adicionalmente, su estructura y propiedades petrofísicas son bien conocidas como resultado de la exploración y explotación de los hidrocarburos. Igualmente, en razón de que

estos lugares se han industrializado, es probable que exista infraestructura para el transporte y almacenamiento de CO₂.

Además del método de estimación volumétrica de los recursos de almacenamiento la Metodología US-DOE, reconoce una estimación basada en la producción, a condición de que se tengan registros aceptables de los volúmenes de petróleo y gas producidos y asumiendo que podría ser reemplazado por un volumen equivalente de CO₂ (Goodman et al., 2011). Con este método, tanto los volúmenes de petróleo / gas como de CO₂ se calculan a la presión de formación inicial o una presión que se considera una presión máxima de almacenamiento de CO₂. Sin embargo, no siempre existe una relación uno a uno entre el espacio ocupado por petróleo y gas y el volumen de la trampa para contener hidrocarburos (Nicot & Hovorka, 2009), para la estimación del potencial de almacenamiento en este Atlas, usaremos la ecuación revisada de estimación de recursos de almacenamiento de CO₂ por Agartan y su equipo (Agartan et al., 2018):

$$G_{CO_2} (Standard\ Conditions) (MMtons) = 0.0575 \times V_{CO_2} (Standard\ Conditions) (BSCF) \quad (4)$$

Donde, $G_{CO_2} (Standard\ Conditions) (MMtons)$, es el recurso global de almacenamiento de CO₂ en condiciones estándar expresado en millones de toneladas; 0.0575 es el factor de volumen de formación en las condiciones de presión inicial del yacimiento; y $V_{CO_2} (Standard\ Conditions) (BSCF)$, es el volumen del petróleo o gas natural producidos acumulados en condiciones estándar expresado en billones de pies cúbicos (“billones” en la usanza norteamericana).

La producción de petróleo en Perú acumulada a la fecha se totaliza de la siguiente manera:

Tabla 13.- Producción de petróleo en Perú acumulada a la fecha

Zona	TOTAL AL AÑO 2020 (MBLS)
Costa norte	1,257,218.75
Zócalo	387,033.24
Selva	1,091,006.01
Sierra	287.00
Total	2,735,544.00

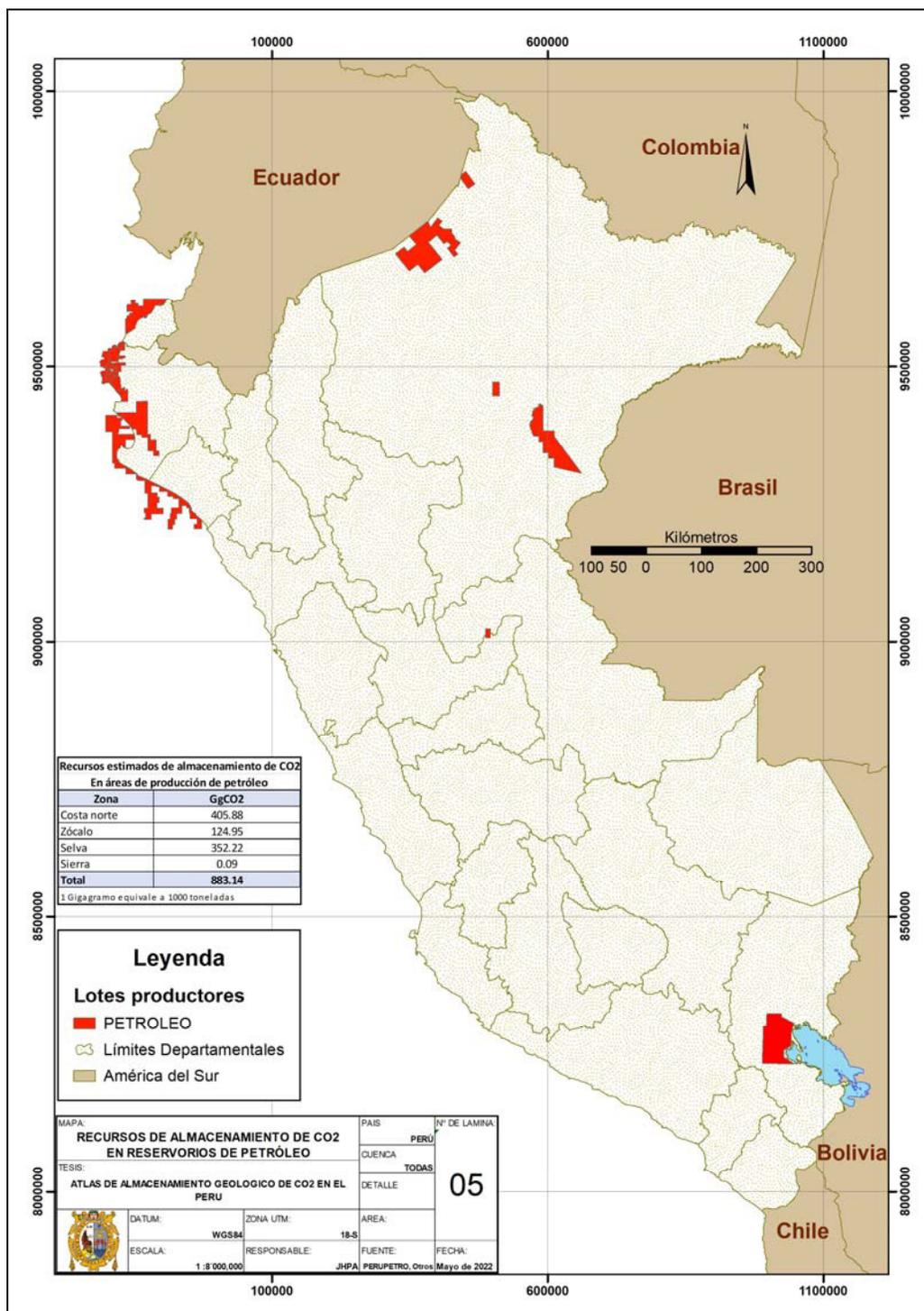
MBLS – MILES DE BARRILES

Fuente: OSINERGMING, MINEM - DGH

El total de la producción de petróleo es de 2,735,544.00 MBLS. Que convertidos a pies cúbicos dan un total de 15,358,939,749.09 que redondeados son 15.36 BSCF (Billones de pies cúbicos en condiciones estándar), y en aplicación de la fórmula (4) se obtienen los Recursos de almacenamiento de CO₂ en los yacimientos de petróleo que ascienden a 883.14 GgCO₂ (Ver Tabla 14 y Mapa 5).

Tabla 14.- Recursos estimados de almacenamiento de CO₂ en los yacimientos de petróleo

Zona	GgCO₂
Costa norte	405.88
Zócalo	124.95
Selva	352.22
Sierra	0.09
Total	883.14



Mapa 5.- Recursos de almacenamiento de CO2 en reservorios de petróleo

A su vez la producción de gas natural acumulada a la fecha es la siguiente

Tabla 15.- Producción de gas natural acumulada por zonas al año 2020

Zona	TOTAL AL AÑO 2020 (MMPC)
Costa norte	203,093.22
Zócalo	109,324.49
Selva	5'000,042.61
Sierra	0.00
Total	5'312,460.32

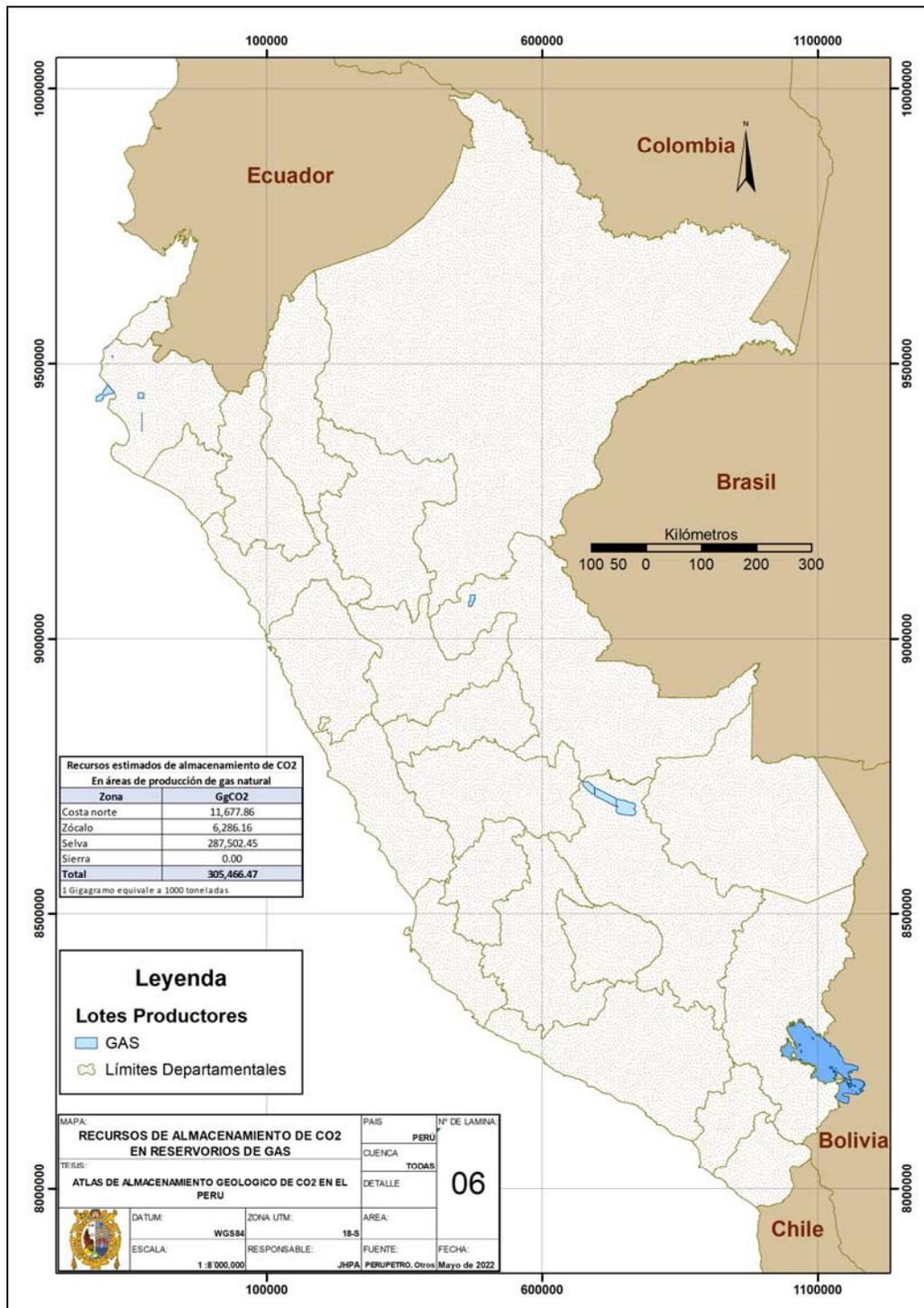
MMPC – Millones de Pies Cúbicos

Fuente: OSINERGMING, MINEM - DGH

El total de la producción de gas natural es de 5'312,460.32 MMPC. Que redondeados son 5,312.46 BSCF (Billones de pies cúbicos en condiciones estándar), que se aprecia en la Tabla 15, y aplicando la fórmula (4) de la DOE en su versión actualizada se obtienen los Recursos de almacenamiento de CO₂ en los yacimientos de gas natural que ascienden a 305,466.47 GgCO₂ (Ver Tabla 16 y mapa 06).

Tabla 16.- Recursos estimados de almacenamiento de CO2. En áreas de producción de gas natural

Zona	GgCO2
Costa norte	11,677.86
Zócalo	6,286.16
Selva	287,502.45
Sierra	0.00
Total	305,466.47



Mapa 6.- Recursos de almacenamiento de CO2 en depósitos de Gas natural

V.7.2. FORMACIONES ACUIFERAS SALINAS

Las formaciones acuíferas salinas están compuestas por rocas porosas saturadas de salmueras y que poseen una cobertera de una o más formaciones rocosas impermeables y ocupan áreas extensas. Se considera una formación acuífera salina adecuada para el almacenamiento de CO₂ a un cuerpo de roca poroso y permeable que contiene agua con TDS (total de sólidos disueltos) superior a 10.000 ppm. Una formación acuífera salina puede incluir más de una unidad estratigráfica geológica nombrada o definirse sólo como una parte de una unidad estratigráfica. Los mecanismos de almacenamiento de CO₂ en formaciones acuíferas salinas incluyen el atrapamiento estructural, el atrapamiento hidrodinámico, el atrapamiento residual, la disolución y la mineralización ((Bachu et al., 2007); (Kopp et al., 2009)). El atrapamiento estructural, hidrodinámico y residual son inicialmente los mecanismos de atrapamiento dominantes y son el objetivo de la metodología que es empleada en esta estimación.

La metodología establece que no todas las formaciones salinas sean evaluadas sino solamente las que cumplen criterios básicos, entre los que se incluyen: (1) condiciones adecuadas de presión y temperatura en la formación salina para mantener el CO₂ en estado líquido o supercrítico; (2) presencia de un sistema de sellado adecuado, como una roca sello impermeable, para limitar el flujo vertical del CO₂ hacia la superficie; y (3) una combinación de condiciones hidrogeológicas para aislar el CO₂ dentro de la formación salina.

El almacenamiento de CO₂ en formaciones salinas se limita a las cuencas sedimentarias con barreras de flujo vertical (sellos) y profundidades mayores

a los 800 metros. Las cuencas sedimentarias incluyen areniscas y rocas carbonatadas porosas y permeables. El límite de 800 metros es una tentativa relativamente arbitraria de seleccionar una profundidad que refleje la presión y la temperatura que produce el CO₂ líquido o supercrítico de alta densidad. Todas las rocas sedimentarias incluidas en la estimación de recursos de almacenamiento de CO₂ en formaciones salinas deben tener sistemas de sellado consistentes en rocas de sellado de escasa o nula permeabilidad, como las lutitas, anhidritas y otras evaporitas; sin embargo, el espesor de estos sistemas de sellado no se considera en esta metodología. Para aumentar la confianza en las estimaciones de los recursos de almacenamiento, deberán tomarse en cuenta otros criterios, como por ejemplo la eficacia del sellado (la salinidad y la presión por encima y por debajo del sistema de sellado), la permeabilidad mínima, la presión capilar mínima y la presión de propagación de fracturas en un sistema de sellado.

La metodología desarrollada por US-DOE/NETL y que es empleada en este proyecto, utiliza la siguiente ecuación volumétrica:

$$G_{CO_2} = A t h_g \phi_{tot} \rho_{CO_2} E_{saline} \quad (5)$$

Donde, G_{CO_2} , es el recurso global de almacenamiento de CO₂; $A t$ es el área total; h_g es el espesor (potencia) bruto de la formación; ϕ_{tot} es la porosidad total; y en su conjunto representan el volumen total de espacio poroso disponible. ρ_{CO_2} es densidad de CO₂; que transforma el volumen de poros en la masa de CO₂ que puede caber en el volumen de formación en condiciones de temperatura y presión in situ. E_{saline} es el factor de eficiencia de almacenamiento.

$$E_{saline} = E_A E_h E_\phi E_v E_d \quad (6)$$

El factor de eficiencia de almacenamiento (E_{saline}) refleja la fracción del volumen total de poros de la formación acuífera salina que será ocupada por el CO₂ inyectado; E_A es la fracción del área de la formación disponible para

el almacenamiento de CO₂; E_h es la fracción del espesor de la formación disponible para el almacenamiento de CO₂; E_ϕ es la fracción de la porosidad de la formación disponible para el almacenamiento de CO₂; E_V es el desplazamiento volumétrico; y E_d es la fracción del espacio poroso no disponible debido a los fluidos inmóviles in situ. Los factores *Esaline* para los intervalos de confianza porcentuales P_{10} , y P_{90} en función de la litología y el ambiente deposicional. Para casos donde no haya datos de campo, los valores los genera el sistema. Estos valores autogenerados por el software fueron desarrollados por el Programa de I+D de Gases de Efecto Invernadero de la Agencia Internacional de la Energía ((IEA GHG International Energy Agency Greenhouse Gas R&D Programme, 2009)), y son parte constitutiva del sistema de US-DOE/NETL ((Sanguinito et al., 2020)).

Considerando que los datos que existen para realizar los cálculos son muy escasos, -ya que tenemos solo algunos pozos exploratorios en algunas cuencas sedimentarias- los resultados de las estimaciones podrían ser absolutamente sesgados, por ello para que esto no ocurra en la práctica de la actividad hidrocarburífera (petrolera y gasífera) se realizan estimaciones en las que se emplean métodos probabilísticos en particular, el método Montecarlo. En concordancia con esto, sabiendo que las estimaciones del volumen de almacenamiento del subsuelo dependen de las propiedades geológicas y de la eficiencia del almacenamiento. Las estimaciones de eficiencia que utilizan la simulación de Montecarlo se basan en propiedades estadísticas, como valores medios, desviación estándar, rangos y distribuciones, que describen parámetros geológicos y de desplazamiento.

El procedimiento seguido de la estimación es el siguiente:

La metodología DOE recomienda que los rangos de los factores de eficiencia se basen en parámetros geológicos específicos de la formación que se está evaluando, pero como en el caso del presente proyecto, en ausencia de datos geológicos detallados, los usuarios del software desarrollado por US-DOE/NETL, tienen la opción de autopoblar los rangos P_{10} y P_{90} para todos los términos de eficiencia salina (Área neta a total,

Espesor neto a bruto, Porosidad efectiva a total, Desplazamiento volumétrico y Desplazamiento microscópico). Estos valores autogenerados por el sistema se listan en la siguiente Tabla 17.

Los parámetros físicos necesarios para estimación han sido calculados a partir de los datos de los pozos perforados, normalmente como valores promedio; y en los casos donde existe suficiente cantidad de datos se han calculado los estadísticos como la desviación estándar, cuando esto no ha sido posible la desviación estándar ha sido igualada a cero. Estos se listan en la Tabla 18, por cuenca, por acuífero y por polígono.

Tabla 17.- Valores autopoblados para los términos de eficiencia salina

Factor de Eficiencia	Litología y Ambiente deposicional			
	Rocas clásticas: Fluvial		Rocas clásticas: Peritidal	
	P ₁₀	P ₉₀	P ₁₀	P ₉₀
Area Neta/Total	0.20	0.80	0.20	0.80
Espesor Neto/Total	0.21	0.76	0.21	0.76
Porosidad Efectiva/Total	0.63	0.77	0.60	0.78
Desplazamiento Microscópico	0.19	0.53	0.14	0.58
Desplazamiento Volumétrico	0.34	0.73	0.42	0.80

Los datos existentes a la fecha nos permiten estimar recursos de almacenamiento de CO₂ para las cuencas Madre de Dios, Marañón, Santiago y Ucayali, en cada una de ellas se delimitaron áreas donde las formaciones de acuíferos salinos se emplazan en las condiciones de presión (profundidad), y temperatura que se han definido como apropiadas para los fines de secuestro geológico de CO₂ y se han hallado los valores de sus

propiedades petrofísicas con los que se ha realizado la estimación (Ver Tabla 18).

Estos términos se tratan de forma estocástica y se utiliza un enfoque de logaritmos de probabilidades para la transformación de la distribución ((Goodman et al., 2011)). La simulación de Montecarlo a partir de estas distribuciones se realiza mediante la siguiente ecuación:

$$G_{CO_2} = A_t h_g \phi_{tot} \rho_{CO_2} \frac{1}{(1+e^{-XA})} * \frac{1}{(1+e^{-Xh})} * \frac{1}{(1+e^{-X\phi})} * \frac{1}{(1+e^{-XV})} * \frac{1}{(1+e^{-XD})} \quad (7)$$

donde, XA , Xh , $X\phi$, XV , y XD , son los factores de eficiencia transformados en probabilidades logarítmicas para el área, el espesor (potencia), la porosidad, el desplazamiento volumétrico y el desplazamiento microscópico, respectivamente. El muestreo de Montecarlo se simula 10,000 veces y se calculan los valores P_{10} , P_{50} y P_{90} del recurso de almacenamiento de CO_2 expresado en unidades de masa, utilizando el simulador GoldSim.

Finalmente, para fijar un solo valor en la estimación se utiliza la regla de Swanson, (la misma que define que la media de una distribución lognormal está dada por la sumatoria del 30% de los percentiles 10 y 90 y el 40% del percentil 50 (Hurst et al., 2012))

Tabla 18.- Formaciones acuíferas salinas evaluadas en la estimación de recursos de almacenamiento de CO2

Cuenca	Acuíferos Evaluados	Polígono *	Área (km²)	Espesor bruto (m)	Porosidad Total (%)	Presión (MPa)	Temperatura (°C)	Litología	Ambiente deposicional
MADRE DE DIOS	Chonta	CHONTA MDD01	16807.16	62.12	18.18	22.29	46.66	Areniscas	Peritidal
MADRE DE DIOS	Vivian	VIVIAN MDD01	12499.10	50.70	20.67	20.66	43.43	Areniscas	Peritidal
MARAÑÓN	Cushabatay	CUSHABATA Y M01	4881.15	93.80	15.69	20.42	63.00	Areniscas	Fluvial
MARAÑÓN	Cushabatay	CUSHABATA Y M02	470.37	198.70	16.20	25.50	68.78	Areniscas	Fluvial
MARAÑÓN	Cushabatay	CUSHABATA Y M03	4679.56	234.00	14.00	22.22	59.34	Areniscas	Fluvial
MARAÑÓN	Agua Caliente	AGUA CALIENTE	8032.23	47.49	18.06	19.42	61.91	Areniscas	Fluvial

		M01							
MARAÑON	Agua Caliente	AGUA CALIENTE M02	1013.79	132.90	15.50	24.48	64.31	Areniscas	Fluvial
MARAÑON	Agua Caliente	AGUA CALIENTE M03	12704.66	254.58	19.68	21.18	44.70	Areniscas	Fluvial
MARAÑON	Chonta	CHONTA M01	11622.99	139.05	17.96	20.12	63.81	Areniscas	Peritidal
MARAÑON	Chonta	CHONTA M02	8141.35	195.65	18.37	23.36	60.16	Areniscas	Peritidal
MARAÑON	Chonta	CHONTA M03	11996.25	293.00	20.57	23.56	51.96	Areniscas	Peritidal
MARAÑON	Vivian	VIVIAN M01	11978.91	35.14	20.90	19.98	61.96	Areniscas	Fluvial
MARAÑON	Vivian	VIVIAN M02	11153.84	134.71	18.84	22.67	59.72	Areniscas	Fluvial
MARAÑON	Vivian	VIVIAN M03	20682.27	124.98	23.29	19.75	42.14	Areniscas	Fluvial
SANTIAGO	Cushabatay	CUSHABATA	162.99	103.00	9.90	21.60	38.46	Areniscas	Fluvial

		Y S01							
SANTIAGO	Vivian	VIVIAN S02	81.90	25.00	20.67	28.00	53.29	Areniscas	Fluvial
UCAYALI	Cushabatay	CUSHABATA Y U01	9101.53	156.57	20.13	10.95	35.14	Areniscas	Fluvial
UCAYALI	Cushabatay	CUSHABATA Y U02	2843.30	123.77	14.03	21.92	49.71	Areniscas	Fluvial
UCAYALI	Cushabatay	CUSHABATA Y U03	5810.73	72.34	19.52	17.14	31.23	Areniscas	Fluvial
UCAYALI	Cushabatay	CUSHABATA Y U04	244.13	215.25	11.6	16.27	42.3	Areniscas	Fluvial
UCAYALI	Agua Caliente	AGUA CALIENTE U01	2998.25	178.76	20.6	12.4	52.47	Areniscas	Fluvial
UCAYALI	Agua Caliente	AGUA CALIENTE U02	3087.92	217.82	15.54	21.69	50.23	Areniscas	Fluvial
UCAYALI	Agua	AGUA CALIENTE	7925.53	104.19	23.75	17.54	34.46	Areniscas	Fluvial

	Caliente	U03							
UCAYALI	Agua Caliente	AGUA CALIENTE U04	283.66	201.75	14.5	12.65	32.88	Areniscas	Fluvial
UCAYALI	Vivian	VIVIAN U01	160.77	90.68	21.18	10.4	32.22	Areniscas	Fluvial
UCAYALI	Vivian	VIVIAN U02	6375.77	68.74	21.02	15.91	38.86	Areniscas	Fluvial

Los valores consignados en las columnas: Espesor bruto (m), Porosidad Total (%), Presión (MPa), Temperatura (°C), son valores promedio a partir de la información de los pozos exploratorios que se emplean para la estimación del potencial de cada polígono de cada formación acuífera salina evaluada.

* Datos tomados del tratamiento gráfico georreferenciado y estadístico de los mapas de delimitación de subregiones potenciales de las diferentes cuencas durante la evaluación del sitio, y de los pozos exploratorios que se hallan dentro de cada una de ellas. Esos mapas no son parte del Atlas, pero son la base para las estimaciones, por lo tanto los presentamos en el Anexo C.

La estimación se realizó empleando el software CO2-SCREEN, y se obtienen los siguientes resultados:

Tabla 19.- Recursos estimados de almacenamiento de CO2 en las formaciones de las cuencas subandinas

Recursos estimados de almacenamiento de CO2 en las formaciones acuíferas salinas			
CUENCA	GgCO2		
	P₁₀	P₅₀	P₉₀
MADRE DE DIOS	1,651,270.00	6,758,220.00	20,596,650.00
MARAÑÓN	16,534,630.00	62,255,810.00	173,227,510.00
SANTIAGO	11,480.00	43,860.00	123,700.00
UCAYALI	4,659,560.00	17,435,720.00	48,637,000.00
TOTAL	22,856,940.00	86,493,610.00	242,584,860.00

Siendo la cuenca Marañón la que más recursos estimados posee actualmente (el 71.98 % del total), como se aprecia mejor en el gráfico siguiente (ver Figura 14):

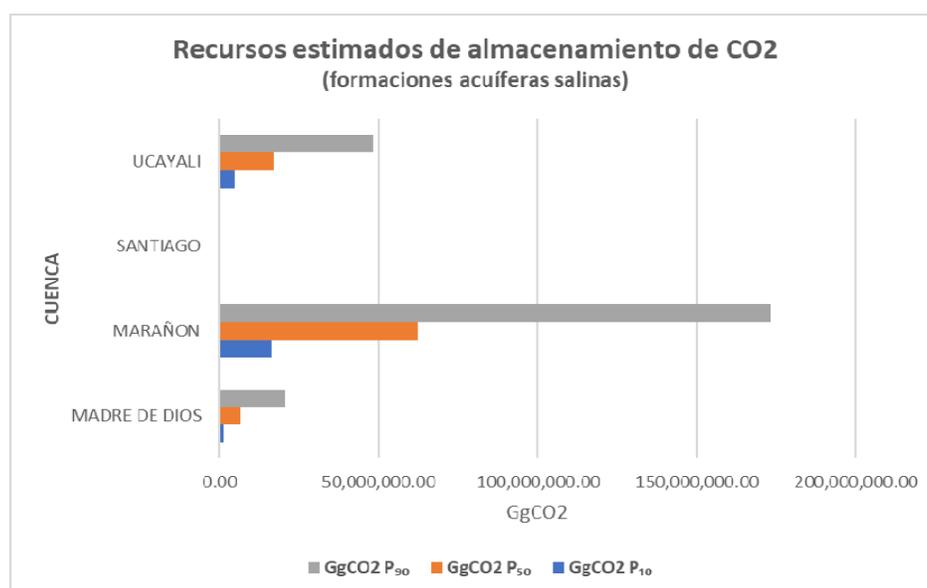


Figura 14.- Recursos estimados de almacenamiento de CO2 por cuencas sedimentarias en los percentiles 10, 50 y 90.

Como puede apreciarse, la mediana de la estimación se calcula en 86.4 millones de Gigagramos de CO2 que podrán almacenarse en las formaciones acuíferas salinas de las cuencas sedimentarias subandinas del Perú.

Aplicando la regla de Swanson (Hurst et al., 2012), se obtendría:

Tabla 20.- Recursos estimados de almacenamiento de CO2 en aplicación de la regla de Swanson

CUENCA	GgCO2
Madre de Dios	9,377,664.00
Marañón	81,830,966.00
Santiago	58,098.00
Ucayali	22,963,256.00
TOTAL	114,229,984.00

Arrojando en total la cifra de 114'229,984.00 Gigagramos de CO2 que podrán almacenarse en las formaciones acuíferas salinas de las cuencas subandinas del Perú, cuyo detalle se aprecia muy bien en la Figura 15. Con estos datos se ha elaborado el Mapa 7

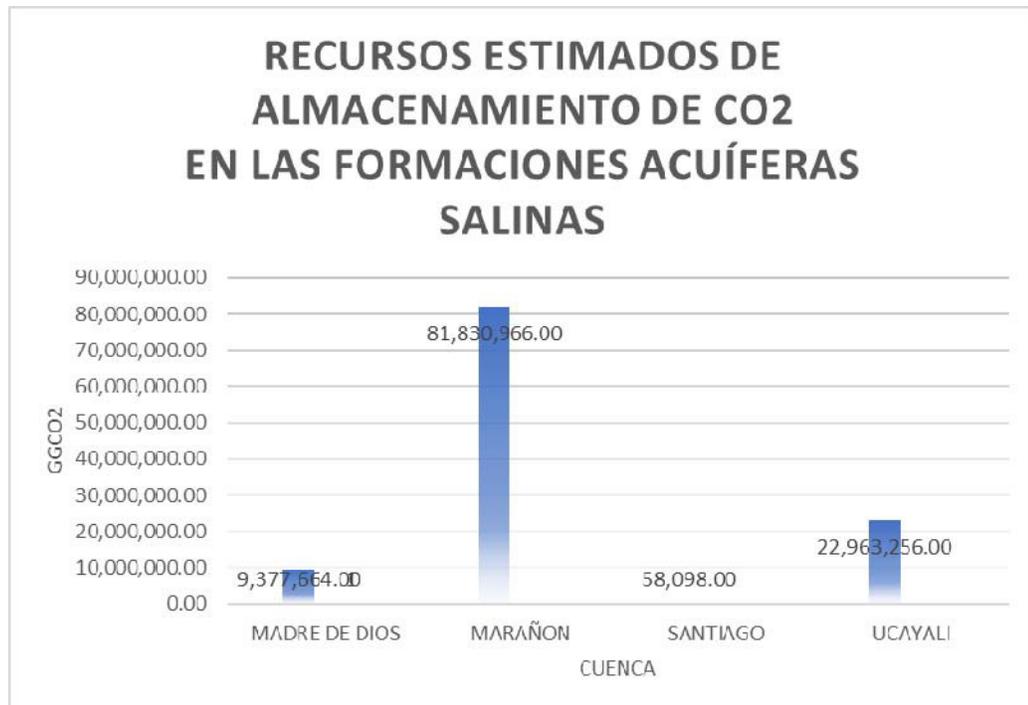
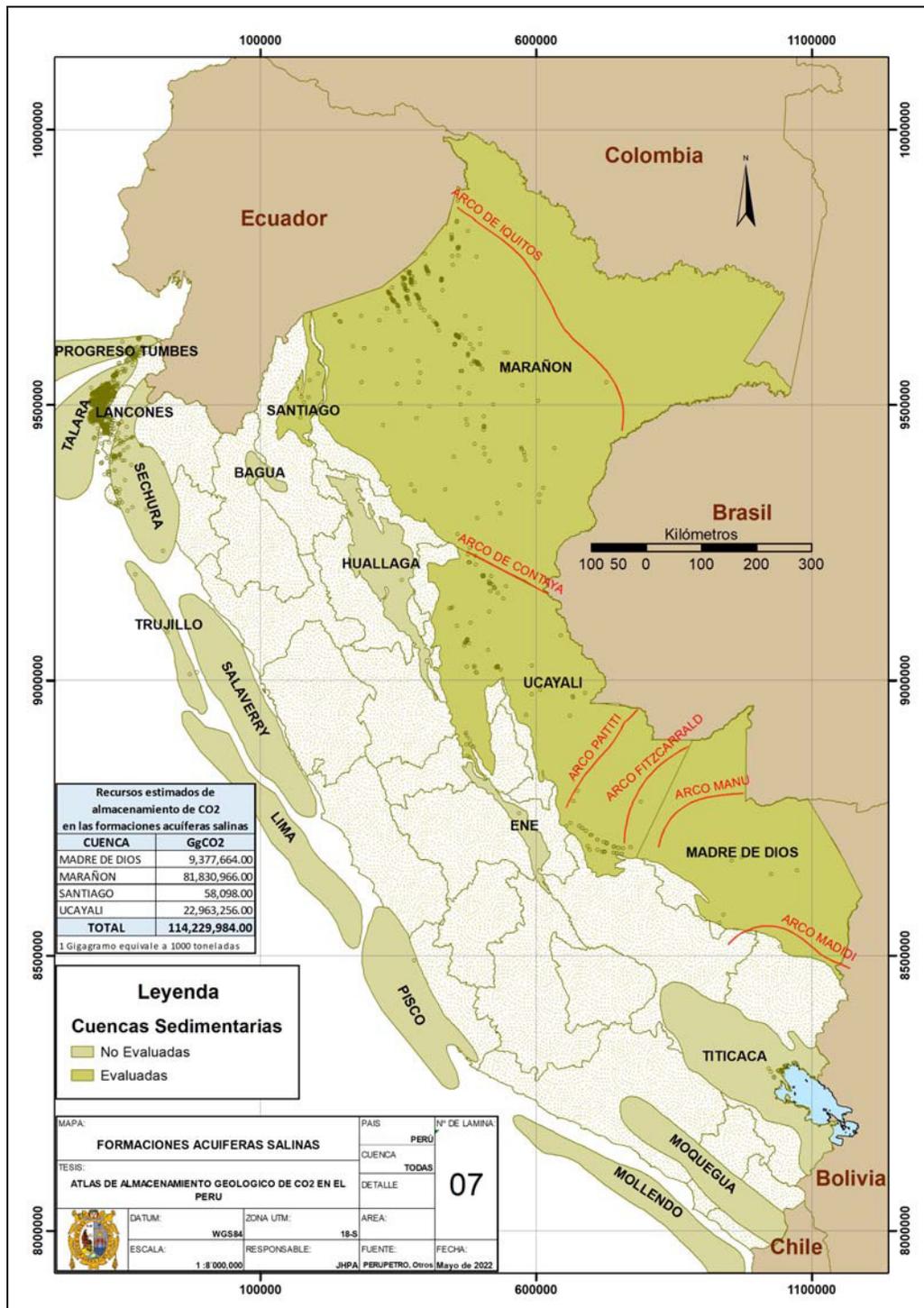


Figura 15.- Recursos de almacenamiento de las cuencas subandinas evaluadas.



Mapa 7.- Recursos de almacenamiento de CO2 en formaciones acuíferas salinas

V.7.3. MANTOS DE CARBÓN NO EXPLOTABLES

El almacenamiento de CO₂ dentro de los mantos de carbón normalmente implica el desplazamiento del metano del manto de carbón (CBM). Los métodos iniciales de recuperación CBM, tales como deshidratación y despresurización, dejan una porción de metano (CH₄) en la formación. La captura de CO₂ en los mantos de carbón no minables puede proporcionar el beneficio adicional de la recuperación mejorada del metano en los mantos de carbón (ECBM), que es controlada por la afinidad relativa de los dos gases a los sitios de absorción, su movilidad relativa y cinética de adsorción-desorción (Li et al., 2010).

La Agencia Norteamericana de Protección del medio ambiente (U.S. Environmental Protection Agency – EPA) establece que sólo aquellas capas de carbón que contienen agua con un total de sólidos (TDS) superior a 10.000 ppm merecen una evaluación para el almacenamiento potencial de CO₂ (EPA, 2010). Cuando los datos sobre la calidad del agua son escasos o no están disponibles, se puede utilizar la analogía con otras cuencas geológicas para estimar los criterios de profundidad mínima. La profundidad máxima se establece arbitrariamente para cada cuenca es imprescindible tener en cuenta los aspectos prácticos del almacenamiento de CO₂ por adsorción en el carbón. Dependiendo de los gradientes geotérmicos y de presión geográfica en una formación, la adsorción gaseosa de CO₂ sólo puede ser posible hasta profundidades de aproximadamente 900 m (Goodman et al., 2011). A mayores profundidades y dependiendo de la clasificación del carbón, el CO₂ supercrítico puede entrar en el carbón sólido y cambiar sus propiedades, lo que resulta en una hinchazón de la matriz del carbón y causa problemas de inyektividad (Metz & Intergovernmental Panel on Climate Change, 2005). El cierre de las grietas inducido por el aumento de la presión efectiva disminuirá aún más la permeabilidad hasta el punto de que no se pueda producir metano en capas de carbón a profundidades mayores de los 1.500 m (Bachu, 2008). Actualmente, este es el límite máximo de

profundidad para el almacenamiento potencial de CO₂ en el carbón (Metz et al., 2005). Más allá de este límite, el almacenamiento de CO₂ está limitado por los costos de compresión, que aumentan muy fuertemente por debajo de los 3300 m (van der Meer, 1993).

El estudio del carbón, en las diferentes cuencas carboníferas del Perú es muy incipiente. Se ha limitado al establecimiento de características comerciales básicas y sólo se han dimensionado los mantos económicamente más importantes. Con la información recolectada se puede completar un mapa de ocurrencias de carbono pero no se pueden estimar recursos de almacenamiento de CO₂ (Ver Mapa 8).

V.7.4. FORMACIONES DE BASALTO

Como ya se había expresado, existen en el territorio nacional muchos lugares donde se exponen basaltos, en el artículo publicado por el Boletín de Geología, 42(3), se hace un listado de 134 áreas en 11 cuadrángulos de la Carta Geológica Nacional escala 1:100,000 donde afloran basaltos; pero ninguno de ellos ha sido estudiado con fines de almacenamiento geológico de CO₂ (Paredes-Ángeles, 2020). Eso es tarea pendiente que podría ser desarrollada por las organizaciones gubernamentales y/o interesados en la temática.

V.7.5. FORMACIONES DE LUTITAS

En la Carta geológica nacional, se han mapeado muchos lugares donde se emplazan lutitas que pertenecen a diferentes formaciones geológicas, y al igual que los afloramientos de basaltos, hasta donde tenemos documentado ninguno de ellos ha sido estudiado con fines de

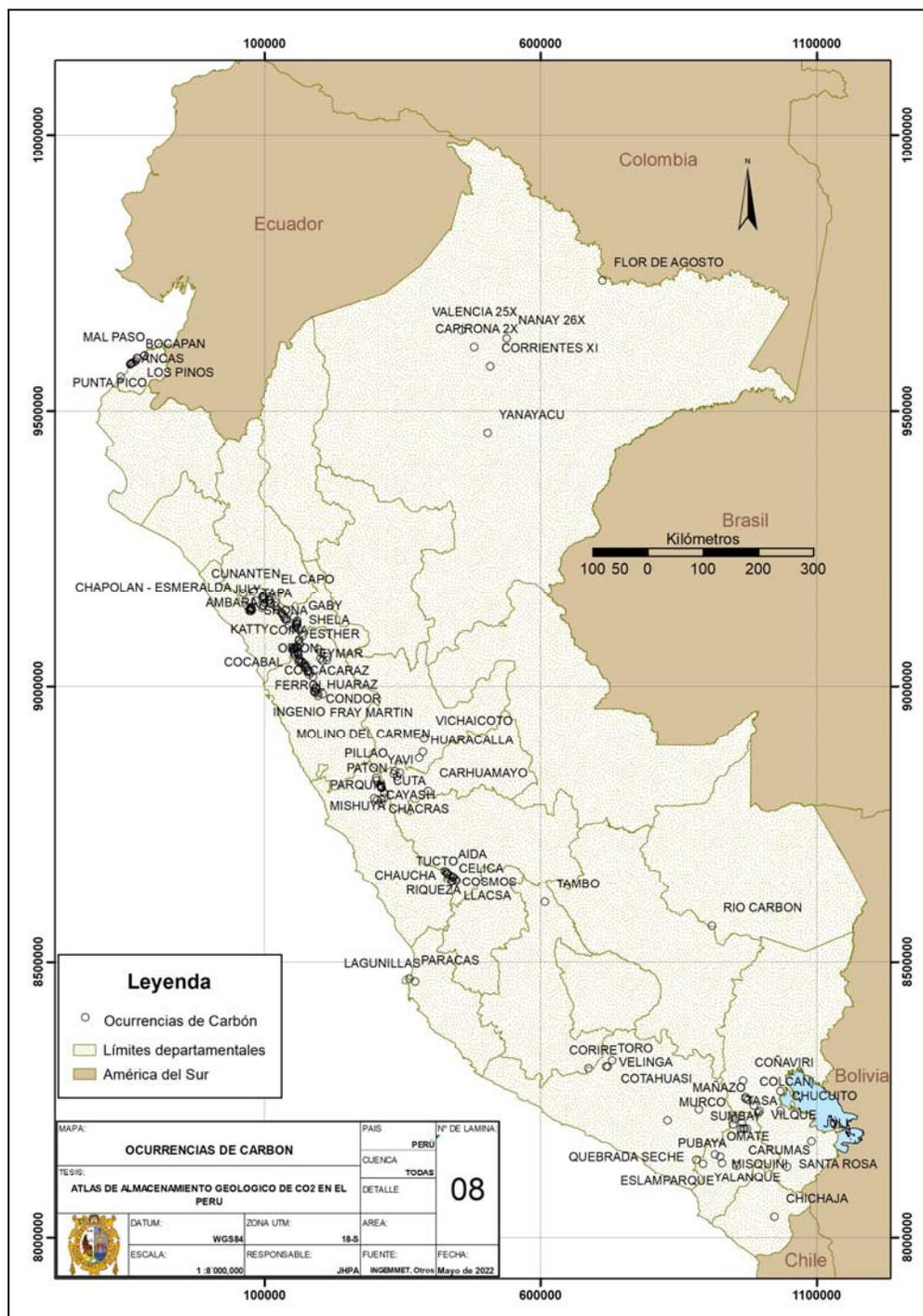
almacenamiento geológico de CO₂ (Paredes-Ángeles, 2020). Eso es también tarea pendiente para las organizaciones gubernamentales relacionadas e investigadores interesados en esta problemática.

V.7.6. RECURSOS TOTALES

Recursos estimados de almacenamiento de CO₂ en el Perú, distribuidos en los diferentes Almacenes Geológicos nos dan los siguientes valores

- Recursos estimados de almacenamiento de CO₂ en Reservorios de petróleo ascienden a 883.14 GgCO₂;
- los recursos estimados de almacenamiento de CO₂ en los Reservorios de gas dan un valor de 305,466.47 GgCO₂; y
- los recursos estimados de almacenamiento de CO₂ en Formaciones acuíferas salinas 114,229,984.00 GgCO₂; lo que hacen un gran
- TOTAL de 114,536,333.61 GgCO₂;

A manera de referencia se hace mención que los Estados Unidos y Canadá tienen cantidades significativas de espacio de almacenamiento subterráneo disponible para el secuestro de dióxido de carbono. Se estima que Estados Unidos tiene 1,300'000,000 GgCO₂ de capacidad de almacenamiento potencial, mientras que Canadá tiene 1,200'000,000 GgCO₂ de capacidad de almacenamiento potencial. La Comisión Europea también está invirtiendo en tecnología de secuestro de carbono, con un enfoque en el almacenamiento en alta mar, y se estima que tiene más de 4,000'000,000 GgCO₂ de capacidad de almacenamiento. Otros países como China, India y Japón también tienen un potencial significativo para el secuestro de carbono, pero como fue mencionado aún no se conoce la cantidad exacta de capacidad disponible.



Mapa 8.- Principales ocurrencias de carbón

CONCLUSIONES

La captura y el secuestro o almacenamiento geológico de CO₂ es la mejor alternativa para reducir el exceso de emisiones de CO₂ antropogénico al medio ambiente, tanto por consideraciones técnicas como económicas, en términos conceptuales. Los volúmenes de almacenamiento de CO₂ y los tiempos de residencia prolongados en los depósitos geológicos lo hacen particularmente significativo.

Es importante seguir profundizando la investigación científica y tecnológica en este tema a fin de darle mayor y mejor sustento a su viabilidad técnica y económica.

No se está viendo al Perú como importante productor de CO₂ (el gas de efecto Invernadero) y tampoco el almacenamiento de este (del dióxido de carbono) como un tema serio a encarar, y en esa línea no se ha evaluado la potencial contribución del país en la mitigación de este importante problema ambiental.

Solo algunos países han destinado recursos a la formulación de sus respectivos Atlas de Recursos de Almacenamiento de Dióxido de Carbono, en Sudamérica solo Brasil.

Se han logrado los objetivos de la investigación, tanto el objetivo general como los objetivos específicos, se han evaluado los principales potenciales almacenes geológicos y dimensionado los recursos de almacenamiento de CO₂, que se ha traducido en la elaboración del ATLAS DE ALMACENAMIENTO GEOLOGICO DE CO₂ DEL PERU, que estamos entregando.

Las más importantes fuentes fijas o estacionarias de CO₂ del país: las centrales térmicas, refinerías de petróleo y fábricas de Cemento y cal del Perú; contribuyen con un total de emisiones de 21 201.01 Gg de CO₂ cada año.

Con los datos existentes se ha logrado confeccionar el Atlas de Recursos de Almacenamiento de Dióxido de Carbono del Perú, y se han estimado recursos para Reservorios de petróleo, de gas y para las formaciones acuíferas salinas.

En el dimensionamiento de la capacidad de almacenamiento de las formaciones acuíferas salinas se empleó el muestreo de Montecarlo donde se simula 10,000 veces y se calculan los valores de: 22.8 MGg de CO₂ en el P₁₀, 84.5 MGg de CO₂ en el P₅₀ y 242.6 MGg de CO₂ en el P₉₀ de recursos de almacenamiento de CO₂, utilizando el software GoldSim. Estos valores estimados cuando se aplica la regla de Swanson se convierten en 114.2 millones de Gigagramos de CO₂.

La evaluación de la capacidad total de almacenamiento de los diferentes potenciales reservorios de CO₂, nos lleva estimar que los recursos de almacenamiento o secuestro de CO₂ en el Perú son del orden de 114.5 millones de Gigagramos de CO₂, como se aprecia en la Tabla 21:

Tabla 21.- Recursos estimados de almacenamiento de CO₂ en el Perú

Almacenes Geológicos	GgCO₂
Reservorios de petróleo	883.14
Reservorios de gas	305,466.47
Formaciones acuíferas salinas	114,229,984.00
TOTALES	114,536,333.61

La mayor cantidad de recursos de almacenamiento de CO₂ estimados se encuentra en las cuencas sedimentarias de la selva peruana.

RECOMENDACIONES

Se hace necesario estimar de manera más detallada y exacta las emisiones de gases de efecto invernadero en las fuentes estacionarias primarias.

Es de necesidad académica y práctica completar la evaluación de los potenciales almacenes geológicos restantes por parte de organizaciones privadas y/o instituciones del estado relacionadas a esta temática.

No existiendo legislación específica sobre el tema de Almacenamiento Geológico de CO₂ en el Perú, consideramos que es preciso desde la academia propiciar el debate y la promulgación de normas legales nacionales que propicien y regulen el Almacenamiento o Secuestro Geológico de CO₂, ya que ello posee muchas aristas complejas, como la propiedad del CO₂ almacenado, que tiene que ver con la propiedad del subsuelo y los otros recursos geológicos que en él se encuentren (metales, aguas subterráneas, etc.); responsabilidad a futuro, considerando que se trata de almacenamiento a largo plazo (cientos y/o miles de años), monitoreo y verificación de la contención, etc.

En las líneas de investigación del Doctorado en Ciencias Ambientales se establece en el ítem 3: Riesgos, vulnerabilidad y Cambio Climático, consideramos que debería añadirse la frase: “y mitigación”, a fin de que el futuro alguno de los doctorandos continúe y profundice la temática relacionada al Secuestro geológico de CO₂.

REFERENCIAS BIBLIOGRAFICAS

- Agartan, E., Gaddipati, M., Yip, Y., Savage, B., & Ozgen, C. (2018). CO₂ storage in depleted oil and gas fields in the Gulf of Mexico. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 72, 38-48. <https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2018.02.022>
- Ajayi, T., & Gupta, I. (2019). A review of reactive transport modeling in wellbore integrity problems. *Journal of Petroleum Science and Engineering*, 175, 785-803. <https://doi.org/10.1016/j.petrol.2018.12.079>
- Anexo B. Glosario de términos. (s. f.). *The Intergovernmental Panel on Climate Change (IPCC)*. <https://archive.ipcc.ch/pdf/glossary/tar-ipcc-terms-sp.pdf>
- Arjona García-Borreguero, J. (2015). *Metodología de simulación del almacenamiento geológico de CO₂ como contribución a la solución al problema del cambio climático, aplicada a la estructura BG-GE-08 (oeste de la comunidad de Murcia)* [Doctoral]. UNIVERSIDAD POLITÉCNICA DE MADRID.
- Bachu, S. (2008). CO₂ storage in geological media: Role, means, status and barriers to deployment. *Progress in Energy and Combustion Science*, 34(2), 254-273. <https://doi.org/10.1016/j.pecs.2007.10.001>
- Bachu, S., Bonijoly, D., Bradshaw, J., Burruss, R., Holloway, S., Christensen, N. P., & Mathiassen, O. M. (2007). CO₂ storage capacity estimation: Methodology and gaps. *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 1(4), 430-443. [https://doi.org/10.1016/S1750-5836\(07\)00086-2](https://doi.org/10.1016/S1750-5836(07)00086-2)
- Bachu, S., Gunter, W. D., & Perkins, E. H. (1994). Aquifer disposal of CO₂: Hydrodynamic and mineral trapping. *Energy Conversion and Management*, 35(4), 269-279. [https://doi.org/10.1016/0196-8904\(94\)90060-4](https://doi.org/10.1016/0196-8904(94)90060-4)

- Bascope J., A. (2013a). *Estudio: "Cambio Climático Impacto en la Agricultura Heladas y Sequía"* (p. 38). OFICINA DE ESTUDIOS Y POLITICAS AGRARIASODEPA.
www.odepa.gob.cl
- Bascope J., A. (2013b). *Cambio Climático Impacto en la Agricultura Heladas y Sequía* (OFICINA DE ESTUDIOS Y POLITICAS AGRARIAS, p. 38) [Informe final]. Oficina de Estudios y Políticas Agrarias (Odepa) del Ministerio de Agricultura.
www.odepa.gob.cl
- Beltrán, L., Dávila, M., Contreras, C., Arévalo, V. icente, Valenzuela, J. M., Jiménez, O., & Medina, E. (2012). *Atlas de Almacenamiento Geológico de CO2 México*.
www.co2.energia.gob.mx/atlas
- (Bert) van der Meer, L. G. H., & Yavuz, F. (2009). CO2 storage capacity calculations for the Dutch subsurface. *Energy Procedia*, *1*(1), 2615-2622.
<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2009.02.028>
- Bradshaw, B. E., Spencer, L. K., Lahtinen, A.-L., Khider, K., Ryan, D. J., Colwell, J. B., Chirinos, A., Bradshaw, J., Draper, J. J., Hodgkinson, J., & McKillop, M. (2011). An assessment of Queensland's CO2 geological storage prospectivity—The Queensland CO2 Geological Storage Atlas. *Energy Procedia*, *4*, 4583-4590.
<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2011.02.417>
- Bunge, M. (2007). *La investigación científica* (4ta. Ed). Siglo XXI.
- Burruss, R. C., Brennan, S. T., Freeman, P. A., Merrill, M. D., Ruppert, L. F., & Schenk, C. J. (2009). *Development of a probabilistic assessment methodology for evaluation of carbon dioxide storage* (N.º 2009–1035). U.S. Geological Survey.
<https://pubs.usgs.gov/of/2009/1035/>
- Calhoun, J. C. (1982). *Fundamentals of reservoir engineering* (University of Oklahoma Press). Norman.

- Chadwick, R. A., & British Geological Survey (Eds.). (2008). *Best practice for the storage of CO₂ in saline aquifers: Observations and guidelines from the SACS and CO₂STORE projects*. British Geological Survey.
- ChemicalLogic Corporation. (1999). *Carbon Dioxide: Temperature—Pressure Diagram* (C:\Users\jorgeOneDriveDocuments\Doctorado UNMSM\Archivos sobre CO₂\co2_phase_diagram.pdf.
http://www.chemicallogic.com/Documents/co2_phase_diagram.pdf
- Class, H., Ebigo, A., Helmig, R., Dahle, H. K., Nordbotten, J. M., Celia, M. A., Audigane, P., Darcis, M., Ennis-King, J., Fan, Y., Flemisch, B., Gasda, S. E., Jin, M., Krug, S., Labregere, D., Naderi Beni, A., Pawar, R. J., Sbai, A., Thomas, S. G., ... Wei, L. (2009). A benchmark study on problems related to CO₂ storage in geologic formations: Summary and discussion of the results. *Computational Geosciences*, 13(4), 409-434. <https://doi.org/10.1007/s10596-009-9146-x>
- Clemente Jul, M. del C., Naharro, J. R., & Perez del Villar, L. (2011). Evaluación del desarrollo de las tecnologías de almacenamiento de CO₂. *Anales de la Real Academia de Doctores de España*, 15(1), 41-51.
- CO₂CRC. (2012). *What-is_CCS?* The cooperative research centre for greenhouse gas technologies. <http://www.co2crc.com.au/>
- Diego de Paz, M. E. (2014). *Desarrollo de reactores de lecho fluidizado para la captura de CO₂ con CaO* [Doctoral, Universidad de Oviedo].
<https://digital.csic.es/handle/10261/104727>
- DOE, U. S. D. of E. (, & NETL, N. E. T. L. (2015). *Carbon Storage Atlas V* (V). D:\Mis Documentos\Doctorado UNMSM\06 INVESTIGACION DOCTORAL III\Metodologia. www.netl.doe.gov

Frailley, S. M., & Finley, R. J. (2009). Classification of CO₂ Geologic Storage: Resource and Capacity. *Energy Procedia*, 1(1), 2623-2630.

<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2009.02.029>

Friedlingstein, P., Jones, M. W., O'Sullivan, M., Andrew, R. M., Bakker, D. C. E., Hauck, J., Le Quéré, C., Peters, G. P., Peters, W., Pongratz, J., Sitch, S., Canadell, J. G., Ciais, P., Jackson, R. B., Alin, S. R., Anthoni, P., Bates, N. R., Becker, M., Bellouin, N., ...

Zeng, J. (2021). *Global Carbon Budget 2021* [Preprint]. Antroposphere – Energy and Emissions. <https://doi.org/10.5194/essd-2021-386>

Gale, J. (2004). Geological storage of CO₂: What do we know, where are the gaps and what more needs to be done? *Energy*, 29(9-10), 1329-1338.

<https://doi.org/10.1016/j.energy.2004.03.068>

García Cubero, R. (2014). *Producción de biomasa de microalgas rica en carbohidratos acoplada a la eliminación fotosintética de CO₂*

(C:\Users\jorgeOneDriveDocumentsDoctorado UNMSMArchivos sobre CO₂)

[Doctoral, Universidad de Sevilla]. TESIS DOCTORAL RGC.pdf.

García, D. M. (2019). *Carbonatación de residuos de la construcción como alternativa para la reducción de CO₂. Posible aplicación al almacenamiento de CO₂ en canteras restauradas con residuos* (C:\Users\jorgeOneDriveDocumentsDoctorado

UNMSMProy Tesis 2021&22Tesis men5

añosTFM_MaldonadoPerezM_Variaciondelcampo.pdf) [Tesis Doctoral,

Universidad de Sevilla]. C:\Users\jorge\OneDrive\Documents\Doctorado

UNMSM\Proy Tesis 2021&22\Tesis men5

años\TFM_MaldonadoPerezM_Variaciondelcampo.pdf.

González, J. C. de D. (2017). *Criterios para el diseño, la ejecución y el control de técnicas de inyección de CO₂ en almacenes geológicos carbonatados fracturados de baja permeabilidad en la matriz de poros*

(C:\Users\jorgeOneDriveDocuments\Doctorado UNMSM\Archivos sobre CO2)

[Doctoral]. Universidad Politécnica de Madrid.

Goodman, A., Hakala, A., Bromhal, G., Deel, D., Rodosta, T., Frailey, S., Small, M., Allen,

D., Romanov, V., Fazio, J., Huerta, N., McIntyre, D., Kutchko, B., & Guthrie, G.

(2011). U.S. DOE methodology for the development of geologic storage potential

for carbon dioxide at the national and regional scale. *International Journal of*

Greenhouse Gas Control, 5(4), 952-965.

<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2011.03.010>

Hurst, A., Brown, G. C., & Swanson, R. I. (2012). Swanson's 30-40-30 rule. *AAPG Bulletin*,

84(12), 1883-1991.

Hurtado de Barrera, J. (2010). *Metodología de la investigación: Guía para la comprensión*

holística de la ciencia. Quirón Ediciones.

IEA GHG International Energy Agency Greenhouse Gas R&D Programme. (2009).

Development of Storage Coefficients for CO2 Storage in Deep Saline Formations:

Technical Study (Report No. 2009/13; p. 118). www.ieagreen.org.uk

IPCC. (2005). *La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono: Resumen para*

responsables de políticas y resumen técnico. IPCC.

Kopp, A., Class, H., & Helmig, R. (2009). Investigations on CO2 storage capacity in saline

aquifers—Part 2: Estimation of storage capacity coefficients. *International*

Journal of Greenhouse Gas Control, 3(3), 277-287.

<https://doi.org/10.1016/j.ijggc.2008.10.001>

Leung, D. Y. C., Caramanna, G., & Maroto-Valer, M. M. (2014). An overview of current

status of carbon dioxide capture and storage technologies. *Renewable and*

Sustainable Energy Reviews, 39, 426-443.

<https://doi.org/10.1016/j.rser.2014.07.093>

LEY N° 30754. (2018).

- Li, D., Liu, Q., Weniger, P., Gensterblum, Y., Busch, A., & Krooss, B. M. (2010). High-pressure sorption isotherms and sorption kinetics of CH₄ and CO₂ on coals. *Fuel*, 89(3), 569-580. <https://doi.org/10.1016/j.fuel.2009.06.008>
- Masson-Delmotte, V., Zhai, P., Pörtner, H.-O., Roberts, D., & Skea, K. (2019). *Global warming of 1.5°C*. Intergovernmental Panel on Climate Change.
- Medina, J. de E. (2013). *Estrategias de Monitorización de CO₂ y otros gases en el estudio de Análogos Naturales* (C:\Users\jorgeOneDriveDocuments\Doctorado UNMSMArchivos sobre CO₂) [Doctoral]. Universidad Politécnica de Madrid.
- Medina Ketzer, J. M., Machado, C. X., Rockett, G. C., & Iglesias, R. S. (2016). *Atlas Brasileiro de Captura e Armazenamento Geológico de CO₂* (Primera). EDIPUCRS – Editora Universitária da PUCRS; D:\Mis Documentos\Doctorado UNMSM\Archivos sobre CO₂. www.pucrs.br/edipucrs
- Metz, B., Davidson, O., de Coninck, H., Loos, M., & Meyer, L. (2005). *La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono: Resumen para responsables de políticas y resumen técnico* (C:\Users\jorgeOneDriveDocuments\Doctorado UNMSMArchivos sobre CO₂). Ippc. <https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwiQyKbax6v4AhWiCbKGHVnHA84QFnoECB0QAQ&url=https%3A%2F%2Fwww.ipcc.ch%2Fsite%2Fassets%2Fuploads%2F2018%2F03%2Far4-wg3-spm-sp.pdf&usg=AOvVaw3XIHvG0v5nuUp-b4H9a2s>
- Metz, B., & Intergovernmental Panel on Climate Change (Eds.). (2005). *IPCC special report on carbon dioxide capture and storage*. Cambridge University Press, for the Intergovernmental Panel on Climate Change.
- Ministerio del Ambiente. (2021). *Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero del año 2016 y actualización de las estimaciones de los años 2000, 2005, 2010, 2012 y 2014*. Dirección de Mitigación de Gases de Efecto Invernadero.

- Montoto San Miguel, M. (2012). Comentarios sobre "Almacenamiento geológico de CO₂.
". *Geotemas (Madrid)*, 13-2012(13), 1958-1961.
- Nicot, J.-P., & Hovorka, S. D. (2009). *Leakage pathways from potential CO₂ storage sites and importance of open traps: Case of the Texas Gulf Coast*.
<https://doi.org/10.26153/TSW/10371>
- Norway & Oljedirektoratet. (2014). *CO₂ Storage Atlas: Norwegian Continental Shelf*.
Norwegian Petroleum Directorate (NPD).
- ONU. (2015). *Acuerdo de París* (C:UsersjorgeOneDriveDocumentsDoctorado UNMSMArchivos sobre CO₂). *spanish_paris_agreement.pdf*.
<https://unfccc.int/resource/docs/2015/cop21/spa/10s.pdf>
- Ortigas Cúneo, L. (2015). *POTENCIAL DE PETRÓLEO Y GAS EN EL PERÚ*
(C:UsersjorgeOneDriveDocumentsDoctorado UNMSMProy Tesis 2021).
PERUPETRO.
- OXY. (1984). *Informe final Pozo exploratorio—Tigre I*. OXIDENTAL PETROLEUM CORP OF PERU.
- Paredes-Ángeles, J. H. (2019). *Introducción a la Geología Minera* (Distribución Interna).
UNI.
- Paredes-Ángeles, J. H. (2020). Consideraciones generales para la elaboración de un atlas de almacenamiento geológico de CO₂ del Perú. *Boletín de Geología*, 42(3), 243-260. <https://doi.org/10.18273/revbol.v42n3-2020011>
- Payán Fraile, M. C. (2013). *Análisis y Modelado del Comportamiento de Lixiviación de Metales de Sedimentos Contaminados en Contacto con Fugas de CO₂ Procedentes de Sistemas de Captura y Almacenamiento de Carbono (CAC)*
[Doctoral, Universidad de Cantabria].
<file:///C:/Users/jorge/OneDrive/Documents/Doctorado%20UNMSM/Proy%20Te>

sis%202021&22/Tesis%20MCPF.pdf.

<https://repositorio.unican.es/xmlui/handle/10902/3149>

Pruess, Karsten, Bielinski, Andreas, Ennis-King, Jonathan, Fabriol, Robert, Le Gallo, Y., Garcia, Julio, Jessen, Kristian, Kovscek, Tony, Law, S, Lichtner, Peter, Oldenburg, Curt, Pawar, Rajesh, Rutqvist, Jonny, Steefel, Carl, Travis, Bryan, Tsang, Chin-Fu, White, Stephen, & Xu, Tianfu. (2002). *Code Intercomparison Builds Confidence in Numerical Models for Geologic Disposal of CO 2*.

Rahman, J. (2022). *Seal, and overburden rock characterization of potential CO2 storage sites in the northern North Sea* [Doctoral, Oslo].

C:\Users\jorge\OneDrive\Documents\Doctorado UNMSM\Proy Tesis

2021&22\Tesis men5 años. <http://urn.nb.no/URN:NBN:no-98843>

Residual Trapping in Geological Storage of CO2: Determination from Field Experiments and Data Analysis Using Numerical Modeling. (2021). Acta Universitatis Upsaliensis.

Rojas Caballero, D. R., & Paredes Ángeles, J. (2015). *Compendio de geología general* (SEGUNDA EDICIÓN). MACRO EIRL.

Ruiz, C., Martínez, R., Recreo, F., Ortiz, G., Prado, P., & Sastre, J. (2006). *Almacenamiento Geológico de CO Criterios de Selección de Emplazamientos* (Técnico N.º 1085; p. 108). CIEMAT / IGME.

https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=&cad=rja&uact=8&ved=2ahUKEwjJqvjMmMf4AhW2ArkGHVshDEkQFnoECAQQAQ&url=http%3A%2F%2Fwww.conama9.conama.org%2Fconama9%2Fdownload%2Ffiles%2FCTS%2F2721_CRuiz.pdf&usg=AOvVaw3xfIAapjwX9kxe0pBHacyk

S. Law, D. H., van der Meer, L. H. G. (Bert), & Gunter, W. D. (Bill). (2004). *Comparison of Numerical Simulators for Greenhouse Gas Storage in Coalbeds, Part I: Pure Carbon Dioxide Injection*.

Sánchez Carlessi, H., & Reyes Meza, C. (2015). *Metodología y diseños en la investigación científica*.

Sanguinito, S., Goodman, A., & Haeri, F. (2020). *CO₂ Storage prospective Resource Estimation Excel aNalysis (CO₂-SCREEN) User's Manual* (DOE/NETL--2020/2133, 1617640; p. DOE/NETL--2020/2133, 1617640). <https://doi.org/10.2172/1617640>

Society of Petroleum Engineers (Ed.). (2018). *Petroleum resources management system* (Revised June 2018). Society of Petroleum Engineers.

Tao, Y. (2022). *Subsurface computational modeling and policy analysis of large-scale carbon capture, utilization, and storage*

(C:\Users\jorgeOneDriveDocumentsDoctorado UNMSMProy Tesis 2021&22Tesis men5 añosTao_princeton_0181D_14170.pdf) [Doctoral, Princeton].

<http://arks.princeton.edu/ark:/88435/dsp01s1784p90b>

Turrado Fernández, S. (2019). *Desarrollo de nuevos procesos de captura de CO₂ con CaO en cementeras* (C:\Users\jorgeOneDriveDocumentsDoctorado UNMSMProy Tesis 2021&22Tesis men5 años) [Doctoral, Oviedo].

C:\Users\jorge\OneDrive\Documents\Doctorado UNMSM\Proy Tesis

2021&22\Tesis men5 años.

U.S. DOE. (2010). *Carbon sequestration Atlas of the United States and Canada* (U.S.

Department of Energy's). U.S. Department of Energy's.

<http://edx.netl.doe.gov/dataset/d382bb61-3603-429a-bacb->

[05b89a69c46e/resource/63648586-b6da-44bc-9186-eb1ea7734c1c/download/](http://edx.netl.doe.gov/dataset/d382bb61-3603-429a-bacb-05b89a69c46e/resource/63648586-b6da-44bc-9186-eb1ea7734c1c/download/)

van der Meer, L. G. H. (1993). The conditions limiting CO₂ storage in aquifers. *Energy Conversion and Management*, 34(9-11), 959-966. [https://doi.org/10.1016/0196-8904\(93\)90042-9](https://doi.org/10.1016/0196-8904(93)90042-9)

Villavicencio Calzadilla, P. M. (2012, mayo). La captura y almacenamiento geológico de CO₂ en el contexto del mecanismo para un desarrollo limpio: Especial referencia

a la UE. *Revista de Derecho Ambiental de la Universidad de Palermo*, 1(1), 33-78.

C:\Users\jorge\OneDrive\Documents\Doctorado UNMSM\Archivos sobre CO2.

Weiss, C. H., Gonzalez Aramburo, F., & Arias Galicia, F. (2008). *Investigación evaluativa:*

Métodos para determinar la eficiencia de los programas de acción. Editorial

Trillas, S.A. de C.V.

Yesquen León, S. (2017). *Plan de desarrollo de los recursos de hidrocarburos 2017-2021*

(p. 39) [Técnico]. MINEM.

Zhang, Y., Shen, Y., Song, Y., Zhan, Y., Nishio, M., Jian, W., Xing, W., & Hu, C. (2013).

Density Measurements of Supercritical CO₂ + Dagang Brine for CO₂ Geological

Storage. *Energy Procedia*, 37, 5620-5627.

<https://doi.org/10.1016/j.egypro.2013.06.484>

ANEXOS

ANEXO A

Descripción de los términos usados en las estimaciones de recursos de almacenamiento de CO₂

Descripción de los términos usados en las estimaciones de recursos de almacenamiento de CO₂

Término	Símbolo	Unidades	Descripción
Área	A_t	km ²	Área total (vista en el mapa) de la formación que se evalúa para el almacenamiento de CO ₂
Concentración de CO ₂	$R_{c/o}$		Concentración de CO ₂ en 1 m ³ de petróleo a la presión (P) y temperatura (T) (promediadas) de un yacimiento antes de la inyección
Densidad de CO ₂	ρ_{CO_2}	kg/m ³	Densidad del CO ₂ a la presión (P) y temperatura (T) (promediadas) de la formación que se evalúa para el almacenamiento de CO ₂ antes de la inyección
Almacenamiento de CO ₂	G_{CO_2}		Recurso de almacenamiento de CO ₂ (masa)
Ambiente deposicional			La combinación de procesos físicos, químicos y biológicos bajo los cuales se acumulan los sedimentos
Relación entre porosidad Efectiva-Total	E_ϕ		Fracción de la porosidad de la formación disponible para el almacenamiento de CO ₂

Formación			La unidad fundamental de la litoestratigrafía. Un cuerpo de roca que es lo suficientemente distintivo y continuo como para poder ser mapeado
Desplazamiento Microscópico	E_d		La fracción de espacio poroso no disponible debido a los fluidos inmóviles in situ
Relación entre Espesor Neto-bruto	E_h		Fracción del espesor de la formación disponible para el almacenamiento de CO ₂
Relación entre Área neta-total	E_A		Fracción del área de formación disponible para el almacenamiento de CO ₂
Desplazamiento del crudo	E_{Ds}		Fracción de la masa de CO ₂ disuelta en la fase de petróleo crudo
Parámetros físicos			Los parámetros necesarios para calcular el recurso potencial de almacenamiento de CO ₂ (es decir, área, espesor, porosidad)
Porosidad	ϕ_{tot}	%	Porosidad total media de la formación evaluada para el almacenamiento de CO ₂
Presión del reservorio	P	MPa	La presión de la formación definida por A y h en condiciones de almacenamiento
Zona de petróleo residual Formaciones	ROZ		Roca reservorio que contiene petróleo inmóvil, con respecto al agua, en niveles de saturación de petróleo generalmente inferiores al 40 por ciento

Eficiencia salina	E_{saline}		Factor de eficiencia de almacenamiento de CO ₂ que refleja una fracción del volumen total de los poros que se llena de CO ₂
Formaciones salinas			Capas de roca sedimentaria geográficamente extensas saturadas con aguas o salmueras que tienen un alto contenido de sólidos disueltos totales (TDS) (es decir, más de 10.000 mg/L de TDS)
Eficiencia de almacenamiento Valores			Valores que definen la fracción de almacenamiento probable para cada parámetro de almacenamiento
Swirr	S_{wirr}		Saturación de agua irreducible
Sor	S_{or}		Saturación de petróleo residual con respecto al agua
CO ₂ absorbido	ρ_{sCO_2}		Masa máxima de CO ₂ absorbida por unidad de volumen de roca sólida, por ejemplo, el valor asintótico de una isoterma adecuada
Eficiencia del CO ₂ sorbido	E_{s}		Fracción del volumen potencial total sorbido de CO ₂ dentro del volumen efectivo neto de la formación
Temperatura	T	°C	La temperatura de la formación definida por A y h en condiciones de almacenamiento
Espesor	h_{g}	m	Espesor bruto medio de la formación evaluada para el almacenamiento de CO ₂

Desplazamiento volumétrico	Ev		La fracción combinada del volumen inmediato que rodea a un pozo de inyección que puede entrar en contacto con el CO ₂ y la fracción del espesor neto que entra en contacto con el CO ₂ como consecuencia de la diferencia de densidad entre el CO ₂ y el agua in situ
----------------------------	----	--	--

ANEXO B

Listado de material proporcionado por PerúPetro

Datos del Servicio

Fecha de Inicio	07/02/2020	Fecha de entrega	05/03/2020
Orden de trabajo	EXPL-GFBD-0085-2020	Elaborado por	O. Miró Quesada
Solicitante	Universidad de Ingeniería.	Medio de Entrega	FTP
Solicitud	Solicitud de información de Perforación Exploratoria Profunda en Cuencas del Perú e Información de Formaciones Geológicas acuíferas salinas subterráneas.		

Acciones Que se Tomaron

En respuesta a la Orden de Trabajo EXPL-GFBD-0085-2020, se ha seleccionado la información según lo solicitado. El resumen de la información seleccionada se muestra en los siguientes cuadros:

Lotes 31B, 31D, 31E

Tabla 1a. Documentos Técnicos Lotes 31B, 31D, 31E

TEMA	CANTIDAD DE DOCUMENTOS
Columnas estratigraficas	4
Graficos	17
Informe de Actividades	2
Informes de Investigacion	3
Informes de pozo	51
Informes Tecnicos	148
Libretas de campo	2
Representaciones Estadisticas	3
Seccion estratigrafica	37
Seccion estructural	36
Vistas Fijas	43
Total General	346

Tabla 1b. Documentos General Lotes 31B, 31D, 31E

TEMA	CANTIDAD DE DOCUMENTOS
EVALUACION	133
EXPLORACION	79
GEOLOGIA	39
LITOLOGIA	8
PERFORACION	44
PERMEABILIDAD	3
POROSIDAD	2
SALINIDAD	7
Total General	315

Tabla 1c. Mapas Lotes 31B, 31D, 31E

TIPO DE MAPAS	CANTIDAD DE MAPAS
Mapas Base	115
Mapas Geologicos	235
Mapas Interpretados	388
Mapas Topograficos	13
Total General	751

Tabla 1d. Listado de documentos de Pozos Lote 31B, 31D, 31E

LOTES	Cantidad Documentos
31B	152
31D	62
31E	44

Lote 31C

Tabla 2a. Documentos Técnicos Lote 31C

TEMA	CANTIDAD DE DOCUMENTOS
GEOFISICA	10
GEOLOGIA	52
GEOLOGIA-INGENIERIA DE PETROLEO	2
INGENIERIA	1
INGENIERIA DE PETROLEO	16
OTROS	2
Total general	83

Tabla 2b. Listado de documentos de Pozos Lote 31C

POZO	CANTIDAD DE DOCUMENTOS
AGUAYTIA 1	8
AGUAYTIA 2	4
AGUAYTIA 3X	7
AGUAYTIA 4XD	6
AGUAYTIA 5	3
AGUAYTIA 6	6
AGUAYTIA 7	2
AGUAYTIA 8	2
AGUAYTIA 9	2
ZORRILLOS 1	1
Total General	41

Datos del Servicio

Fecha de Inicio	07/02/2020	Fecha de entrega	05/03/2020
Orden de trabajo	EXPL-GFBD-0085-2020	Elaborado por	O. Miró Quesada
Solicitante	Universidad de Ingeniería.	Medio de Entrega	FTP
Solicitud	Solicitud de información de Perforación Exploratoria Profunda en Cuencas del Perú e Información de Formaciones Geológicas acuíferas salinas subterráneas.		

Lote 192

Tabla 3a. Coordenadas Lote 192

TEMA	CANTIDAD DE DOCUMENTOS
Coordenadas Lote 1AB	2

Tabla 3b. Listado de documentos Técnicos Lote 192

TEMA	CANTIDAD DE DOCUMENTOS
Estudios geologicos regionales	6
Regional Reports Marañon Basin	9
Technical Reports & Well Files	398
Total General	413

Tabla 3c. Documentos Generales Lote 192

TEMA	CANTIDAD DE DOCUMENTOS
EVALUACIÓN GENERAL	101
EXPLORACION	51
LITOLOGIA	78
PERFORACIÓN	42
PERMEABILIDAD	2
POROSIDAD	19
SALINIDAD	31
Total General	324

Tabla 3d. Historial de pozos Lote 192

yacimientos	Cantidad Documentos
18 Yacimientos	207 historiales

Tabla 3e. Mapas Lote 192

yacimientos	Cantidad Documentos	tipo
Official Map and Description Block 192	2	doc-pdf
Well Base Map by Fields, Block 1AB	32	PDF-DWG

Tabla 3f. Listado de documentos de Pozos Lote 192

POZOS	Cantidad Documentos
235 Pozos	237

Datos del Servicio

Fecha de Inicio	07/02/2020	Fecha de entrega	05/03/2020
Orden de trabajo	EXPL-GFBD-0085-2020	Elaborado por	O. Miró Quesada
Solicitante	Universidad de Ingeniería.	Medio de Entrega	FTP
Solicitud	Solicitud de información de Perforación Exploratoria Profunda en Cuencas del Perú e Información de Formaciones Geológicas acuíferas salinas subterráneas.		

Lote 192

Tabla 3g. Listado de Registros litológicos Lote 192

POZOS	Cantidad Documentos
BARTRA	10
CAPAHUARI	44
CARMEN	20
CECI	2
DORISA	22
FORESTAL	15
HUAYURI NORTE	8
HUAYURI SUR	13
JIBARITO	19
JIBARO	8
SAN JACINTO	26
SHIVIYACU	40
TAMBO	3
Well Lithologs Block 1AB, Plusp, 155MB	34
Total General	264

Tabla 3h. Reservorios Lote 192

POZOS	Cantidad
Análisis de cores	57
Estudio de caracterización de reservorios - Modelo Estático	47
Estudios Petrográficos	366
Images of Structural&Net Pay Maps Block 1AB	78
Modelos geológicos	3
Structural, NetPay and Field Maps Block 1AB, PSAD56, DWG	330
Total General	881

Resumen y Comentarios

- La información contenida corresponde a la información presentada por las empresas petroleras que han tenido operaciones y realizado actividades de hidrocarburos en el Perú, la cual ha sido verificada con fines de completitud y certificación.

- Se han seleccionado reportes de pozos, informes técnicos, de investigación, mapas y gráficos que servirán para los objetivos que se espera lograr, según la solicitud de información. La relación de los documentos seleccionados se encuentra en los listados que se adjuntan.

- Es toda La información disponible en Banco de Datos en relación a lo solicitado.


ING. OSCAR MIRÓ QUESADA
 ESPECIALISTA DEL
 G.F. ATENCIONES


ING. MALENA VALDIVIA
 SUPERVISORA
 PERUPETRO S.A.

ANEXO C

Mapas de delimitación de subregiones potenciales

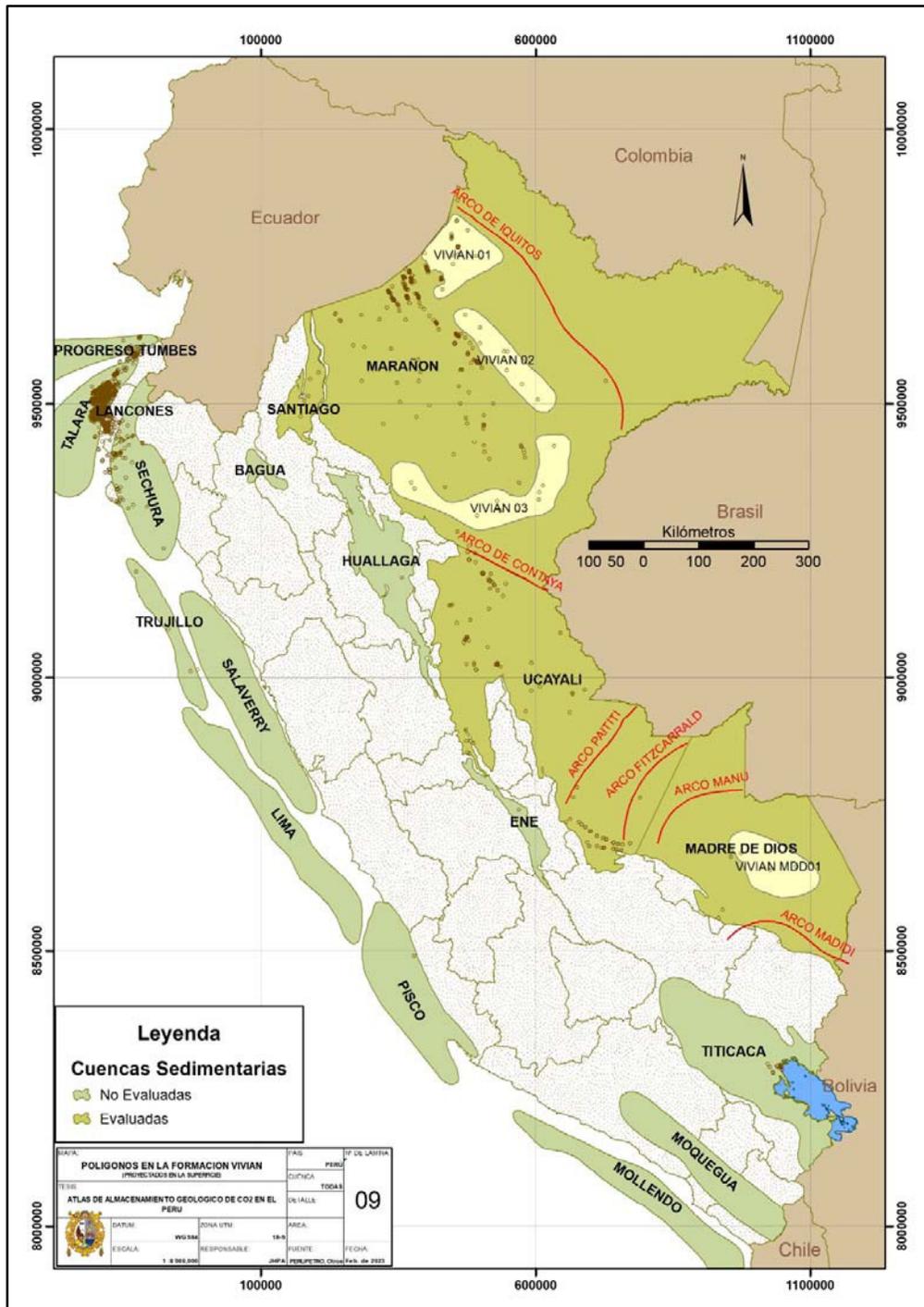


Ilustración 1. Mapa 09 - Polígonos evaluados de la Fm. Vivian

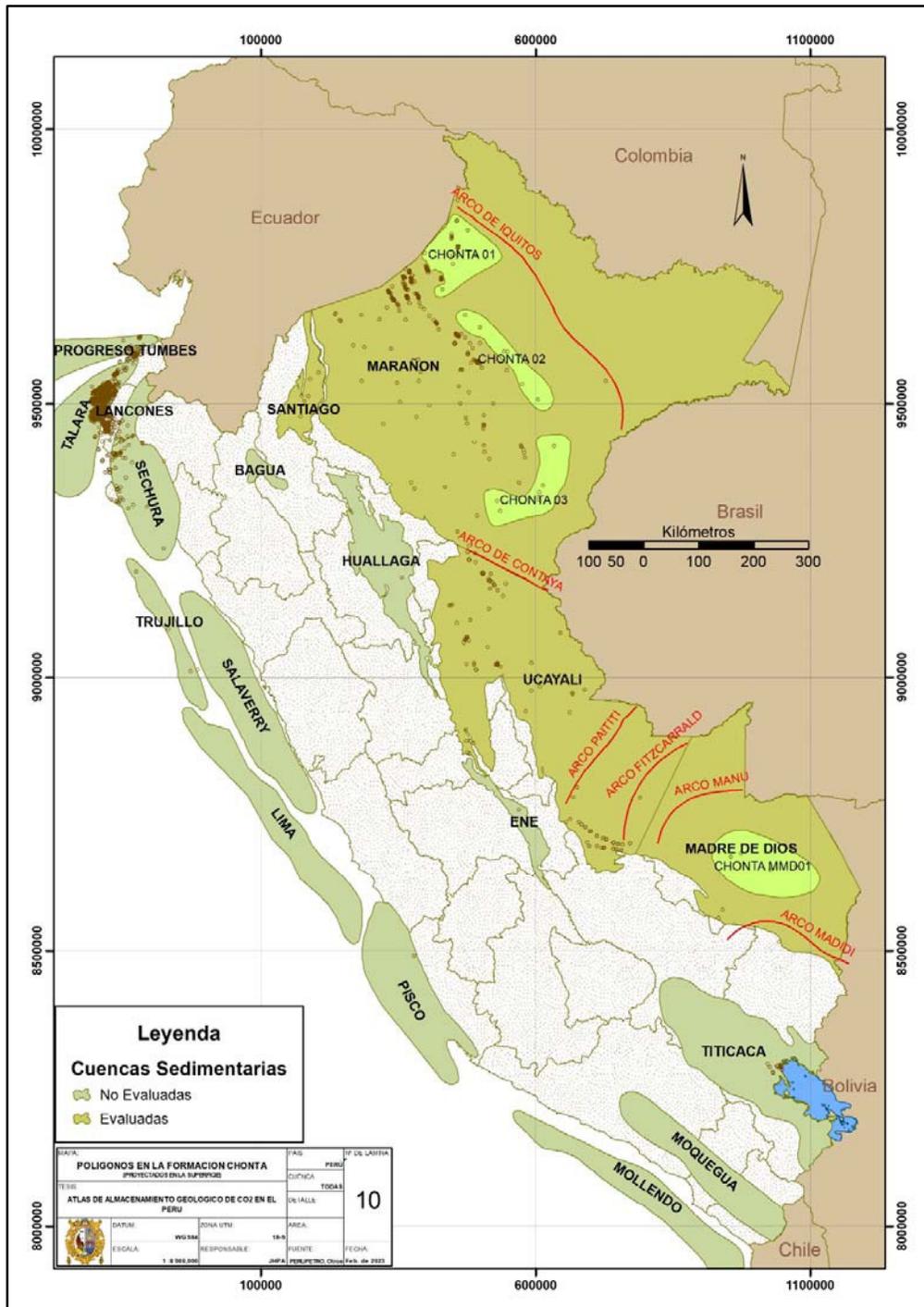


Ilustración 2. Mapa 10 - Polígonos evaluados de la Fm. Chonta

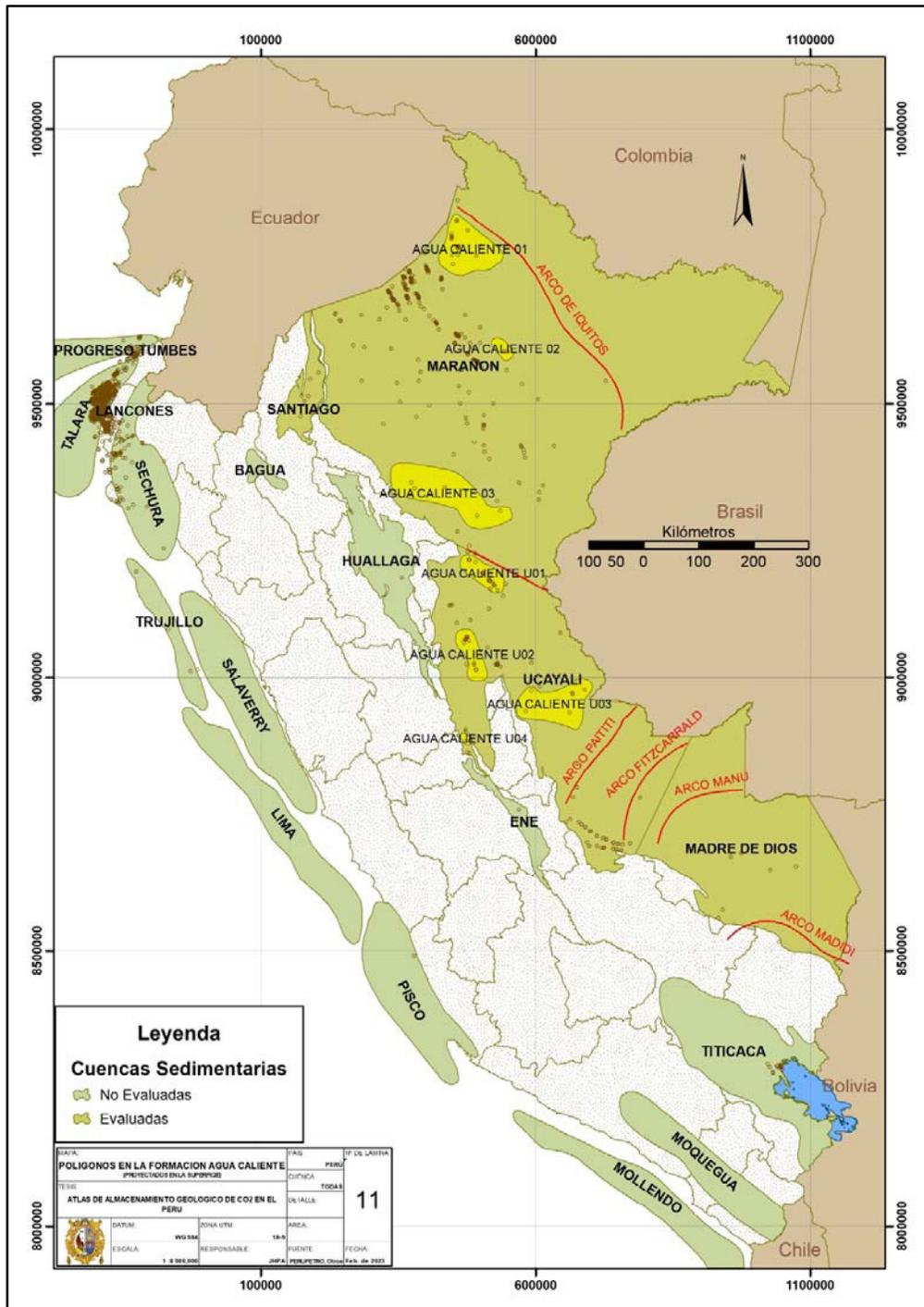


Ilustración 3. Mapa 11 - Polígonos evaluados de la Fm. Agua Caliente

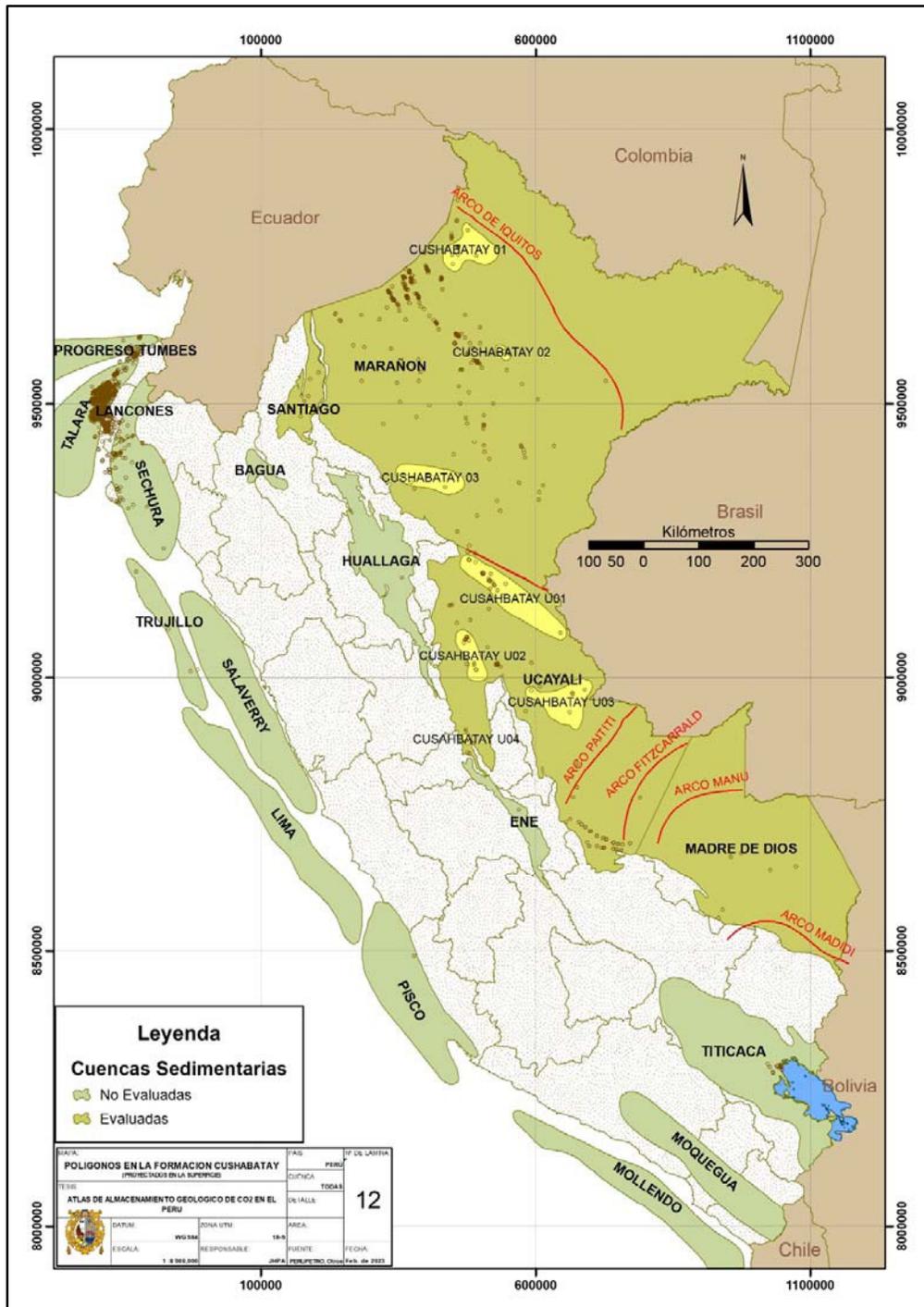


Ilustración 4. Mapa 12 - Polígonos evaluados de la Fm. Cushabatay