



Viabilidad técnica y ambiental para el
almacenamiento geológico de CO₂ en México



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

**CENTRO INTERDISCIPLINARIO DE INVESTIGACIONES Y ESTUDIOS
SOBRE MEDIO AMBIENTE Y DESARROLLO
(CIEMAD)**

Viabilidad técnica y ambiental para el almacenamiento geológico de CO₂ en México

Tesis que presenta

M.en I. Moisés Dávila Serrano

Para obtener el grado de
DOCTOR EN CIENCIAS EN MEDIO AMBIENTE Y DESARROLLO

Directores de Tesis: **Dra. Rosa Laura Meraz Cabrera**
Dr. Guillermo Julio Román Moguel

México, D.F. Junio 2011



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

ACTA DE REVISIÓN DE TESIS

En la Ciudad de México, D.F. siendo las 14:00 horas del día 14 del mes de Junio del 2010 se reunieron los miembros de la Comisión Revisora de Tesis, designada por el Colegio de Profesores de Estudios de Posgrado e Investigación de C.I.I.E.M.A.D. para examinar la tesis titulada:

Viabilidad Técnica y Ambiental para el Almacenamiento Geológico de CO₂ en México

Presentada por el alumno:

<u>Dávila</u> Apellido paterno	<u>Serrano</u> Apellido materno	<u>Moisés</u> Nombre(s)							
		Con registro:	B	0	8	1	5	6	4

aspirante de:

Doctorado en Medio Ambiente y Desarrollo

Después de intercambiar opiniones los miembros de la Comisión manifestaron **APROBAR LA TESIS**, en virtud de que satisface los requisitos señalados por las disposiciones reglamentarias vigentes.

LA COMISIÓN REVISORA

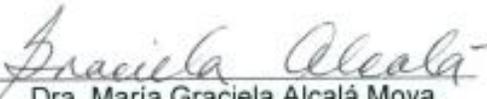
Directores de tesis



Dra. Rosa Laura Meraz Cabrera



Dr. Guillermo Julio Román Moguel



Dra. María Graciela Alcalá Moya



Dr. Carlos Felipe Mendoza



Dr. Pedro Francisco Rodríguez Espinosa



PRESIDENTE DEL COLEGIO DE PROFESORES

MEXICO, D.F.
COLEGIO DE PROFESORES
PÚBLICA
INSTITUTO POLITÉCNICO
NACIONAL
C.I.I.E.M.A.D.

Dra. Norma Patricia Muñoz Sevilla



INSTITUTO POLITÉCNICO NACIONAL

SECRETARÍA DE INVESTIGACIÓN Y POSGRADO

CARTA DE CESIÓN DE DERECHOS

En la ciudad de México el 24 de junio del año 2011, el que suscribe Moisés Dávila Serrano, alumno del Programa de Doctorado en Medio Ambiente y Desarrollo , con el número de registro B081564 adscrito al CIEMAD-IPN, manifiesta que es el autor intelectual del presente trabajo de tesis bajo la dirección de la Dra. Rosa Laura Meraz Cabrera y el Dr. Guillermo Julio Roman Moguel y cede los derechos del trabajo titulado “ Viabilidad técnica y ambiental para el almacenamiento geológico de CO₂ en México”, al Instituto Politécnico Nacional para su difusión con fines académicos y de investigación.

Los usuarios de la información no deben reproducir el contenido textual, gráficas o datos del trabajo sin el permiso expreso de la autora y/o directores del trabajo. El cual puede ser obtenido en las siguientes direcciones electrónicas: sustainabilityourhope@gmail.com , moises.davila@cfe.gob.mx o bien en rmerazc@ipn.mx.

Si el permiso es otorgado, el usuario deberá dar el agradecimiento correspondiente y citar la fuente del mismo.


M. en I. Moisés Dávila Serrano



CRÉDITOS

El trabajo de investigación que sustenta esta tesis de Doctorado fue realizado en el Centro Interdisciplinario de Investigaciones y Estudios sobre Medio Ambiente y Desarrollo (CIEMAD) del Instituto Politécnico Nacional (IPN) bajo la dirección de la Dra. Rosa Laura Meraz Cabrera y el Dr. Julio Guillermo Román Moguel.

El acopio de la información recabada se llevó a cabo preponderantemente a través de los servicios de consulta electrónica a los que tienen acceso tanto en el CIEMAD como en la Escuela Superior de Ingeniería y Arquitectura (ESIA) del IPN.

Asimismo en buena medida, el trabajo de análisis se llevó a efecto en las oficinas de la Gerencia de Estudios de Ingeniería Civil de la Subdirección de Proyectos y Construcción de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) en donde se contó con el apoyo del equipo de trabajo de esta Institución que desarrolla el Atlas de Secuestro Geológico de Carbono de Norteamérica integrado por el Dr. Óscar Jiménez y los Ingenieros Vicente Arévalo, Reyna Irina Castro, Hugo Leya y Erick Medina. Por lo anterior, se puede considerar que de alguna forma, el soporte económico, aunque sea de manera indirecta, pero no menos importante, se recibió de esta Institución.

De la misma forma, mucha de la información del subsuelo que fue necesaria para los análisis de estimación de capacidades de almacenamiento se obtuvo del trabajo que se desarrolló mediante convenio entre el IPN y la CFE relativo a la Compilación Geológica de Cuencas Sedimentarias de México que fue requerido para la elaboración del Atlas mencionado en el párrafo anterior.



AGRADECIMIENTOS

Un trabajo de investigación por modesto que sea, no se logra con el esfuerzo aislado de una sola persona. Es siempre el resultado del concurso de varios individuos e Instituciones. Este es el caso de este trabajo de tesis.

Por ello, agradezco profundamente la guía ordenada y comprometida que siempre tuvo para mí el comité de trabajo conformado en el CIEMAD para registrar este trabajo de investigación, en forma especial a la Dra. Rosa Laura Meraz y el Dr. Carlos Felipe Mendoza quienes siempre estuvieron dispuestos a ayudar cuando los necesité. No menos importante fue el apoyo recibido por la Dra. Graciela Alcalá y los Doctores Guillermo Moguel y Pedro Francisco Rodríguez.

De forma especial quiero agradecer al IPN y al CIEMAD por haberme dado la oportunidad de llevar a cabo los estudios que de manera simbólica culminan con esta tesis. Quedo en deuda con mis profesores que me ofrecieron algo de su sabiduría en el aula, a la Dra. Norma Patricia y las Maestras Blanca y Katty que son ejemplo de afán de servicio en la formación de recursos humanos.

Quiero reconocer y agradecer el apoyo recibido de la Comisión Federal de Electricidad, esta vez representada por los Ingenieros Gustavo Arvizu Lara y Benjamín Granados Domínguez, quienes como personas y funcionarios estimulan siempre el desarrollo de iniciativas, en beneficio del crecimiento profesional de sus subordinados y para mejorar el desempeño de la Empresa. En particular les quiero agradecer también que nunca escatimaron el apoyo que de diversas formas requerí para el desarrollo de mis estudios y del trabajo que aquí se presenta.

Estoy en deuda también con muchos compañeros de trabajo de la CFE que de muy diversas formas tuvieron que ver en que pudiera llevar a cabo los estudios de doctorado y este trabajo de investigación. Entre otros debo mencionar a Óscar, Vicente, Reyna, Erick, Sue, Rosa Elia, Patty, Karla, Juan Francisco, José Luis, Jonathan y Elvia que aportaron horas y horas de análisis y edición para conformar las muchas versiones de este trabajo y otros que de éste se desprendieron. De manera especial agradezco a Jessica Stanley de MIT por todas las horas dedicadas al tema de Análisis de Ciclo de Vida.

Finalmente, tengo que manifestar mi agradecimiento a mi familia y mis amigos, por el tiempo que debí compartir con ellos, pero que cedieron para que estos estudios de doctorado se llevaran a efecto.

A todos los aquí citados, y a otros muchos que omití sin desearlo, espero no haberlos defraudado y les pido que consideren como propio este pequeño logro.



ÍNDICE GENERAL

I	ABSTRACT	7
I.1	RESUMEN	10
	Lista de figuras.....	14
	Lista de tablas.....	18
	Abreviaturas	20
	Glosario	21
II	HIPÓTESIS	24
III	OBJETIVO	24
III.1	Objetivos específicos.....	24
IV	ANTECEDENTES	24
	Bibliografía.....	28
V	DESARROLLO	29
1.	MARCO TEÓRICO DEL CONCEPTO DE SECUESTRO DE CARBONO	31
	Bibliografía.....	57
2.	RESEÑA DEL ESTADO DEL ARTE EN TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO ₂	58
	Bibliografía.....	99
3.	CASOS DE ÉXITO EN ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO ₂	101
	Bibliografía.....	126
4.	EVALUACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL DE POSIBLES CENTRALES TÉRMICAS CON ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO ₂ EN MÉXICO	127
	Bibliografía.....	152
5.	CARACTERIZACIÓN CONCEPTUAL A NIVEL CUENCA PARA ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO	155
	Bibliografía.....	182
VI	CONCLUSIONES	185
VII	Anexo.- Research Paper	188



I ABSTRACT

In Mexico 76% of the electricity is produced from burning fossil fuels. As a result more than CO₂ 100 Mtons are emitted to the atmosphere each year. Although the use of green power technologies is being considered, the national economy and the technological strategies still account for the continuous use of fossil fuels, at least by two more decades. Therefore, other less-carbon alternatives must be undertaken in the short and middle terms.

The International Energy Agency (IEA) and other international and state institutions stand for a reduction in the CO₂ emissions tendency during the next 40 years. One of the strategic solutions is Carbon Capture Sequestration (CCS) that depict 19% of the total formula. CCS in power industry alone plays 10% of whole solution. CCS is defined as the capture and storing of CO₂ that otherwise would be standing at the atmosphere.

Storing gases in the subsurface began in the 90s decade all over the world. Nowadays, there are more than a hundred operating CCS projects, most of them at demonstrative or pilot level and a few number storing at industrial rates (1 Mtons/year). However, there is no power generation facility using CCS up to now. Most CCS projects are linked to oil industry.

The thesis work presented here comes up an analysis of mexican territory to assess its theoretically capacity to store geologically CO₂ coming from power industry. A conceptual evaluation of the environmental impact that CCS process brings is also approached.

CCS process starts with capture stage. The costs of the capture technologies depend upon the form of how gases separation is carried out. Choosing the right form of capturing depends on CO₂ concentration, pressure and volume. This thesis work does not describe this part of the process and assumes that conventional technology is used –post Combustion. Post Combustion separates CO₂ from the fume steam once the combustion has been accomplished. This form of separation consumes an important amount of electricity, but it is which has proved the highest reliability at industrial scale and commercial availability.

Next stage in CCS process is transport, and in practice terms is the carriage of CO₂ from the separation and capture point to the place where is going to be injected. Therefore, distance is the most important aspect to be considered for the profitability in this stage of a project.

Geologic CO₂ storing is the final stage of a CCS project. This part of the process is the most important approach of the work herein presented. There are four kinds of geologic media for storing CO₂:

- 1.- Empty space that is left after oil extraction is accomplished (EOR).
- 2.- Empty porous space generated when methane is replaced by CO₂ injection at unmineable coal beds.
- 3.- Fractured rock masses, typically basalts.



4.- Deep saline aquifers.

Nowadays only options 1 and 4 are considered at industrial and commercial scales. The first one is the most used all over the world. The reason is that this geologic media is associated to oil industry permitting recovery of attractive amounts of oil or gas that allow reasonable CO₂ storing costs (0.5 to 8 USD/CO₂ ton). The deep saline aquifers media is the less frequently applied option, however, this geologic media permit bigger gas storing amounts and it is thought as the solution for the future when CCS is a common CO₂ mitigation form. For the time being deep saline aquifers do not offer economic support as EOR does because there are not byproducts of any process.

Up to now there are no power plants with CCS processes included, but there are some to begin operations in the short term. Reason is the increase of costs production which could augment from 7 up to 13 cUSAD/kWh. The best projects are those associated to EOR schemes in order to make them profitable.

Reservoir sites to be considered for geological storing CO₂ must guarantee storage capability, injectivity, safety and stability. Therefore the searching about kind of rocks, geothermic regimes, tectonics and hydrodynamics should be carried out. This topic is one of the main objectives of the work here presented, focusing on mexican territory.

Long term behavior of CO₂ once stored is not well known yet. The time of mineralization gas takes is too long to be measured in human scale times. It is calculated based on modeling and laboratory testing and controlled observations. Fortunately, there are two other phenomena that are much better known. First the structural and stratigraphic trap which plays an important role immediately after gas is injected. The proof of its presence in the subsurface is the base of geologic searching for this kind of reservoirs. Second is residual retention in the filling liquid media present at the deposit. This form of retention is not very well known but it is measured easily and is generally accepted and agreed that supports important mechanism of trapping. The Knowledge of these two mechanisms is due to oil industry.

The thesis work presented contains also an assessment of amounts of CO₂ possible to store at geologic media (deep saline aquifer media) at least in country and basin scales which, according to accepted methodology could decrease considerably when further stages of the methodology are carried out. Last three stages of the methodology are: region, local and site but they are not included in this investigation.

On the contrary, a methodology to assess environmental impact of a CCS project associated to a power plant in Mexico is included at conceptual level. A theoretical coal fired power plant is supposed near Gulf of Mexico (retrofit of a unit of 350 MW). A post combustion capture-separation system is supposed for this evaluation. The methodology used was Life Cycle Assessment (LCA) although databases for this purpose are not available in Mexico. As a matter of fact, this was a big limitation for the evaluation and its use for further goals. However the reference 350 MW theoretically retrofitted showed an important decrement of efficiency (from 35.7% to near 25%) because of the energy needed for the capture unit mainly.



Conceptual LCA showed a decrease of 75% CO₂ emissions using a CCS system. Eutrophication and ozone layer depletion also had improvements. Other impact categories had little decrease such as abiotic depletion, acidification, oxidation, human toxicity and ecotoxicity of water and terrestrial environs. This is due to the upper consumption of coal and the use of certain chemical substances capture-separation plant requires.

In conclusion, there are geologic bases to consider that mexican territory offers suitable zones for CO₂ storage. Five out of eleven basins or provinces were assessed and located 90 sectors for underground CO₂ storage. All of these sectors yield a storage capacity around 80 billion tons of CO₂. Taking into account that local and site detailed evaluations are still to be done (the last 3 stages) the obtained capacity would be reduced to 20 billion tons. Certainly, this volume of storage could hold permanently 100% of mexican power industry for more than two centuries.



I.1 RESUMEN

El 76% de la energía eléctrica que se produce en México proviene de combustibles fósiles. Esto ocasiona que se emitan al ambiente más de 100 millones de toneladas anuales de CO₂. A pesar de que se planea incrementar cada vez más los componentes tecnológicos para generar energía eléctrica que prescindan de estos combustibles, la realidad del país obliga a pensar que la energía proveniente de recursos renovables seguirá siendo marginal durante cuando menos dos décadas más. En este contexto resulta pertinente analizar alternativas para disminuir las emisiones de CO₂ a corto y mediano plazos.

La Agencia Internacional de Energía, entre otras instancias, plantea una serie de estrategias que deberán tomarse en cuenta durante los próximos 40 años para abatir la tendencia del crecimiento de las emisiones de CO₂, las cuales amenazan con duplicarse en el mismo periodo. De las medidas propuestas el uso de la tecnología de captura y almacenamiento geológico (CCS) de CO₂ representa un 19% de la solución; en particular el uso de CCS en la generación de energía eléctrica aporta un 10% del total de las medidas de mitigación.

La tecnología de almacenar gases en el subsuelo es bien conocida a nivel mundial. Sin embargo no fue sino hasta la década de los noventa que comenzó a usarse como medida de secuestro de carbono. En la actualidad hay proyectos de este tipo en todo el mundo, la mayoría de ellos a nivel demostrativo y algunos cuantos operando con cantidades significativas de CO₂ (más de 1 Mt/año). Asimismo, no hay ninguna central eléctrica que emplee este método de mitigación a la fecha; la mayoría de los casos que existen están asociados a la industria de los hidrocarburos.

El secuestro de carbono se define como la captura y almacenamiento seguro de CO₂ que de otra forma sería emitido a la atmósfera o permanecería en ella. El trabajo que se presenta aborda un análisis del territorio mexicano para evaluar teóricamente su capacidad para admitir geológicamente CO₂ proveniente de la industria eléctrica. También se lleva a cabo una evaluación conceptual del impacto ambiental que este proceso acarrea.

El proceso de secuestro de carbono comienza con la fase de captura. Existe un amplio rango de costos en estas tecnologías pero dependen principalmente de la forma en que la separación y la captura se dispongan. La elección de tecnología para separación recae en la concentración, presión y volumen que el CO₂ disponible posee. Este trabajo no ahonda sobre estos métodos y supone que se utilizaría la tecnología más convencional –denominada separación y captura postcombustión– la cual se caracteriza por separar el CO₂ de los gases de combustión una vez que ésta se ha llevado a cabo. Si bien es cierto que esta tecnología consume una cantidad importante de la electricidad que genera la central eléctrica, es la que ha probado mayor confiabilidad a escala industrial además de encontrarse disponible comercialmente.

El siguiente paso es el transporte, que en términos prácticos conduce el CO₂ desde el sitio donde se produce y separa de otros gases de combustión hasta el sitio donde se inyecta. Es evidente que en esta fase la distancia entre un punto y otro puede ser determinante para la rentabilidad del proyecto.



Finalmente la fase de almacenamiento geológico es la que permite disponer definitivamente del bióxido de carbono y la que ocupa preponderantemente a este trabajo. En términos teóricos hay cuatro medios geológicos para el almacenamiento de gas:

1. En espacios vacíos que quedan después de la extracción de hidrocarburos.
2. En los poros que se generan al desplazar metano por CO₂ existente en mantos de carbón.
3. En medios rocosos cristalinos muy fracturados, típicamente rocas basálticas.
4. En acuíferos que por su contenido salino no son atractivos para explotación.

En cuanto a la cantidad de CO₂ que es posible almacenar, en la práctica solamente son relevantes los métodos 1 y 4. El primer método es, por una gran diferencia, el más usado en el mundo, dado que generalmente está asociado a recuperación secundaria de remanentes de hidrocarburos que en la mayoría de los casos hacen rentable el proceso con costos de almacenamiento entre 0.5 y 8 USD por tonelada de gas depositado. El caso de los acuíferos salinos, por su parte, se estudia intensamente ya que ofrece mayores capacidades de almacenamiento aunque no presenta la ventaja de obtener subproductos con valor económico como el primer caso.

En la actualidad no existe ninguna planta de generación de energía eléctrica que cuente con un sistema de secuestro geológico, pero hay más de una decena por comenzar en el futuro inmediato. La razón principal es el costo que implica: se estima que una planta que usa carbón como combustible, con costos normalizados de producción de 7 US¢/kWh, puede aumentar éstos después de la captura y almacenamiento geológico de CO₂ a 13 US¢/kWh. En primera instancia, entonces, parece atractivo asociar el almacenamiento geológico de plantas eléctricas a esquemas de recuperación mejorada de hidrocarburos para hacerlo rentable o al menos accesible en costo.

Los sitios con potencial de almacenamiento geológico de carbono deben garantizar capacidad suficiente de almacenamiento, inyektividad, características seguras de confinamiento y estabilidad y no estar comprometidos con otros usos. Por ello deben investigarse su actividad tectónica, tipo de sedimentos, regímenes geotérmicos e hidrodinámicos. Una característica total en los sitios que se seleccionen es que estén a una profundidad mínima de 800 m para garantizar suficiente densidad de CO₂; después de esa profundidad el gas adquiere características de fluido supercrítico y facilita su permanencia en el reservorio al disminuirse sensiblemente su flotabilidad. El trabajo que aquí se presenta tiene como motivación principal hacer una investigación de este tipo.

El comportamiento del CO₂ almacenado todavía es en parte desconocido. El tiempo que le toma al gas mineralizarse en medios rocosos es demasiado largo para ser observado en la escala de la vida humana. Hasta ahora su desempeño futuro se predice por medio de diversos tipos de modelación. Sin embargo, existen mecanismos probados de retención de bióxido de carbono a profundidad. El primero de ellos es el físico, estructural o estratigráfico, que tiene lugar al depositarse en un medio permeable sobreyacido por una capa suficientemente impermeable que impida su ascenso –este mecanismo de trampa hace posible la existencia de campos petroleros suficientemente conocidos y explotados por el hombre. Un segundo mecanismo es la retención residual de gas en fluidos que lo albergan. Este almacenamiento demora un



poco más que el estratigráfico pero se lleva a cabo en escalas de tiempo que se pueden medir en términos de la vida del hombre, además de que ha sido suficiente probado en la industria petrolera.

Pese a que los medios de retención geológica –disolución y mineralización– toman demasiado tiempo (miles de años), se tiene confianza en que pueden asegurar el bióxido de carbono de forma definitiva dada la afinidad del carbono con los sustratos inferiores del subsuelo. Después de todo el origen del carbono se debe a la desgasificación del manto del planeta, aunque el aporte del CO₂ liberado de esta forma es ahora mucho menor que el antropogénico (300 Mt contra 30 Gt al año).

En este trabajo se expone también una metodología en boga para estimar capacidades de almacenamiento, la cual hace distinción por tipo de reservorio empleado, ya sea capas de carbón, yacimientos exhaustos de hidrocarburos o acuíferos salinos profundos. Se explican también las cinco escalas de estudio que existen: desde la más regional (nivel país) hasta la de mayor grado de detalle y costo (nivel sitio). El caso de México, conforme a la información disponible, se llevó hasta el segundo nivel (cuenca) y se enfocó exclusivamente al método de acuífero salino profundo.

Para ilustrar el estado de desarrollo de la tecnología de captura y almacenamiento de carbono en el mundo se dedica un capítulo a describir las tres instalaciones más importantes en cuanto a la cantidad de gas que almacenan. Se trata de los proyectos de Sleipner en el mar del Norte, Weyburn en Canadá e In Salah en Argelia. Se destacan las condiciones geológicas bajo las cuales se lleva a cabo el almacenamiento –resaltando que los tres proyectos se desarrollan en acuíferos salinos profundos en rocas sedimentarias, sobre todo granulares–, tal como es el enfoque de este trabajo para el caso de México.

Además de conocer las posibilidades geológicas que tiene el territorio mexicano para almacenar CO₂ se propone una metodología para evaluar teóricamente el impacto ambiental que tendría un proyecto de esta naturaleza, el segundo objetivo de este trabajo. La metodología empleada es el análisis de ciclo de vida (LCA); para llevarlo a cabo se propone tomar como referencia una central térmica que consuma carbón como combustible. El modelo se basa en la anexión a la central de referencia de un sistema de captura postcombustión y dos variantes de almacenamiento geológico: aprovechamiento secundario de hidrocarburos y acuífero salino profundo. Aunque este escenario podría haberse recreado en cualquiera de las más de 80 centrales que emplean combustibles fósiles en el país, se eligió la CT Tuxpan (Veracruz) dado que de hecho esta planta se contempla para un proyecto demostrativo con el mismo enfoque que este trabajo.

El capítulo destinado a evaluar el posible impacto de una instalación de secuestro de carbono es producto de la adaptación de otros estudios similares en países desarrollados. Este trabajo es, hasta donde se sabe, el primero de su tipo que se realiza en países en vías de desarrollo. Por la misma razón, la información analizada se debe en gran parte a la recopilación de otras fuentes y países dada la inexistencia de bases de datos con información útil con respecto a México.

Un análisis de ciclo de vida considera básicamente todos los insumos necesarios para la construcción de un bien o la prestación de un servicio. Toma en cuenta el impacto de la fabricación y uso, la disposición final



del bien o servicio y los subproductos y demandas energéticas a que den lugar. Para este trabajo se trataron de integrar todos los insumos y procesos que demandaría la reconversión de la CT Tuxpan si en ella se situara una instalación de captura de CO₂; para tal fin se supuso, entre otras variables, que una de sus unidades de 350 MW de capacidad quemara carbón de características caloríficas iguales al que se emplea en las termoeléctricas de Coahuila. Se asumió además que la planta conserva su carácter subcrítico (eficiencia energética de 35.7%), el cual disminuye más de 10% después de la captura, separación y transporte (estas instalaciones demandan energía eléctrica no necesariamente de la propia planta, sino de la red), lo que a la postre afecta negativamente su balance energético.

El resultado teórico del impacto de un proyecto de almacenamiento de CO₂ como el que se propone indica que la categoría de impacto de calentamiento global (emisiones de CO₂) se reduce drásticamente –hasta un 75%. Las categorías de impacto eutrofización y agotamiento de la capa de ozono también se ven beneficiadas, mientras que otras declinan en alguna medida –mínima en algunos casos– como agotamiento abiótico, acidificación, toxicidad humana, ecotoxicidad en medios acuáticos y terrestres y oxidación fotoquímica. De los dos escenarios propuestos el sistema de captura en yacimientos exhaustos de hidrocarburos resulta, desde el punto de vista ambiental, ligeramente más ventajoso que el de acuífero salino profundo, dado que la infraestructura de exploración y explotación de hidrocarburos asociados puede ser aprovechada mientras que el escenario en acuífero salino parte de cero en cuanto a infraestructura de inyección.

En el estudio se presenta un análisis de sensibilidad cuyos resultados, sin llegar a ser lineales, muestran una acentuación de impactos; tal es el caso de incrementar la distancia de transporte y el consumo de energía en los procesos de la captura, separación, transporte e inyección. Por su parte, un aumento de la eficiencia energética de la central resulta en una disminución de impactos. Sobre este último aspecto destaca la conclusión de que si se construyeran o reconvirtieran cuatro centrales térmicas de régimen subcrítico por otras tantas de régimen crítico, el beneficio en términos de disminución de potencial de calentamiento global sería equiparable a la construcción de una instalación de captura y almacenamiento geológico como la que este trabajo considera.

La parte medular del trabajo concluye que, teóricamente, existen bases para considerar que el territorio mexicano ofrece suficientes zonas con características geológicas favorables para el almacenamiento geológico de CO₂. Tomando en cuenta la metodología propuesta por el Foro de Liderazgo para el Secuestro de Carbono, se estima que aun quedando vastas zonas del territorio nacional por analizar, existen por lo menos 90 sectores que podrían alojar más de 80 Gt de CO₂. Hay que tomar en cuenta, sin embargo, que este estudio consideró únicamente dos de cinco escalas de evaluación y cinco de las once cuencas o provincias posibles dentro de la porción territorial considerada como zonas de inclusión, que en general corresponden a terrenos cubiertos por rocas sedimentarias de los estados del noreste, este y sureste del país. Este volumen, teóricamente, sería equiparable a poder almacenar la totalidad de emisiones de CO₂ de la industria eléctrica de México por más de dos siglos.



Lista de figuras

Figura IV-1.- Escenarios de precios de combustibles 2010-2024. CFE (2010).....	25
Figura IV-2.- Medidas a adoptar según la OCDE/ IEA para disminuir el ritmo actual de emisiones (de cerca de 30 Gt CO ₂ al año) a la mitad para el año 2050, en tanto las nuevas tecnologías hacen posible la sustitución de combustibles fósiles. Destacan las tecnologías de CCS (almacenamiento geológico con 19%, sólo después de las energías renovables). OCDE/IEA (2009).....	26
Figura IV-3.- Emisiones de CO ₂ e por sector en el mundo. Treasury H. (2007).....	27
Figura IV-4.- Emisiones de gases de efecto invernadero en México. SEMARNAT (2007).....	27
Figura V-1.- Niveles de resolución y escala para estimación de capacidades en estudios de almacenamiento geológico de CO ₂ . Bachu, et. al. (2007).	29
Figura 1-1.- Esquema simplificado del efecto invernadero. IEA, 2005.	32
Figura 1-2.- El ciclo del carbono. Martínez Montesinos, et. al., 2008.....	36
Figura 1-3.- Emisiones de CO ₂ e por sector. Treasury H., 2007.....	37
Figura 1-4.- Balance general de carbono. Laboratory, O. R. N., 1999.	39
Figura 1-5.- Esquema de proceso de absorción química. Martínez Montesinos, et. al., 2008.	40
Figura 1-6.- Esquema del proceso de separación por adsorción física. Martínez Montesinos, et. al., 2008...	41
Figura 1-7.- Opciones de captura de CO ₂ . Lacy. 2005.	42
Figura 1-8.- Algunos costos de transporte de CO ₂ . IPCC, 2005.	44
Figura 1-9.- Formas de almacenamiento oceánico. IPCC, 2005.....	45
Figura 1-10.- Diagrama de fase del CO ₂ . Suárez Díaz, 2007.	48
Figura 1-11- Principales formas de almacenamiento geológico de CO ₂ . IPCC, 2005.	49
Figura 1-12.- Fases del proceso de carbonatación mineral a partir de rocas o residuos industriales. IPCC, 2005.....	52
Figura 1-13.- Elementos de la ruta tecnológica para el desarrollo de opciones de tecnologías biológicas avanzadas para el secuestro de carbono. Laboratory, O. R. N. (1999)	54
Figura 1-14.- Comparación esquemática para ilustrar el costo de CO ₂ evitado. IPCC, 2005.	55
Figura 2-1.- Distribución general de cuencas sedimentarias alrededor del mundo. Bradshaw y Dance, 2005.	60
Figura 2-2.- Variación de la densidad del CO ₂ con la profundidad. Solomon, S. 2007.....	61
Figura 2-3.- Evolución de los diferentes mecanismos que intervienen en las formaciones salinas después de la inyección de CO ₂ . IPCC, 2005.....	63
Figura 2-4.- Localización de sitios de almacenamiento geológico de CO ₂ , comerciales, demostrativos y en etapa de planeación. IPCC, 2005.....	64
Figura 2-5.- El nivel de saturación de CO ₂ del reservorio disminuye con el paso del tiempo hasta lograr el equilibrio. Se muestran dos casos del sitio Frio Brine en Texas. Hovorka et. al., 2004.	70
Figura 2-6.-Figura .- Representación esquemática de inyección de CO ₂ . a) en un medio uniforme sin gravedad, b) en un medio uniforme con gravedad, c) en un medio heterogéneo con gravedad. Doughty, S. et. al. 2001.....	71
Figura 2-7.- Simulación de saturación de CO ₂ en una formación homogénea. Solomon, 2007; después de Ennis-King y Paterson, 2003.	72



Figura 2-8.- Sucesión en el tiempo de diferentes mecanismos de almacenamiento geológico. En Bachu S. et. al., después de IPCC, 2005.....	74
Figura 2-9.- Diagrama de Mohr ilustrando el efecto de la relación presión de poro/disminución de esfuerzo por decaimiento de la presión en un estado de esfuerzos normal. El decaimiento de la presión conduce a falla por disminución del esfuerzo horizontal máximo. Streit, J. E. y R. R. Hillis (2004)	75
Figura 2-10.- Diagrama que muestra la relación entre el origen del CO ₂ natural, la tectónica de placas, el vulcanismo y el metamorfismo de contacto de rocas carbonatadas. Holloway, S. et. al., 2005.....	77
Figura 2-11.- Localización de sitios de inyección de gas ácido en Canadá. Clasificados por (a) tipo de depósito, y (b) litología. Bachu y Huag, 2005.....	79
Figura 2-12.- Variaciones en tamaño y resolución de diferentes capacidades de almacenamiento. (a) Pirámide tecno-económica de recursos, (b) Escalas de evaluación. De Bradshaw et. al. (2007) en Bachu, S., Bonijoly, D., et. al. 2007.	81
Figura 2-13.- Causas comunes de fuga de gas en pozos; a y b: entre el cemento y el ademe, c: en empaques, d: por el ademe, e: por el cemento, f: entre el cemento y la formación. Gasda et. al., 2004.	92
Figura 2-14.- Potenciales modos de escape de CO ₂ inyectado en acuíferos salinos profundos. IPCC, 2005. .	94
Figura 3-1.- Esquema de inyección de CO ₂ en el acuífero salino Sleipner. Solomon, S. 2007.	102
Figura 3-2.- Esquema de localización de la Fm Utsira y el proyecto Sleipner. Solomon, S. 2007.	102
Figura 3-3.- a) Perfil sísmico de reflexión 2D transversal a la Fm Utsira, b) 2D regional de la cima de la Fm Utsira mejorado con 3D alrededor del sitio de inyección, c) 3D de detalle alrededor del sitio de inyección. Solomon, S. 2007.....	105
Figura 3-4.- Patrones de migración (color púrpura) desde el punto de inyección. Solomon, S. 2007.....	108
Figura 3-5.- Evolución de la inyección en Sleipner de 1994 a 2001. Solomon, S. 2007.	109
Figura 3-6.- Localización de los campos Weyburn y Midale. Preston et. al. 2009.	112
Figura 3-7.- Localización del origen del CO ₂ de Weyburn y Midale. Monea, 2002.....	113
Figura 3-8.- Evolución de la producción en Weyburn. Monea, 2002.....	114
Figura 3-9.- Evolución de la producción en Midale. Monea, 2002.....	114
Figura 3-10.- Formaciones geológicas que intervienen en Weyburn y Midale. White, D.J. et. al., 2004.	116
Figura 3-11.- Estructura geohidrológica y límites del reservorio Weyburn. Monea 2002.....	118
Figura 3-12.- Localización del proyecto In Salah. Keddam, 2003.....	119
Figura 3-13.- Sección esquemática de In Salah y sus aspectos más importantes. Iding et. al., 2009.	120
Figura 3-14.- Perfiles de producción y almacenamiento del campo Krechba. Riddiford et. al., 2005.....	121
Figura 3-15.- Contorno de la cima del yacimiento Krechba indicando fallas principales. Iding et. al. 2009..	122
Figura 3-16.- Parámetros del almacén y sus sellos (900 a 1900 m) inferidos de diferentes fuentes de información. Iding, et. al., 2009.	123
Figura 3-17.- Imagen Landsat7 ETM+ de la región de In Salah. Los pozos de inyección se muestran en azul y los de producción en rojo. Onuma,2009.....	124
Figura 3-18.- Desplazamientos en el periodo del 31 julio 2004 al 31 mayo 2008. Zonas en azul denotan subsidencia y coinciden con la localización de los pozos de producción; zonas en amarillo y rojo son zonas de emergencia y coinciden con los pozos de inyección. Onuma, 2009.	125



Figura 3-19.- Tasas de desplazamiento detectadas por DInSAR del 31 de julio 2004 al 24 de mayo 2008 en mm/año. Nótese el predominio en torno al pozo 503. Onuma, 2009.....	125
Figura 4-1.- Porcentajes de generación de electricidad en México por tipo de tecnología. CFE. 2010.....	128
Figura 4-2.- Porcentajes de generación de electricidad en México por tipo de combustible. CFE. 2010.....	128
Figura 4-3.- Principales fuentes fijas de CO ₂ en México. Los puntos azules se refieren a las centrales de generación de energía eléctrica mientras que su diámetro se refiere a la magnitud de las emisiones. CFE.2010.....	130
Figura 4-4.- Esquema que muestra los límites de los sistemas propuestos. En el primero la central térmica se incluye en la parte superior. Los otros dos contienen además de la parte superior, la intermedia (Captura) y las inferiores, ASP o EOR, según corresponda. Stanley, 2009.....	131
Figura 4-5.- Comparativo general de los sistemas analizados. Las columnas muestran el impacto de cada categoría en porcentaje, siendo 100% el mayor. La evaluación se llevó a cabo con el método CML 2001 adicionando el impacto de MEA a escala mundial de 1995.....	141
Figura 4-6.- Contribución al calentamiento global en la cadena de CCS. La barra de la izquierda corresponde al sistema ASP y la derecha a EOR. La energía de compresión y transporte contribuyen bastante mientras que el impacto por inyección es leve.	143
Figura 4-7.- Contribución por tipo de proceso al calentamiento global. Gráfica superior: el carbón es, por mucho, el principal contribuidor. Inferior: Desglose de los 10 contribuidores más importantes excluyendo carbón.....	144
Figura 4-8.- Cambios en el impacto al sistema CCS en ASP debido a variaciones en la longitud de gaseoducto. El color rojo representa la planta de referencia, verde significa inyección en sitio, amarillo 250 km y azul gasoducto de 500 km.	147
Figura 4-9.- Cambios en el impacto debido a un incremento de la eficiencia de la central. Se muestran todos los casos con 35.7% de eficiencia original y eficiencia supercrítica de 45%.	148
Figura 4-10.- Comparación de impactos para sistemas CCS con ASP con variaciones en el requerimiento de calor para el proceso de captura. En rojo el límite superior de 572 kWh/tCO ₂ , verde el caso de estudio de 245 kWh/tCO ₂ y amarillo el límite inferior de 115 kWh/ tCO ₂	149
Figura 4-11.- Relación entre los requerimientos de energía para la captura y el impacto en la categoría GWP. Aunque no se trata de una relación lineal conserva cierta congruencia de comportamiento. Todas las categorías de impacto reaccionan del mismo modo.	150
Figura 5-1.- Principales rasgos tectónicos de México. Dávila et. al. (2010)	157
Figura 5-2.- Principales manifestaciones hidrotermales en la República Mexicana. Ordaz-Méndez (2009).158	
Figura 5-3.- Principales grupos litológicos a nivel superficie en la República Mexicana. Dávila, et. al. (2010)	159
Figura 5-4.- Distribución de zonas de inclusión-exclusión a nivel país para fines de almacenamiento geológico de CO ₂ . Dávila et. al. (2010)	161
Figura 5-5.- Provincias identificadas de acuerdo a su potencial geológico para almacenar CO ₂ y delimitadas al interior de las zonas de inclusión alrededor del Golfo de México, norte y centro del territorio mexicano.	164



Figura 5-6.- Geología superficial de la provincia de Veracruz. Se muestran las secciones y pozos analizados. Se enmarcan también los segmentos que tienen posibilidades de almacenamiento geológico de CO₂. CFE-IPN (2010).....169

Figura 5-7- Sección regional V3. En la parte izquierda (suroeste) se muestra el fallamiento inverso de la sierra de Zongolica en rocas carbonatadas cretácicas; en el extremo contrario (noreste) se aprecian secuencias terrígenas sepultadas. CFE-IPN (2010).....169

Figura 5-8.- Provincia Tampico-Misantla y ubicación de secciones geológicas regionales, pozos, geología superficial simplificada y sectores con potencial de almacenamiento geológico de CO₂ (adaptado de INEGI, 1981; CFE-IPN, 2010; Pemex, 2010b).....170

Figura 5-9.- Sección geológica regional TM4. De poniente a oriente se observa el rejuvenecimiento de las secuencias sedimentarias y los estilos de deformación geológico estructural (adaptado de López, 1979; INEGI, 1981; CFE-IPN, 2010; Pemex, 2010c)171

Figura 5-10.- Provincia de Burgos y ubicación de secciones regionales, pozos y geología superficial simplificada. Se muestran también los sectores con potencial de almacenamiento geológico de CO₂ (INEGI, 2002; CFE-IPN, 2010).....173

Figura 5-11.- Sección B2. De poniente a oriente se observa el rejuvenecimiento de secuencias sedimentarias terciarias así como la variación en su deformación geológica estructural (CFE-IPN, 2010)174

Figura 5-12.- Provincia Cuencas del Sureste y ubicación de secciones geológicas regionales, pozos, geología superficial simplificada y sectores con potencial de almacenamiento geológico de CO₂ (modificado de INEGI, 1981; CFE-IPN, 2010; Pemex 2010f).....175

Figura 5-13.- Sección regional SE3 donde se observa la compleja deformación tectónica en el subsuelo (adaptado de INEGI, 1981; CFE-IPN, 2010)176

Figura 5-14.- Provincia de Yucatán y ubicación de secciones regionales, pozos y geología superficial simplificada. Se muestran también los sectores con potencial de almacenamiento geológico de CO₂ (modificado de INEGI, 1981; CFE-IPN 2010).....177

Figura 5-15.- Sección geológica PY2. Se observa la poca deformación de la península de Yucatán y los pliegues y fallas de las rocas del subsuelo en el sector marino que corresponde a la Sonda de Campeche (adaptado de INEGI, 1981; CFE-IPN, 2010)178

Figura 5-16.- Fuentes fijas de CO₂ en México. Cada color representa un tipo diferente de fuente y la magnitud de la emisión. La información proviene del Registro de Emisiones y Contaminantes (RETC) de SEMARNAT.179



Lista de tablas

Tabla 1-1.- Principales gases de efecto invernadero, SEMARNAT, 2007.	33
Tabla 1-2 Composición de los gases de combustión de una planta de generación de electricidad por carbón. Mann., 2004.	34
Tabla 1-3.- Propiedades físicas y químicas del CO ₂	35
Tabla 1-4.- Estimación del potencial mundial de secuestro de carbón por bioma. Laboratory, O. R. N. 1999.	51
Tabla 1-5.- Resumen de costos por fase del proceso de CCS en plantas de generación de electricidad. Mann, 2004.	55
Tabla 2-1.- Principales plantas y proyectos de almacenamiento de CO ₂ en el mundo. IPCC,2005.	66
Tabla 2-2.- Aplicabilidad de las diferentes metodologías para estimar la capacidad de almacenamiento de CO ₂ en varias escalas y en distintos mecanismos de almacenamiento. Bachu, S., Bonijoly, D. et. al., 2007. .	90
Tabla 2-3.- Tipos de remediación de fugas de CO ₂ en almacenamientos geológicos. Benson y Hepple, 2005.	97
Tabla 3-1.- Caracterización de la arena de la Fm Utsira. Solomon, S. 2007.	106
Tabla 3-2.- Propiedades de la capa sello de la Fm Utsira. Solomon, S. 2007.	107
Tabla 3-3.- Datos relevantes de los campos Weyburn y Midale. Monea, 2002.	113
Tabla 3-4.- Organismos participantes en el IEA Weyburn CO ₂ Sequestration Assessment. Steadman, 2008.	115
Tabla 4-11.- Distancias para transporte de materiales de construcción a la zona de Tuxpan. Por economía convencional y ambiental se supuso el uso de ferrocarril cuando la opción fue viable.	133
Tabla 4-2.- Parámetros usados en la central eléctrica con y sin CCS.	134
Tabla 4-3.- Parámetros importantes en los procesos de captura y transporte.	136
Tabla 4-4.- Datos de LCI de la infraestructura de captura. De Koorneef et. al.(2008), basados en contacto directo con el fabricante Fluor (Holanda).	137
Tabla 4-5.- Composición elemental estimada de residuos de fondo de la unidad de captura.	138
Tabla 4-6.- Datos de LCI para la infraestructura de compresión. De Koorneef et. al. (2008), basado en Faist Emmengegger et. al. (2003).	138
Tabla 4-7- Datos de LCI para la inyección en acuífero salino profundo.	140
Tabla 4-8.- Resultados generales por categoría de los tres sistemas analizados.	141
Tabla 5-1 Criterios para definir zonas de inclusión y exclusión para almacenamiento geológico de CO ₂ . Los valores numéricos representan el porcentaje relativo basado en estimaciones a nivel superficie. C: secuencias carbonatadas, E: evaporíticas, MPV: series metamórfica, plutónica y volcanosedimentaria; T: secuencias terrígenas, VB: serie volcánica básica, VF: serie volcánica félsica. Las fallas activas se consideran como tal cuando han tenido un desplazamiento registrado durante los últimos 10,000 años, aproximadamente (Dávila et. al., 2010)	162
Tabla 5-2.- Resumen de sectores evaluados y capacidad teórica de almacenamiento en acuíferos salinos en México	167
Tabla 5-3.- Estimado de CO ₂ por fuente y sector económico. *Sólo incluye instalaciones que reportan vía Certificado de Operación Anual (COA).	180



Tabla 5-4.-. Volúmenes anuales de CO₂ estacionario por Estado. *Sólo incluye instalaciones que reportan oficialmente vía COA.181



Abreviaturas

ASP	Acuífero salino profundo
cal/g	Calorías por gramo
CEC	Capacidad de intercambio catiónico
CML	Institute of Environmental Science – Universidad de Leiden, Holanda
CO	Monóxido de carbono
CO ₂	Dióxido o bióxido de carbono
CO ₂ e	Dióxido o bióxido de carbono equivalente
COVDM	Compuestos orgánicos volátiles distintos al metano
CCS	Captura y secuestro de carbono
CSLF	Foro de Liderazgo para el Secuestro de Carbono
D	Darcy
DB	Diclorobenceno
DBO	Demanda bioquímica de oxígeno
DInSAR	Forma particular de percepción remota en su versión de radar, por sus siglas en inglés: <i>Differential Interferometric Synthetic Aperture Radar</i>
ECBM	Recuperación de metano en lechos de carbón
EOR	Recuperación mejorada de petróleo
Gt	Gigatoneladas
H ₂	Hidrógeno
HDPE	Polietileno de alta densidad
He	Helio
HSS	Sales estables calientes, por sus siglas en inglés
IEA	Agencia Internacional de Energía
IGCC	Planta de generación de ciclo combinado con gasificación integrada
IGIP	Gas inicial en sitio
J	Joule
NGCC	Planta de generación de ciclo combinado con gas natural
IPCC	Panel Intergubernamental para el Cambio Climático
kWh	Kilowatt/hora
GHG	Gases de efecto invernadero
GWP	Potencial de calentamiento global
LCA	Análisis de ciclo de vida
LCI	Inventario de ciclo de vida
LCIA	Análisis de impacto de ciclo de vida
m	Metro
mD	Milidarcys
MDEA	Metildietanolamina
msnm	Metros sobre el nivel del mar
MPa	Megapascales
nm	Nanómetro
N ₂	Nitrógeno
NO _x	Forma común de referirse a los óxidos de nitrógeno
N ₂ O	Óxido nitroso
O ₂	Oxígeno molecular o gaseoso
ppm	Partes por millón
PC	Planta de generación de carbón pulverizado
PEE	Productor externo de energía
PGIP	Gas producible en sitio
SO _x	Forma común de referirse a los óxidos de azufre
SDT	Sólidos totales disueltos
TOC	Carbón orgánico total
UF	Unidad funcional
USD	Dólares de los Estados Unidos de América
XRD	Difracción de rayos X



Glosario

- Acidificación.**- Para fines de este trabajo el término se utiliza como una categoría de impacto ambiental que se refiere al incremento de acidez en el suelo, aguas subterráneas y superficiales, en organismos, sus ecosistemas y materiales. Los contaminantes mayores de esta categoría son SO₂, NOx y NHx.
- Acuicludo.**- Capas o formaciones con permeabilidad extremadamente baja que no ceden agua en absoluto. Ejemplo: evaporitas.
- Acuífero.**- Formación geológica, o parte o grupo de éstas, saturada con agua con un cierto grado de permeabilidad que le permite cederla a través de pozos.
- Acuitardo.**- Medio poroso que no puede ceder agua a través de pozos pero que su flujo vertical es suficiente como para alimentar acuíferos suprayacentes cuando están en contacto en áreas importantes. Ejemplo: lutitas.
- Agotamiento abiótico.**- Para fines de este trabajo constituye una categoría de impacto ambiental que trata el decremento crítico de recursos naturales, así como de diversas formas de energía, minerales y combustibles fósiles.
- Agotamiento de la capa de ozono.**- Para fines de este trabajo el término se utiliza como una categoría de impacto ambiental que se refiere al adelgazamiento de la capa de ozono estratosférico como resultado de emisiones antropogénicas, lo que causa que una mayor cantidad de radiación solar UV alcance la superficie de la Tierra, con potencial impacto a la salud humana, animal y a sistemas terrestres y acuáticos.
- Almacenamiento de carbono.**- Proceso mediante el cual se deposita y asegura bióxido de carbono en un reservorio conocido y determinado ex profeso.
- Amígdala.**- Para fines de este trabajo se refiere a un término del léxico geológico que constituye un hueco en la roca con una tendencia esférica, el cual se encuentra relleno de algún mineral como sílice o carbonato.
- Anticlinal.**- Pliegue en rocas estratificadas donde las capas a lo largo de su eje son divergentes y sus rocas más antiguas se encuentran en su centro o núcleo.
- Barreno.**- Conducto perforado en la corteza terrestre con fines exploratorios o de producción de agua o hidrocarburos.
- Bióxido de carbono equivalente.**- La equivalencia de carbono se da en términos del Potencial de Calentamiento Global (GWP) en que se expresan los gases de efecto invernadero. Se toma como base el GWP del CO₂.
- Brecha.**- Roca que se encuentra formada de fragmentos angulosos de otras rocas más antiguas.
- Calentamiento global.**- Para fines de este trabajo el término se utiliza como una categoría de impacto ambiental que trata sobre los efectos de las emisiones humanas en la atmósfera alterando su capacidad para absorber el calor de la radiación solar. El principal de sus efectos se llama “efecto invernadero”.
- Captura.**- Proceso mediante el cual se separa y retira el CO₂ de una corriente de gas de combustión.
- Caprock o capa sello.**- Sello superior de un yacimiento (normalmente aceite, gas o salmuera) que por su baja permeabilidad (lutitas, arcilla o evaporitas) impide la migración de aquellos.
- Caracterización.**- En evaluaciones de impacto, se refiere al paso mediante el cual todos los procesos e insumos son asignados cuantitativamente a una categoría de impacto ambiental en términos de una unidad común, lo cual permite agregarlos a un mismo indicador resultante. Es el paso posterior a la clasificación y previo a la normalización.
- Clasificación.**- En la metodología de LCA es el paso en el que todas las intervenciones del inventario son asignadas a una categoría de impacto ambiental con una base meramente cualitativa. Constituye el paso previo a la caracterización.
- Commodity.**- Bien o servicio para el que existe demanda pero que es provisto por el mercado sin gran aportación de valor. Se trata de un insumo que es el mismo sin importar quién lo provea, tales como el petróleo, el papel o la electricidad.
- Diagénesis.**- Conjunto de procesos físicos y químicos que actúan sobre una roca hasta que alcanza las características con las que la conocemos en la actualidad.
- Diclorobenzeno.**- C₆H₄Cl₂. Órgano clorado, buen solvente apolar, prácticamente insoluble en agua.
- Echado.**- Ángulo de inclinación de una superficie rocosa (generalmente una capa o falla) en dirección perpendicular a su rumbo.
- Ecoindicador 99.**- Método de evaluación en la metodología de LCA y forma de evaluación pragmática que ofrece una manera de medir el impacto al ambiente por medio de un resultado final.
- Ecoinvent.**- Base de datos del centro del mismo nombre (Swiss Centre for LCA – Ecoinvent) que contiene inventarios de ciclo de vida de cerca de 4,000 procesos industriales integrados en el programa de cómputo SimaPro.
- Ecotoxicidad en cuerpos de agua dulce.**- Para fines de este trabajo el término se utiliza como una categoría de impacto ambiental que causan las sustancias tóxicas a los ecosistemas de agua dulce.



Ecotoxicidad en agua marina.- Ídem, en medios marinos.

Ecotoxicidad terrestre.- Ídem, en medios terrestres.

EOR.- Recuperación mejorada de petróleo. Del inglés *Enhanced Oil Recovery*. Metodología orientada a obtener volúmenes residuales de hidrocarburos a través de la inyección de fluidos a presión.

Espacio anular.- Espacio vacío existente en un pozo que se forma entre la roca perforada y la tubería utilizada para su perforación.

Eutroficación.- Para fines de este trabajo se refiere a una categoría de impacto ambiental que trata sobre posibles afectaciones por altos niveles de macronutrientes (nitrógeno y fósforo entre los más importantes) a los ecosistemas, lo que resulta en un incremento indeseable de especies y biomasa. En el caso de medios acuáticos el incremento de biomasa puede llevar a un consumo adicional de oxígeno (DBO).

Evaporitas.- Rocas sedimentarias formadas por precipitación química, constituidas por sales. Son ejemplos el yeso, la anhidrita, la alhita o sal común.

Falla transcurrente.- Tipo de falla en donde el desplazamiento de una parte del bloque implicado se ha movido lateralmente con respecto al que está del lado contrario del plano de discontinuidad que la define (al contrario de las fallas normales e inversas, en las cuales el desplazamiento importante se da predominantemente respecto a la componente vertical).

Formación geológica.- Cuerpo rocoso de extensión importante que conserva características distintivas y que se ubica cronológicamente en una edad geológica bien definida.

Fracturamiento hidráulico o hidrofracturamiento.- Fracturamiento espontáneo o inducido que se causa en una formación geológica por inyección de fluidos a presión.

Gas ácido.- Combinación de gas, predominantemente CO₂ y H₂S, con concentraciones menores de otros gases. Existe en la naturaleza generalmente asociado a yacimientos de hidrocarburos.

Huella ecológica.- Indicador de sustentabilidad ambiental que mide el impacto de personas, instituciones o procesos en términos de área (usualmente hectáreas) que se requieren para sostener su vida o asimilar sus desechos.

Inyección.- Para fines de este trabajo se entenderá como el proceso de introducción de fluidos al subsuelo a través de pozos.

Inyectividad.- Grado en el que un depósito o almacén admite la inyección de un fluido.

Labor minera.- Tajo o túnel excavado en la corteza terrestre con fines exploratorios o de explotación.

Lava o derrame basáltico.- Material rocoso expulsado a la superficie a través de aparatos volcánicos. Su composición es de silicatos de hierro, magnesio y calcio. Comúnmente genera rocas densas de color oscuro.

Lutitas.- Rocas sedimentarias formadas primordialmente por arcilla.

Metales alcalinos.- Li, Na, K, Rb, Cs y Fr.

Microsismicidad.- Sismicidad de bajo grado, percibida con gran detalle o resolución en áreas generalmente reducidas.

Normalización.- En la terminología LCA se refiere al cálculo de la magnitud del indicador resultante con relación a la información tomada como referente. La información de referencia pueden ser comunidades (Holanda, Europa, el planeta, etc.), personas (por ejemplo, el ciudadano danés) u otro sistema en un tiempo dado. Es el paso previo a la ponderación (otra etapa en la metodología de LCA) y sirve para conocer la importancia relativa del indicador con referencia a un ente conocido. En este trabajo se usó la base Ecoinvent que, en lo particular, suministra información de referencia mundial del año 1995.

Olivino.- Mineral común en la corteza terrestre compuesto de sílice, hierro y magnesio, y accesorio de rocas ígneas básicas.

Permeabilidad intrínseca.- Característica de los materiales de la corteza terrestre consistente en la capacidad de permitir el paso de fluidos.

Planta térmica o termoeléctrica.- Central de generación de electricidad en la cual la turbina es accionada por vapor.

Ponderación.- Paso opcional y posterior a la normalización en la metodología LCA. En ella se asignan, de acuerdo a su importancia relativa, valores numéricos a los indicadores resultantes de cada categoría de impacto ambiental, a fin de multiplicarlos por ellos y posiblemente agruparlos.

Potencial de oxidación fotoquímica.- Para fines de este trabajo se refiere a la categoría de impacto ambiental debida a la formación de compuestos químicos (como el ozono y la acción de la luz solar sobre ciertos contaminantes) que pueden ser dañinos a la salud humana, los ecosistemas y cultivos. Los fotooxidantes se pueden formar en la tropósfera por influencia de compuestos orgánicos volátiles y CO en presencia de NO_x. El ozono es considerado el más importante de estos compuestos junto con los peroxiacetilnitratos. La formación de fotooxidantes también es conocida como esmog de verano, esmog de Los Ángeles o contaminación secundaria del aire, la cual es diferente al esmog de invierno o esmog de Londres que se caracteriza



por altos niveles de compuestos inorgánicos, partículas, CO y compuestos de azufre. Este último tipo de esmog se incluye aparte en la categoría de toxicidad humana.

Porosidad.- Propiedad de los materiales de la corteza terrestre que se refiere a su proporción de vacíos intersticiales con relación a su masa total.

Presión de poro.- Presión que ejercen los fluidos que existen en los intersticios de una formación y que causan un estado de esfuerzo natural, constante y masivo en la formación.

Prueba de bombeo.- Consiste en extraer caudales constantes de un acuífero en series de tiempo escalonadas a fin de estimar su capacidad. Son comunes en la prospección con fines de abastecimiento de agua de origen subterráneo.

Punto final de categoría.- Es un término común en la metodología de LCA que se refiere a un atributo o aspecto del entorno natural, la salud humana o los recursos que identifica un asunto ambiental de interés.

Recursos.- Es un término común en la metodología de LCA que se refiere a cantidades de *commodity* que son estimadas en un tiempo, en una jurisdicción o un área geográfica dada. Son de dos tipos: descubiertos o *in situ*, y no descubiertos o inferidos.

Regeneración.- Proceso mediante el cual el solvente empleado para separar el CO₂ de los gases de combustión es recuperado para que continúe haciendo su función.

Reservas.- Se refiere a cantidades de *commodity* cuyas existencias son conocidas y que son comercialmente recuperables mediante tecnologías y condiciones económicas actuales.

Reservorio, depósito o almacén de CO₂.- Lugar donde se deposita el CO₂ que es retirado de la atmósfera.

Ripios.- Esquirlas o recortes de roca producto de perforación de pozos cuando estos no se programan para obtener la muestra continua en forma de núcleo o corazón.

Rumbo.- Línea orientada al norte que se forma por la intersección entre un plano horizontal imaginario y una capa, lecho rocoso o falla. La alternativa es el azimut, con la diferencia que éste está orientado siempre al norte y el rumbo se refiere a cada uno de los cuatro cuadrantes cardinales.

Toxicidad humana.- Para fines de este trabajo se refiere a una categoría de impacto ambiental que cubre los riesgos a la salud humana por sustancias tóxicas presentes en el ambiente.

Secuestro de carbono.- Retiro de los diferentes gases compuestos de carbono (CO₂, CO, CH₄, etc.) de la atmósfera mediante depósito en ambientes biológicos (bosques y selvas) o físicos (reservorios oceánicos y rocosos).

Serpentina.- Mineral silíceo presente comúnmente en rocas metamórficas y en menor medida en las ígneas. Cuenta con concentraciones menores de minerales como aluminio, hierro y magnesio.

Saturación de agua irreductible.- Es el porcentaje de los espacios vacíos que tiene una formación rocosa que está saturado y que de ninguna forma se puede disminuir para que su espacio sea ocupado por otro fluido.

SimaPro.- Software para evaluación de ciclo de vida de la firma holandesa PRé (para más información ver www.pre.nl/simapro/)

Vesícula.- En este trabajo se refiere a hueco de tendencia esférica que suele formarse en algunos tipos de roca.

Unidad funcional.- Término propio del análisis de ciclo de vida. Se refiere a la función cuantificada resultante como producto del sistema bajo estudio que se usa como referencia base en el mismo, y que sirve para compararse con otros sistemas afines. En esta trabajo está definida como la producción de 1 kWh de energía eléctrica.



II HIPÓTESIS

México cuenta con un territorio de diversidad geológica importante y ofrece la posibilidad de que algunos sitios puedan ser utilizados para el almacenamiento¹ de CO₂ proveniente del sector eléctrico.

III OBJETIVO

Evaluar las condiciones del subsuelo mexicano para la búsqueda de sitios que cumplan geológicamente con ciertos requerimientos para almacenar CO₂.

III.1 Objetivos específicos

Evaluar la información del subsuelo mexicano para determinar zonas susceptibles de ser usadas para el almacenamiento de CO₂.

Estimar los impactos ambientales de las principales alternativas disponibles para almacenamiento de CO₂.

IV ANTECEDENTES

La historia de la industria eléctrica en México se remonta a 1879², año en el que se inició la generación de fluido eléctrico y, a la par, un continuo desarrollo de diversas tecnologías para la producción de electricidad a lo largo de 130 años. Actualmente algunas de las centrales de producción eléctrica del país sobrepasan el siglo de edad, por lo que están rezagadas tecnológicamente, mientras que las más recientes y eficientes poseen tecnologías más avanzadas. La capacidad instalada para el servicio público de energía eléctrica es de 52 mil MW si se considera la capacidad nominal de los equipos operados por la Comisión Federal de Electricidad (CFE) y la energía contratada con Productores Externos de Energía (PEE). Dicha capacidad se encuentra en 177 centrales o plantas generadoras.

Llama la atención que el 76% de la energía eléctrica que se produce en México sea mediante el uso de combustibles fósiles (principalmente combustóleo, carbón, gas natural y diesel), lo que ocasiona que se emitan al ambiente más de 100 millones de toneladas anuales³ de CO₂. A pesar de que se tiene planeado incrementar cada vez más los componentes tecnológicos para generar energía eléctrica que prescindan de estos combustibles, la realidad del país obliga a pensar que la energía proveniente de recursos renovables seguirá siendo marginal cuando menos durante dos décadas más. Para sostener el ritmo de crecimiento del país la expectativa más realista por ahora es seguir promoviendo la generación mediante gas natural y probablemente transformar paulatinamente las instalaciones que utilizan combustóleo en plantas reformadas que quemen carbón mineral ya que, económicamente, esa es la alternativa más atractiva sólo

¹ SEMARNAT (2007). Estrategia Nacional para el Cambio Climático. México, p. 54. "Se propone que México se mantenga a la vanguardia en la investigación y conocimientos en la captura y almacenamiento geológico de carbono. Esta tecnología cobrará mayor importancia cuando sea más atractiva económicamente y mejor aceptada ambientalmente, lo cual se espera ocurrirá en el curso de la década."

² Reséndiz-Núñez, D. (1994). *El sector eléctrico en México*. México D.F., Fondo de Cultura Económica.

³ SENER (2005). Reporte de emisiones del sector eléctrico. México D.F., Secretaría de Energía.

después de la nuclear, considerando el precio de los combustibles de las tecnologías más usadas en México. En la figura 1 se detallan los precios de los diferentes combustibles usados actualmente⁴, donde se puede apreciar que el uranio es el combustible más económico (menos de 1 USD por MMBtu) seguido por el carbón (entre 3 y 4 USD por MMBtu), mientras el combustóleo de importación es el más caro a 9 USD por MMBtu, pero con una proyección hacia el año 2020 en el que el gas natural casi lo iguala en precio.

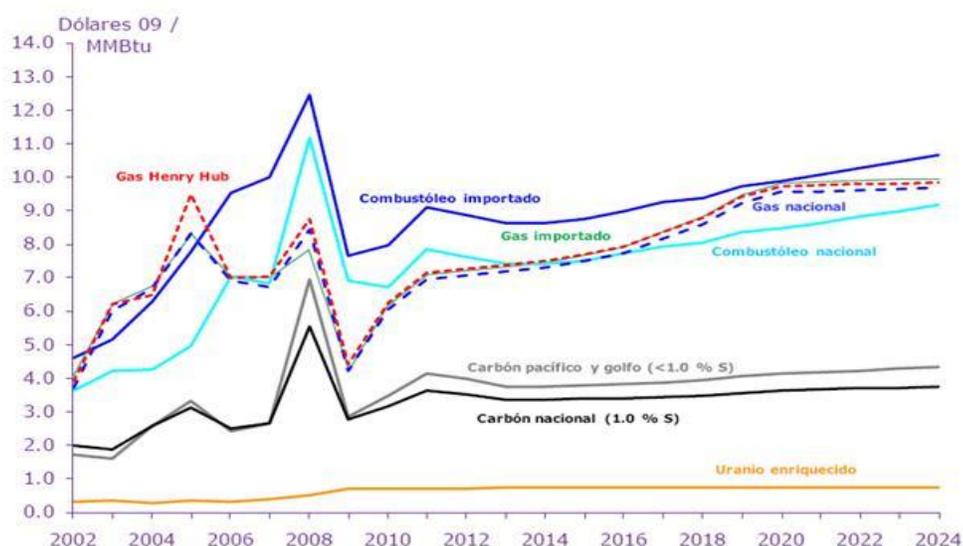


Figura IV-1.- Escenarios de precios de combustibles 2010-2024. CFE (2010).

Las nuevas carboeléctricas se sumarían a las tres plantas que la CFE actualmente opera (Carbón I y II en Coahuila y Lázaro Cárdenas en Michoacán). Esto implica que en lugar de utilizar 15 Mt de carbón al año, el consumo se incrementa hasta alcanzar un máximo de 33 millones a partir del año 2018, proyectándose que así se sostendrá al menos hasta el año 2030⁵.

En este contexto resulta pertinente el análisis de alternativas que el sector eléctrico puede adoptar para disminuir las emisiones de CO₂. A corto plazo, una de las soluciones viables para disminuir el ritmo de emisiones de gases de efecto invernadero (GHG) a la atmósfera es el almacenamiento geológico de CO₂, al menos mientras los combustibles menos impactantes al ambiente se produzcan a escala industrial, permitiendo así prescindir de los que provienen de combustibles fósiles⁶. En la figura 2 se presentan las alternativas que la Agencia Internacional de Energía plantea para disminuir las emisiones de GHG en los próximos 40 años, de donde se desprende que la tecnología de captura y almacenamiento geológico de CO₂ es muy importante (19%), solamente superada por las energías renovables con dos puntos porcentuales.

Al respecto, la Estrategia Nacional de Cambio Climático (2007) propone que “México se mantenga a la vanguardia en la investigación y conocimientos en la captura y almacenamiento geológico de carbono. Esta

⁴ CFE (2010). Programa de obras del sector eléctrico 2010-2024. México D.F., Comisión Federal de Electricidad.

⁵ CFE (2009). Op. Cit.

⁶ Beck, B. (2010). IEA CCS Programme. 3rd NACAP Meeting OECD/IEA. Cuernavaca, Mor. México.



tecnología cobrará mayor importancia cuando sea más atractiva económicamente y mejor aceptada ambientalmente, lo cual se espera ocurrirá en el curso de la década”⁷.

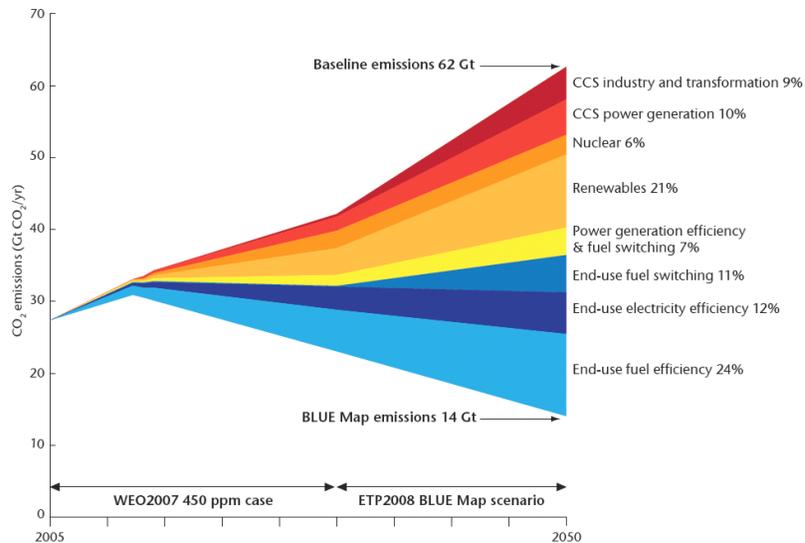


Figura IV-2.- Medidas a adoptar según la OCDE/ IEA para disminuir el ritmo actual de emisiones (de cerca de 30 Gt CO₂ al año) a la mitad para el año 2050, en tanto las nuevas tecnologías hacen posible la sustitución de combustibles fósiles. Destacan las tecnologías de CCS (almacenamiento geológico con 19%, sólo después de las energías renovables). OCDE/IEA (2009).

La emisión de CO₂ y gases equivalentes en el mundo ha sido estimada en 42 Gt al año 2000⁸. El sector energía (incluyendo la generación, la extracción de energéticos y sus formas de consumo) constituyen el 65% del total, mientras que la conversión de energía primaria en secundaria es del 24% (generación de electricidad), como se muestra en la figura 3. Por su parte, la figura 4 presenta las emisiones de GHG por sector en México, que en 2002 fueron de 643 Mt de las que, coincidentemente a nivel mundial, 24% corresponden a generación de energía eléctrica.⁹

⁷ SEMARNAT (2007). Op. Cit.

⁸ Office, H. T. F. a. C. (2007). Stern Review. F. a. R. A. Environment HM Treasury: 36.

⁹ SEMARNAT (2007). Op. Cit.

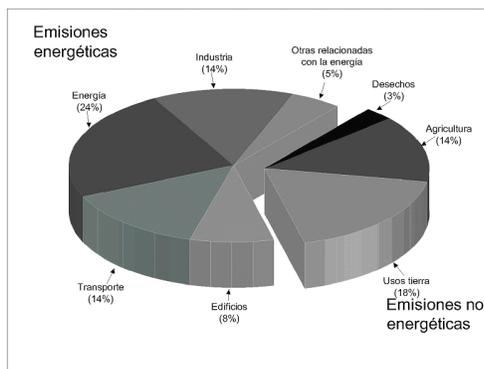


Figura IV-3.- Emisiones de CO₂e por sector en el mundo. Treasury H. (2007).

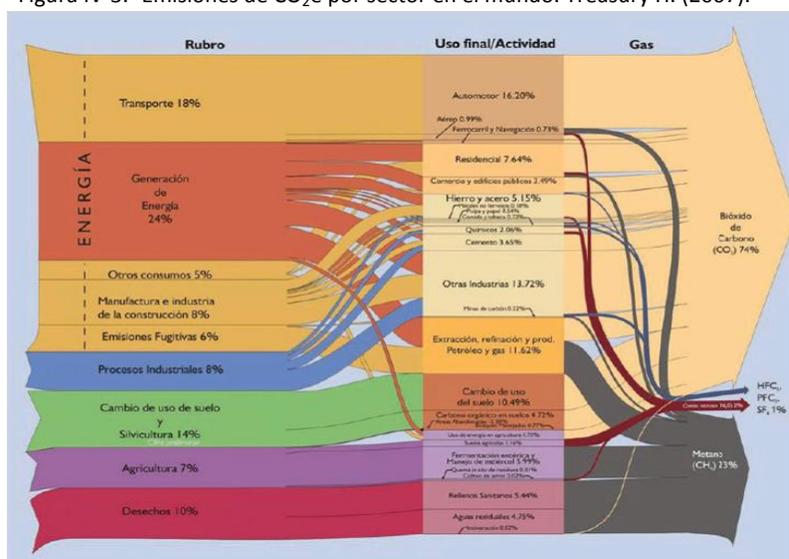


Figura IV-4.- Emisiones de gases de efecto invernadero en México. SEMARNAT (2007).

La tecnología de almacenar gases en reservorios geológicos ya es bien conocida en el mundo, aunque hasta ahora se le ha empleado para fines diferentes a mejorar la calidad del aire. En Canadá solamente existen 40 sitios en los que se inyecta gas ácido (H₂S/CO₂), mientras que en el mundo hay cerca de 70 lugares en los que desde hace décadas se inyecta CO₂ con fines de recuperación mejorada de hidrocarburos (EOR)¹⁰. Sin embargo, a la fecha existen realmente pocos sitios en los que se inyecte CO₂ geológicamente a escala importante (un mínimo de 1 Mt CO₂ al año) y que mantengan un sistema serio de monitoreo para garantizar que no existan fugas a la atmósfera a largo plazo. De este tipo de sitios se pueden mencionar Weyburn en Canadá (inyección de CO₂ como subproducto de gas de síntesis con fines de EOR), Sleipner en Noruega (inyección de CO₂ subproducto de un campo de gas natural en el Mar del Norte) e In Salah en Argelia (con el mismo fin que el anterior pero inyectándose en el mismo campo del que se extrae gas natural en el Sahara argelino). Hasta ahora no existe ninguno caso en el que el CO₂ sea originado por la quema de hidrocarburos provenientes de la generación de energía eléctrica, salvo algunos casos de proyectos demostrativos que se espera comiencen operaciones próximamente.

¹⁰ Riddiford, F., I. Wright, et. al. (2005). "Monitoring Geological Storage: the In Salah Gas CO₂ Storage Project." 6.



En México se genera una cantidad importante de CO₂ por la quema de hidrocarburos para la industria eléctrica (más de 100 Mt/año), las cuales son emitidas a la atmósfera. Las alternativas para minimizar el impacto del CO₂ liberado a la atmósfera por parte del sector eléctrico nacional son pocas. Por ello, el propósito del presente trabajo es investigar tanto las posibilidades geológicas para el almacenamiento como las implicaciones ambientales que éste conlleve.

Bibliografía

- Bachu, S., D. Bonijoly, et al. (2007). "CO₂ storage capacity estimation: Methodology and gaps." Greenhouse Gas Control 1(4): 430-443.
- Beck, B. (2010). IEA CCS Programme. 3rd NACAP Meeting OECD/IEA. Cuernavaca, Mor. México.
- Office, H. T. F. a. C. (2007). Stern Review. F. a. R. A. Environment HM Treasury: 36.
- Reséndiz-Núñez, D. (1994). El sector eléctrico en México. México D.F., Fondo de Cultura Económica.
- Riddiford F., I. Wright, et. al. (2005). "Monitoring Geological Storage: the In Salah Gas CO₂ Storage Project":
6
- SEMARNAT (2007). Estrategia Nacional para el Cambio Climático, México.
- SENER (2005). Reporte de emisiones del sector eléctrico. México D.F., Secretaría de Energía.



V DESARROLLO

La metodología empleada en este trabajo se divide en dos partes. La primera sigue criterios geológicos a fin de definir las áreas que pueden tener posibilidades para almacenamiento de CO₂. La segunda corresponde al análisis de ciclo de vida (LCA, por sus siglas en inglés) donde se evalúan los posibles impactos ambientales resultantes de los almacenamientos.

La investigación geológica adopta el criterio de Bachu¹, quien propone que los estudios obedezcan una secuencia lógica, aumentando el grado de resolución de la evaluación y disminuyendo la escala del territorio abarcado. La figura 5 esquematiza este enfoque.

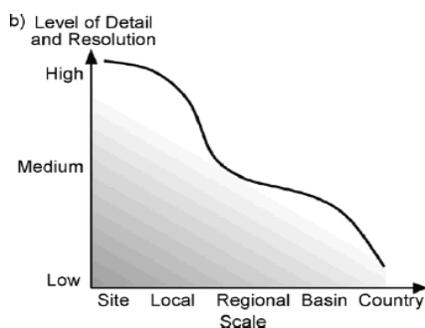


Figura V-1.- Niveles de resolución y escala para estimación de capacidades en estudios de almacenamiento geológico de CO₂. Bachu, et. al. (2007).

En este trabajo el alcance se limitó a las escalas de país y cuenca, mas se sugiere que posteriores investigaciones aborden las escalas subsecuentes, región, local y sitio. En la escala país se definieron zonas de inclusión y de exclusión, mientras que en la escala de cuenca se seleccionaron algunas partes de las principales cuencas o provincias geológicas de las zonas de inclusión, delimitadas en la etapa previa, que poseen propiedades geológicas adecuadas para almacenamiento. Asimismo se estimaron *grosso modo* las cantidades de CO₂ que podrían almacenar.

Por lo que respecta al estudio ambiental se adoptó, hasta donde fue posible, la metodología de análisis de ciclo de vida o LCA. Ésta metodología permite evaluar integralmente el impacto de productos y procesos, desde la extracción de materias primas hasta su disposición final, incluyendo las etapas de uso y distribución. No se realizó de manera exhaustiva –sino más bien conceptual– en virtud de que México adolece de bases de datos con la información que los procesos aquí abarcados requieren. La Organización Internacional para la Estandarización (ISO, por sus siglas en inglés) cuenta con una serie de normas y guías para la implementación de estudios LCA, además de que existen plataformas informáticas que facilitan su implementación.

¹ Bachu, S., D. Bonijoly, et. al. (2007). "CO₂ storage capacity estimation: Methodology and gaps." Greenhouse Gas Control 1(4): 430-443.



Los capítulos siguientes abordan las dos partes de la metodología que se acaba de describir brevemente. En primera instancia se desarrolla el marco teórico conceptual del secuestro del carbono, posteriormente se describen los principales casos de éxito de almacenamiento de CO₂ que existen actualmente en otros países, después un capítulo trata la evaluación conceptual del impacto ambiental de posibles centrales térmicas que almacenen geológicamente CO₂ en el país y, para finalizar, un capítulo aborda la caracterización de provincias geológicas mexicanas con potencial para almacenar CO₂.



1. MARCO TEÓRICO DEL CONCEPTO DE SECUESTRO DE CARBONO

El cambio climático y el efecto invernadero

Los niveles de gases de efecto invernadero (GHG, por sus siglas en inglés) en la atmósfera equivalen hoy en día a unas 430 ppm de CO₂, en comparación con 280 ppm que existían antes de la Revolución Industrial. Estas concentraciones han llevado a la temperatura del planeta a un calentamiento adicional de más de medio grado Celsius, y se estima que se elevará otro medio grado en las próximas décadas tan sólo por la inercia del sistema climático². Aun en el caso de que el ritmo anual de las emisiones no aumentara por encima del nivel actual, el nivel de GHG en la atmósfera alcanzará el doble de su concentración preindustrial, 550 ppm CO₂e, para el año 2050. Lamentablemente, de acuerdo a la tendencia actual, es probable que esa cifra se alcance en el año 2035. Por lo anterior, existe una preocupación mundial creciente sobre el incremento de la temperatura del planeta por razones antropogénicas. Este aumento de la temperatura global causa a su vez un cambio climático cuyo efecto impacta cada vez a más especies, ya que éstas modifican drásticamente las condiciones de sus hábitats. El aumento antropogénico de la temperatura se debe principalmente a la emisión de gases de efecto invernadero³.

El Panel Intergubernamental para el Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés) define el cambio climático como cualquier cambio en el clima que perdura en el tiempo, ya sea por causas naturales o como resultado de la actividad humana. Asimismo se refiere a las variaciones en el estado del clima que pueden ser identificadas por cambios en el promedio y/o la variabilidad de las propiedades de éste y que persisten por periodos largos, típicamente décadas o más. Esta acepción difiere de la emitida por la Convención Marco sobre el Cambio Climático de las Naciones Unidas, la cual lo define como los cambios en el clima debidos directa o indirectamente a causas antropogénicas que alteran la composición de la atmósfera del planeta⁴.

El efecto invernadero tiene lugar cuando la luz del sol alcanza la superficie de la Tierra, convirtiéndose en calor. Este calor es radiado de nueva cuenta al espacio en forma de radiación infrarroja. Aun cuando parte de la luz irradiada logra cruzar de regreso la atmósfera, una parte no lo logra al ser absorbida por los GHG, como se indica en la figura 1.1.

² Treasury, H. (2007). Stern Review. D. o. E. F. a. R. Affairs. UK, HM Treasury: 36.

³ IPCC (2005). La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono. USA, IPCC: 23.

⁴ IPCC (2007). Climate Change 2007: Synthesis Report. IPCC. USA, ONU: 52.

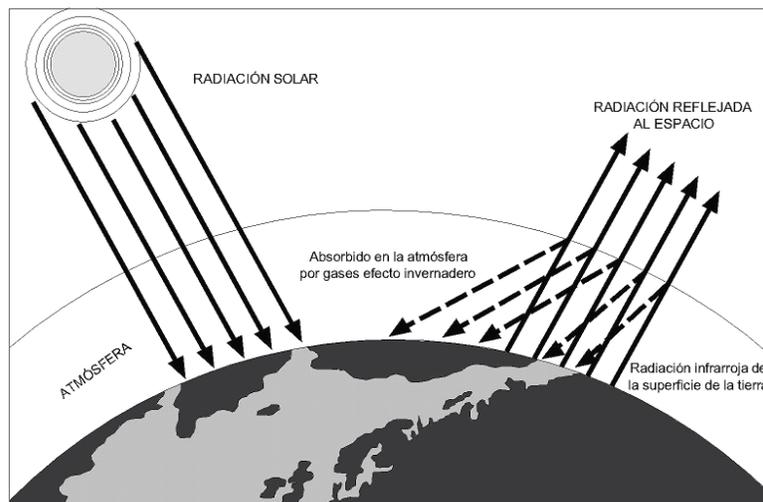


Figura 1-1.- Esquema simplificado del efecto invernadero. IEA, 2005⁵.

El efecto invernadero es un fenómeno natural gracias al cual es factible la vida, ya que permite que la temperatura sea 33°C superior a lo que sería si el calor que provee el sol se reflejara totalmente.⁶

Los principales gases de efecto invernadero producidos por la actividad humana son dióxido de carbono, metano, óxido nitroso y compuestos halogenados, de los cuales los más importantes son el grupo de los hidrofluorocarbonos, el de los perfluorocarbonos y el hexafluoruro de azufre. En la tabla 1.1 se muestran sus características más importantes, destacando el potencial de calentamiento global (GWP, por sus siglas en inglés) con relación al CO₂.⁷

⁵ IEA (2005) "Greenhouse Gas R&D Program".

⁶ IEA (2005). Op. Cit.

⁷ IPCC (2005). La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono. USA, IPCC: 23.



GEI	COMPOSICIÓN MOLECULAR	GWP-SAR (CO ₂ -e)	GWP-TAR (CO ₂ -e)	VIDA MEDIA (AÑOS)	ORIGEN
Bióxido de carbono	CO ₂	1	1	50 a 200	Quema de combustibles fósiles y de biomasa, incendios forestales
Metano	CH ₄	21	23	12 ± 3	Cultivo de arroz, producción pecuaria, residuos sólidos urbanos, emisiones fugitivas
Oxido nitroso	N ₂ O	310	293	120	Uso de fertilizantes, degradación de suelos, algunos usos médicos
Hidrofluoruro-carbonos	HFC-23	11,700	12,000	1.5 a 264	Refrigeración, aire acondicionado, extinguidores, petroquímica, solventes, producción de espumas, refrigerantes y aerosoles, producción y uso de halocarbonos
	HFC-126	2,800	3,400		
	HFC-134a	1,300	1,300		
	HFC-152a	140	120		
	HFC-227ea	2,900	3,500		
	HFC-236fa	6,300	9,400		
Perfluoro-carbonos	HFC-4310mee	1,300	1,500	2,600 a 50,000	Refrigerantes industriales, aire acondicionado, producción de aluminio, solventes, aerosoles, producción y uso de halocarbonos
	CF ₄	6,500	5,700		
	C ₂ F ₆	9,200	11,900		
	C ₄ F ₁₀	7,000	8,600		
Hexafluoruro de azufre	C ₅ F ₁₄	7,400	9,000	3,200	Aislante dieléctrico en transformadores e interruptores de red de distribución eléctrica, refrigerante industrial, producción de aluminio, magnesio, y otros metales, producción y uso de halocarbonos
	SF ₆	23,900	22,200		

El potencial de calentamiento global (GWP, por sus siglas en inglés) permite una contabilidad en términos de CO₂ o CO₂e. Las equivalencias basadas en el potencial de calentamiento global se sustentan en valoraciones realizadas en el SAR: Segundo Informe de Evaluación del IPCC y en el TAR (Tercer Informe de Evaluación del IPCC, por sus siglas en inglés). Para la contabilidad de Reducciones Certificadas de Emisiones del Mecanismo para un Desarrollo Limpio (CER por sus siglas en inglés) aplican las equivalencias del SAR. Otros efectos, como la acidificación de los océanos por altas concentraciones de CO₂ no aplican en el esquema de equivalencias. Otros gases de efecto invernadero no incluidas en el Protocolo de Kioto, son considerados por el Protocolo de Montreal que protege la capa de ozono mediante la progresiva eliminación de esos gases. FUENTE: IPCC, 1996; IPCC, 2001.

Tabla 1-1.- Principales gases de efecto invernadero, SEMARNAT, 2007⁸.

El CO₂ en exceso en la atmósfera se debe a la quema de combustibles fósiles resultado de la actividad humana, aunque también en mayor o menor grado al cambio de uso del suelo en latitudes tropicales. El contenido de CO₂ en la atmósfera crece a una tasa de 0-4% anual⁹. Por su parte, el metano proviene en un 50% de la agricultura, en particular el referente al ganado forrajero y la quema de biomasa; el porcentaje restante tiene su origen en las fugas por explotación de petróleo, gas y carbón, así como en las emisiones de basureros (el nivel de metano se ha duplicado en la atmósfera desde los tiempos preindustriales y crece a una tasa de 0.6% anual). El 80% del óxido nitroso proviene de la agricultura, en especial del uso de fertilizantes nitrogenados; la diferencia es producida por procesos industriales, quema de combustibles fósiles y tratamiento de desechos (la concentración de N₂O se ha incrementado cerca de 15% desde la edad preindustrial y se incrementa 0.25% por año). En lo que respecta a los compuestos halogenados¹⁰, cuya presencia en la atmósfera se debe a la actividad antropogénica, principalmente por la amplia gama de su uso en espumas, refrigerantes y aislantes eléctricos, son además causantes del adelgazamiento de la capa

⁸ SEMARNAT (2007). Estrategia Nacional para el Cambio Climático. SEMARNAT, México.

⁹ IEA (2005). Op. Cit.

¹⁰ Los que contienen fluor, cloro, bromo y yodo, en este caso perfluorocarbonos, hidrofluorocarbonos y hexafluoruro de azufre.



de ozono. Si bien su empleo se ha ido reduciendo en los últimos años, los residuos existentes de los usados en el pasado permanecerán en la atmósfera por mucho tiempo más.

Existen otros gases que cooperan indirectamente en el efecto invernadero, tales como monóxido de carbono, óxidos de nitrógeno, compuestos orgánicos volátiles distintos al metano (COVDM) y dióxido de azufre, que ayudan a la formación de ozono en la capa inferior de la atmósfera o tropósfera (ozono troposférico) facilitando la formación de partículas pequeñas o aerosoles¹¹.

Cabe aclarar que los gases de combustión emitidos por plantas de generación de electricidad alimentadas por carbón –las principales generadoras de CO₂ en el mundo y las instalaciones analizadas para fines de este trabajo– se componen de más que simplemente dióxido de carbono. La tabla 1.2 muestra la composición porcentual nominal de los gases de combustión de una carboeléctrica estándar.

Component	N ₂	CO ₂	H ₂ O	O ₂	SO ₂ & NO _x
Volume %	72	13	12	3	< 1

Tabla 1-2 Composición de los gases de combustión de una planta de generación de electricidad por carbón. Mann., 2004¹².

Propiedades del CO₂

El bióxido o dióxido de carbono, también llamado anhídrido carbónico, es un gas inodoro e incoloro, ligeramente ácido y no inflamable a temperatura ambiente (20 a 25°C). Está formado por una molécula lineal de un átomo de carbono y dos átomos de oxígeno en la forma O=C=O. Es soluble en agua cuando se mantiene a presión constante pero tiende a volatilizarse al descender la presión, creando burbujas. Su forma común es gas pero se solidifica a temperaturas inferiores a -78°C, formando nieve carbónica, y puede licuarse si se le disuelve en agua. En solución acuosa crea el ácido carbónico, el cual es muy inestable para ser aislado en forma sencilla. Tiene una densidad en condiciones ambiente de 1.873 kg/m³.

Se utiliza en química para el control de temperatura en reactores y la neutralización de efluentes alcalinos y, en condiciones supercríticas, para teñido de polímeros, fibras animales y vegetales. También se utiliza para neutralización de aguas residuales y procesos de transporte a baja temperatura (-78°C). En la industria alimenticia se usa para la carbonatación de bebidas y, en combinación con nitrógeno, para aumentar la caducidad de los alimentos. También funciona como fluido criogénico; la cafeína se remueve del café con CO₂ supercrítico. En medicina se usa para dilatación quirúrgica en laparoscopías abdominales. Asimismo

¹¹ SEMARNAT (2007). Inventario nacional de gases de efecto invernadero. SEMARNAT, México.

¹² Mann, P. L. S. a. M. K. (2004). Biomass power conventional fossil systems with and without CO₂ sequestration comparing the energy balance, greenhouse gas and economics. M. R. Institute. Boulder, Co. USA, National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-510-32575: 29.



puede servir para aumentar la conductividad del agua ultrapura y para limpieza de resinas fotosensibles al CO₂ supercrítico, evitando así utilizar solventes orgánicos. Es una excelente alternativa para el control del pH del ácido sulfúrico.

Propiedad	Valor
Mayores riesgos	Producto a alta presión; inhalación, toxicidad 5000 ppm, no inflamable, no olor
Punto crítico	Temperatura 31°C, presión 73.825 bar, densidad 464 kg/m ³
Densidad	1.873 kg/m ³ gas, 1562 kg/m ³ sólido y 1032 kg/m ³ líquido
Masa molecular	44.01
Ebullición (sublimación)	-78.5°C
Solubilidad en agua	1.45 kg/m ³ a 20°C
Estructura cristalina	Parecida al cuarzo (el cuarzo cristaliza en el sistema hexagonal)

Tabla 1-3.- Propiedades físicas y químicas del CO₂¹³.

El CO₂ se descompone al calentarlo por encima de los 2000°C, produciendo monóxido de carbono y reaccionando fuertemente con bases y metales alcalinos. Algunos polvos metálicos de magnesio, circonio, titanio, aluminio, cromo y manganeso pueden arder y explotar cuando se calientan en presencia de CO₂.

El CO₂ se encuentra principalmente en la atmósfera e hidrósfera; en la primera en una concentración de 0.04% aproximadamente. El ciclo del CO₂ es una sucesión de transformaciones biogeoquímicas que sufre el carbono a lo largo del tiempo y revista gran importancia para el clima en la Tierra. Se puede apreciar en forma esquemática en la figura 1.2¹⁴.

¹³ Martínez Montesinos Víctor L., N. C. T. R. (2008). Estado del arte del secuestro geológico de CO₂ y aplicaciones. Facultad de Ingeniería. México, UNAM. Licenciatura: 189.

¹⁴ Martínez Montesinos, et. al., 2008. Op. Cit.

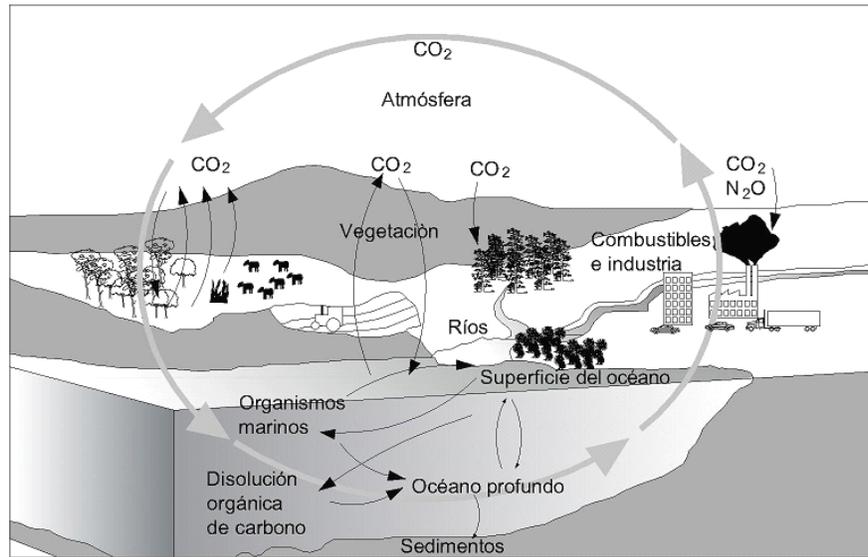


Figura 1-2.- El ciclo del carbono. Martínez Montesinos, et. al., 2008.

La primera fase del ciclo es una parte biológica de intercambio de CO₂ entre seres vivos y atmósfera. La retención del carbono se lleva a efecto por la fotosíntesis de las plantas y la respiración animal y de las plantas, sobre todo por sus raíces. Los animales toman oxígeno del aire mientras respiran, mismo que al combinarse con azúcares es convertido en energía, CO₂ y agua. Por su parte, las plantas que usan CO₂ para fotosíntesis se convierten en sumideros naturales de carbono. Al morir, las plantas y los animales sufren una serie de procesos químicos que descomponen sus compuestos complejos en compuestos más simples, entre ellos el CO₂.

La segunda parte del ciclo es biogeoquímica. A ésta se debe la regulación entre la atmósfera, los océanos y el suelo. El CO₂ se disuelve en agua con mucha más facilidad que otros gases, incluso el O₂, forma ácido carbónico que reacciona con los silicatos que componen las rocas, y da lugar a iones bicarbonato. Estos son asimilados por animales en ecosistemas acuáticos formando tejidos, conchas, caparzones o masa rocosa, como es el caso de los arrecifes. Posteriormente, tras su muerte, se depositan en forma de calizas permaneciendo en esta parte del ciclo grandes periodos de tiempo (millones de años). Este tipo de carbono regresa al ciclo hasta que se produce la disolución de las rocas. Un caso particular tendría lugar si la materia orgánica se sepultara sin presencia de oxígeno, pues de esta manera no habría descomposición alguna, generándose únicamente una transformación a carbón, petróleo o gas natural. Por lo tanto, estos combustibles fósiles son resultado de épocas en las que el CO₂ devuelto a la atmósfera era mucho menos que el que se tomaba de ésta. El agua misma de los océanos retiene una parte importante del CO₂ del planeta, lo que convierte a los mares en importantes sumideros de carbono. Las erupciones volcánicas y géiseres son fuentes de emisión importantes de CO₂ a la atmósfera, e incluso a la hidrósfera.

Fuentes antropogénicas de CO₂

La emisión de CO₂ y gases equivalentes fue estimada en 42 Gigatoneladas en el año 2000¹⁵. En lo que respecta a la actividad antropogénica, la conversión de energía primaria en secundaria es la principal fuente de emisiones de CO₂ por la que el hombre es responsable, seguida por el sector transporte, el industrial y el doméstico, las cuales se consideran emisiones energéticas. Las de carácter no energético más importante son el cambio de uso del suelo (uso de tierras en la figura 1.3) y la agricultura.

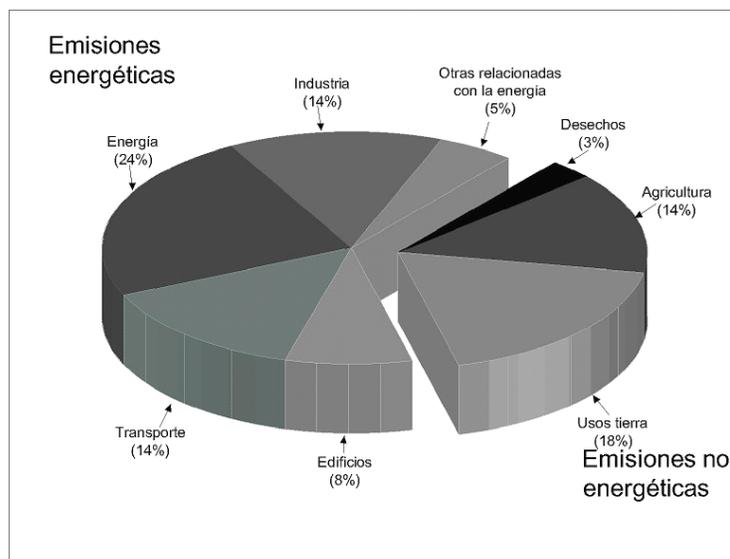


Figura 1-3.- Emisiones de CO₂e por sector. Treasury H., 2007.

La generación de energía es responsable de una cuarta parte del total de emisiones de GHG en el mundo, debido a la preponderancia del uso de combustibles fósiles. Desafortunadamente es evidente que permanecerá así por mucho tiempo más; no se vislumbra a corto plazo una tecnología al alcance que permita generar la misma cantidad de energía con medios alternos.

Los campos de producción de combustibles fósiles, por su parte, son causantes de otra variante de emisiones importantes de CO₂e. Ésta se debe al CO₂ asociado al petróleo, es decir, a las fugas de éste u otros gases de efecto invernadero (principalmente metano), que se libera a la atmósfera durante su explotación o proceso sin haber sido quemado.

Por su parte, dentro del sector industrial la siderurgia es la mayor consumidora de energía a nivel mundial (10 a 15% del sector¹⁶), mientras que los gases de combustión producidos por esta industria tienen una concentración de hasta el 27% de CO₂. La producción de cemento constituye el 15% de las emisiones por fuente estacionaria de CO₂. Asimismo, el dióxido de carbono es inevitable en la producción de amoníaco a

¹⁵ Treasury, H. (2007). Stern Review. D. o. E. F. a. R. Affairs. UK, HM Treasury: 36.

¹⁶ Martínez Montesinos, et. al., 2008. Op. Cit. p.7



partir de gas natural, generándose alrededor de 1.26 toneladas de CO₂ por cada tonelada de amonio producido. En este caso la concentración de CO₂ es casi puro.

¿Qué es el secuestro de carbono?

El secuestro de carbono puede ser definido como la captura y almacenamiento seguro de CO₂ que de otra forma sería emitido a la atmósfera o permanecería en ella. Esto se logra ya sea mediante la captura de las emisiones producidas por el hombre o a través de su remoción de la atmósfera por cualquier vía y su subsecuente almacenamiento¹⁷.

Un grupo de opciones involucra la separación de los gases de combustión antes de que se liberen a la atmósfera en plantas de generación eléctrica, refinerías, siderúrgicas y cementeras; asimismo en la producción de combustibles libres de carbono, tal como el hidrógeno generado a partir de hidrocarburos (gas natural y carbón). El CO₂ capturado podría ser concentrado en flujos líquidos o gaseosos para su posterior transporte e inyección al océano o a cierta profundidad de la corteza terrestre. En ambos casos se esperaría que procesos naturales neutralizaran la concentración adicional de CO₂ hasta absorberla y dejarla en estado estable.

Hoy en día se sabe que la contribución natural de carbono (se aclara que es C, no es CO₂) debido a la actividad humana es de 7.4 Gt al año (ver figura 1.4); de éstas 6 Gt se deben al uso de combustibles fósiles. Los sistemas de almacenamiento por fotosíntesis son del orden de 1.7 Gt (61.7-60) mientras que los océanos pueden almacenar 2.2 Gt (1.7+0.5) de forma natural. De esto resulta un diferencial de 3.5 Gt libres hacia la atmósfera¹⁸.

¹⁷ Laboratory, O. R. N. (1999). Carbon Sequestration Research and Development. Oak Ridge Cal., Office of Science. Office of Fossil Energy. US Department of Energy.

¹⁸ Laboratory, O. R. N. (1999). Op. Cit. p.1-3

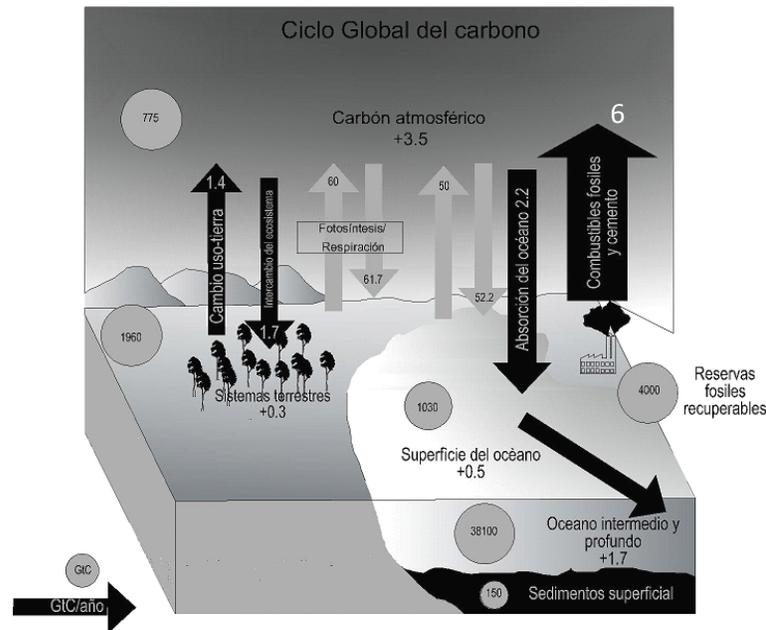


Figura 1-4.- Balance general de carbono. Laboratory, O. R. N., 1999.

De acuerdo con el Departamento de Energía de los EU, las necesidades básicas que los sistemas viables de secuestro de CO₂¹⁹ deben reunir son:

Capacidad y precio.- Las tecnologías y prácticas para capturar y almacenar CO₂ deben ser efectivas y competitivas. El mapa de ruta tecnológica adoptado debe considerar opciones que permitan el secuestro de una cantidad significativa. Desde este punto de vista, las grandes plantas de energía cobran especial interés por los grandes volúmenes de emisión en puntos fijos que ofrecen²⁰. De igual modo si la presión de los gases es muy alta se pueden reducir los costos de captura, pues esto implica menor volumen y más opciones de tecnología de captura. También es importante mantener la presión alta durante el transporte pues esto se traduce en ahorros en la etapa de compresión, que suele significar un alto costo. Normalmente el transporte del gas se hace a una presión supercrítica²¹ de 71 bar, en la cual el gas se encuentra en su fase más densa.

Certeza de beneficio ambiental.- Los avances tecnológicos y la escala en la que se han probado en la práctica obligan a vigilar los efectos colaterales. El efecto a largo plazo en ecosistemas debe ser tomado en cuenta.

Estabilidad.- Una vez almacenado el carbono debe permanecer en esa condición por un periodo considerablemente largo.

¹⁹ Laboratory O:R.N. (1999). Op. Cit.

²⁰ Martínez Montesinos, et. al., 2008. Op. Cit. p.17

²¹ La presión supercrítica del CO₂ es aquella superior al punto crítico en el que el fluido se encuentra en un estado de propiedades intermedias entre líquido y gas.

Tecnologías de captura de carbono

Existe un amplio rango de costos en tecnologías de secuestro de carbono; éstas dependen considerablemente de la forma en que la separación y la captura sean dispuestas. La elección de tecnología para separación recae en la concentración, presión y volumen que posea el CO₂ disponible. Las más usadas son las siguientes:

Absorción química.- El medio más común de separación de CO₂ es mediante el uso de solventes, particularmente en la generación de electricidad (figura 1.5). En este proceso el CO₂ de los gases de combustión reacciona con un solvente químico formando un compuesto que posteriormente se descompone por medio de calor y regeneración. Los solventes típicos son monoetanolamina (MEA), dietanoalamina (DEA) y carbonato de calcio²². La recuperación de CO₂ es del orden del 95 al 98% con el uso de aminas. La demanda de energía es de 340 kWh por tonelada de CO₂ recuperada; estos valores incluyen los requerimientos de calor y la regeneración del solvente dado que éste se recicla completamente durante el proceso. Debido a esto las únicas emisiones generadas en esta tecnología son las causadas por la demanda de energía²³.

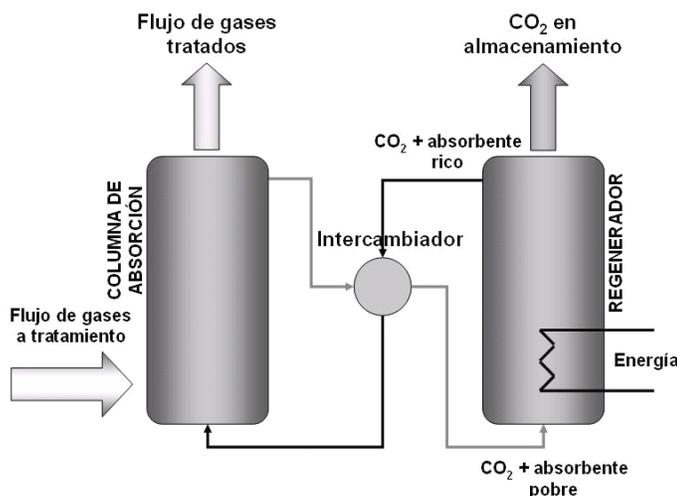


Figura 1-5.- Esquema de proceso de absorción química. Martínez Montesinos, et. al., 2008.

Absorción física.- En este proceso el CO₂ es absorbido físicamente en un solvente sin que se produzcan enlaces químicos. Posteriormente se regenera por medio de calor y/o una reducción en la presión, para la cual se requiere una energía mínima o nula. Se considera que una absorción física ocurre cuando la presión parcial del CO₂ en los gases de alimentación es mayor a 3.3 bar y la concentración de hidrocarburos pesados es baja. Los solventes típicos usados en este proceso son selexol y rectisol. La absorción física es

²² Reginald, k. H. a. (2006). "Life-cycle investigation of CO₂ recovery and sequestration", *Environment Science and Technology* (40):9.

²³ Reginald, Op. Cit., 2006.

usada comúnmente en instalaciones de tratamiento de gas para producir CO₂ destinado a operaciones de recuperación mejorada de petróleo, la cual requiere un flujo de CO₂ de alta pureza (98%)²⁴.

Adsorción física.- Algunos materiales con alta superficie específica, tales como las zeolitas y el carbón activado, pueden separar CO₂ de mezclas de gases. En esta técnica la recuperación del CO₂ está en un rango de 85 a 90% con una demanda de energía de 160 a 180 kWh por tonelada de CO₂ recuperada. Las únicas emisiones generadas en esta tecnología son aquellas causadas por el uso de energía²⁵ (figura 1.6).

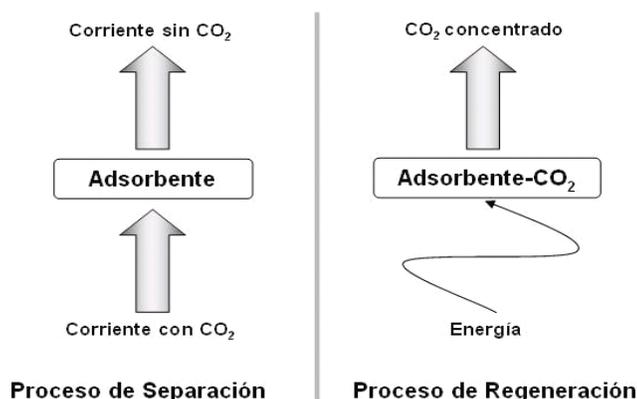


Figura 1-6.- Esquema del proceso de separación por adsorción física. Martínez Montesinos, et. al., 2008.

Separación por membranas.- Este proceso físico permite al CO₂ pasar a través de membranas al tiempo que se excluyen otras partes de la mezcla de gases de combustión. Las membranas usadas comercialmente están hechas de polímero y tienen demandas de energía de entre 70 y 75 kWh de energía por tonelada de CO₂ recuperada. Las remociones típicas en esta técnica suelen ser de 82 a 88% del CO₂ del gas de combustión. La contaminación más importante que se crea con esta tecnología es la proveniente de la energía eléctrica utilizada²⁶.

Procesos criogénicos.- El fraccionado criogénico hace posible la separación del CO₂ de una mezcla de gases de combustión, a través de procesos de temperatura y presión controlados; el principio se basa en la condensación del CO₂ a temperaturas extremadamente bajas. La recuperación de CO₂ es de 90 a 95% del gas de combustión mientras que los requerimientos de energía son del orden de 600 a 660 kWh por tonelada de CO₂ recuperada, que en este caso es en fase líquida²⁷. En este método la mayor contaminación ambiental proviene de la energía eléctrica que el proceso demanda.

La finalidad de la captura reside en producir un flujo concentrado de CO₂ a alta presión que pueda ser fácilmente transportado a un lugar de almacenamiento. Si bien es cierto que cualquier fluido a baja presión podría ser transportado e inyectado, los costos asociados a implementar un flujo de baja presión no tiene

²⁴ Martínez Montesinos, et. al., 2008. Op. Cit. p.19-20

²⁵ Reginald, Op. Cit., 2006.

²⁶ Reginald, Op. Cit., 2006.

²⁷ Reginald, Op. Cit., 2006.

sentido económico dada la energía que demandaría de todas maneras, por lo que es imperativo obtener el flujo más puro posible de CO₂.

Las configuraciones de plantas de captura de carbono que utilizan las tecnologías citadas generan tres grupos de opciones²⁸ que se representan gráficamente en la figura 1.7.

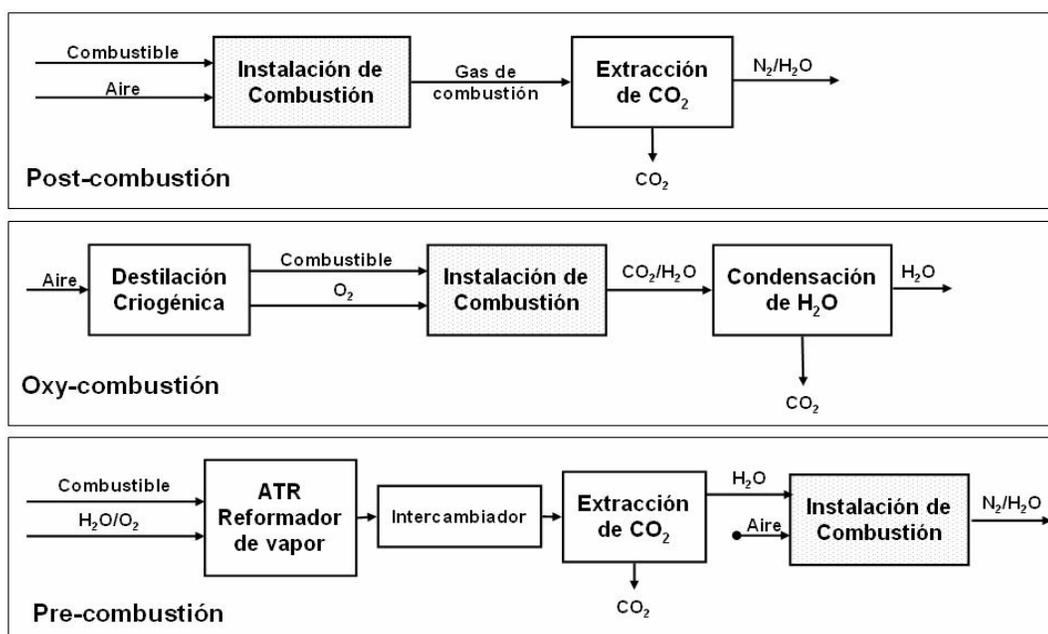


Figura 1-7.- Opciones de captura de CO₂. Lacy. 2005²⁹.

Post-combustión.- Es una tecnología que separa, por medio de solventes líquidos orgánicos como el MEA (monoetanolamina), el CO₂ contenido en los gases de combustión, normalmente a partir de fracciones de baja concentración, del 3 a 15% en volumen y el resto mayoritariamente nitrógeno. Ciertas mejoras en el proceso, como el uso de sistemas avanzados de solventes, nuevos materiales de empaque y membranas e incorporación de sistemas de adsorción eléctrica, pueden ser incorporadas.

Pre-combustión.- Esta tecnología trata básicamente el combustible con vapor de agua y oxígeno en forma previa para producir un gas de síntesis (básicamente CO y H₂). Mediante la separación del monóxido de carbono con vapor de agua en un segundo reactor (de conversión) se produce CO₂ e hidrógeno adicional, el cual es utilizado entonces como energético suplementario. Es un proceso relativamente nuevo de descarbonización que apoya la generación de energía en la tecnología IGCC (ciclo combinado con gasificación integrada) y que avanza rápidamente. Si bien las fases iniciales de conversión del combustible son más complejas y onerosas que los sistemas de post-combustión, las altas concentraciones de CO₂

²⁸ Abu-Khader, M. M. (2006). "Recent Progress in CO₂ Capture/Sequestration: a Review", *Energy Sources Part A* (28): 20.

²⁹ Rodolfo, L. T. (2005). *Geologic Carbon Dioxide Sequestration for the Mexican Oil Industry: An Action Plan*. *Urban Studies and Planning*. Boston, Massachusetts Institute of Technology. Master: 86.



producidas por el segundo reactor (de 15 a 60% en volumen seco) y las altas presiones resultantes son más favorables para la separación de CO₂.

Oxy-fuel.- Esta tecnología incorpora O₂ de alta pureza en lugar de aire en el proceso de combustión, produciendo CO de alta concentración (más de 80% en volumen). Posteriormente, el vapor de agua se sustrae por enfriamiento y compresión del flujo de gas. El Oxy-fuel se ha ido mejorando con sistemas de separación de aire mediante membranas e implementando un método de combustión de ciclo químico. Como método de captación de CO en calderas, estos sistemas están aún en fase preoperativa mas su desarrollo va en línea, principalmente, con la conversión de plantas térmicas a base de carbón para recuperar flujos ricos de CO para secuestro o uso industrial posterior.

Como es evidente, los sistemas de secuestro de carbono implican incrementos en costos nada desdeñables, por lo menos hoy en día. En lo que se refiere a los costos por la captura³⁰, en la producción de electricidad el incremento es de entre 35 y 70% (0.01 a 0.02 USD por kWh para una planta NGCC, entre 40 y 85% (0.02 a 0.03 USD por kWh) para una planta hipercrítica de PC (carbón pulverizado, por sus siglas en inglés), y entre 20 y 55% (0.01 a 0.02 USD por kWh) para una planta IGCC. En general, los costos de producción de electricidad para plantas a base de combustibles fósiles con captación de CO₂ (excluyendo el transporte y almacenamiento de CO₂) oscilan entre 0.04 y 0.09 USD por kWh en comparación con un rango de entre 0.03 y 0.06 USD por kWh para plantas similares sin sistemas de captación.

Transporte de CO₂

Una vez que el carbono ha sido capturado, mediante alguno de los métodos brevemente descritos en párrafos anteriores, debe transportarse al sitio donde se almacenará definitivamente. De acuerdo con el IPCC³¹ se ha previsto un volumen mundial de captación y transporte resultante de entre 2.6 y 4.9 Gt anuales de CO₂ antes de 2020 (entre 0.7 y 1.3 de C) y de entre 4.7 y 37.5 Gt de CO₂ antes de 2050 (entre 1.3 y 15 Gt de C). Estas cifras corresponden a entre 9 y 12% y 21 a 45% de las emisiones de CO₂ mundiales en cada uno de esos años, respectivamente. Los amplios márgenes de variación amplios denotan la incertidumbre de las variaciones futuras.

En la actualidad los gasoductos son el medio más común para el transporte de carbono. Por lo general el gas se comprime a presiones superiores a 8 MPa con el fin de evitar regímenes de flujo de dos fases y aumentar la densidad del CO₂, además de facilitar y abaratar su transporte³². El primer gasoducto en los EUA dedicado al transporte de CO₂ existe desde los años setenta y recorre más de 2,500 km, transportando más de 40 Mt al año para su uso final como gas para EOR en Texas³³. Los gasoductos usados para transporte de CO₂ operan con él en “fase de condensación”, en la que tiene lugar una progresión continua de gas a líquido sin que se produzca un cambio de fase definitivo, debido a la temperatura ambiente y la

³⁰ IPCC (2005), informe especial: La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono. R. técnico. EUA, ONU: 66.

³¹ IPCC (2005). Op. Cit. p.23

³² IPCC (2005). Op. Cit. p.29

³³ IPCC (2005). Op. Cit. p.30



alta presión. En la mayoría de los casos el gas es propulsado por compresores en el extremo inicial, aunque algunos también emplean estaciones intermedias impulsoras.

El CO₂ también puede transportarse en forma líquida en buques, camiones o vagones cisterna isotérmicos, a temperaturas muy inferiores a la ambiente y presiones más bajas. En algunas ocasiones este transporte es más práctico y económico, sobre todo cuando se trasladan grandes distancias por mar. Tal es el caso de ciertos gases de petróleo licuado, como el propano y el butano. El caso del CO₂ es similar, salvo que por lo general se manejan presiones de 0.7 MPa. En la actualidad sólo se transporta de esta forma a pequeña escala, debido a la escasa demanda.

Los camiones y vagones cisterna son opciones técnicamente viables a temperaturas de -20°C y presiones de 2 MPa. Hasta ahora esto es posible a la escala en que se maneja, sin embargo se ve difícil adoptar esta modalidad de transporte para el secuestro de carbono.

La seguridad en el transporte es primordial, sobre todo en gasoductos debido a lo extendido de su uso y su interacción con zonas habitadas. En este sentido, la seguridad de los materiales de fabricación es fundamental, más aún cuando existe la posibilidad de que el CO₂ sea húmedo, en cuyo caso es corrosivo. Tanto el CO₂ como los gases comúnmente asociados –oxígeno, sulfuro de hidrógeno y óxidos de azufre y nitrógeno– son potencialmente peligrosos.

Los costos de transporte están en función de la distancia y la cantidad de gas transportado. Para gasoductos en distancias nominales de 250 km, por lo general el costo está entre 1 a 8 USD por tonelada de CO₂. En la figura 1.8 se muestra un comparativo entre los costos de transporte utilizando gasoductos y buques.

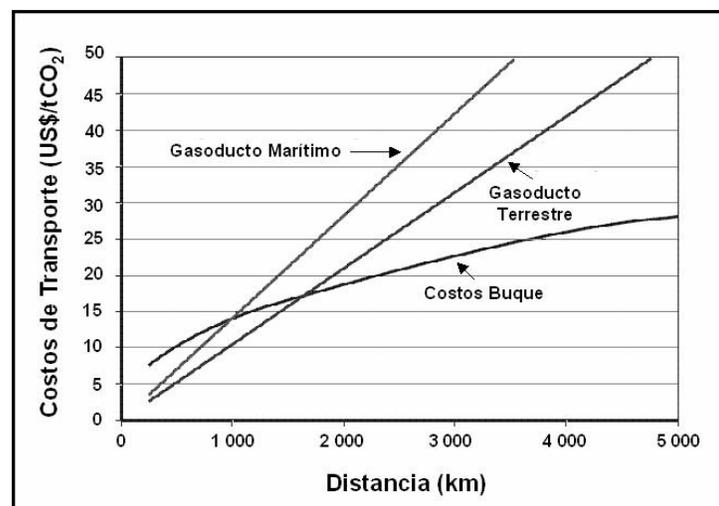


Figura 1-8.- Algunos costos de transporte de CO₂. IPCC, 2005.

Métodos de almacenamiento

Almacenamiento oceánico

Una vez capturado y transportado, ya sea por buque o gasoducto, una opción de almacenamiento consiste en inyectar el CO₂ directamente en el lecho marino a más de mil metros de profundidad, de manera que quede aislado de la atmósfera por largo tiempo. De esta manera el bióxido de carbono teóricamente se disuelve y dispersa, integrándose al ciclo global del carbono. La figura 1.9 muestra las diferentes variantes aplicables al almacenamiento oceánico.

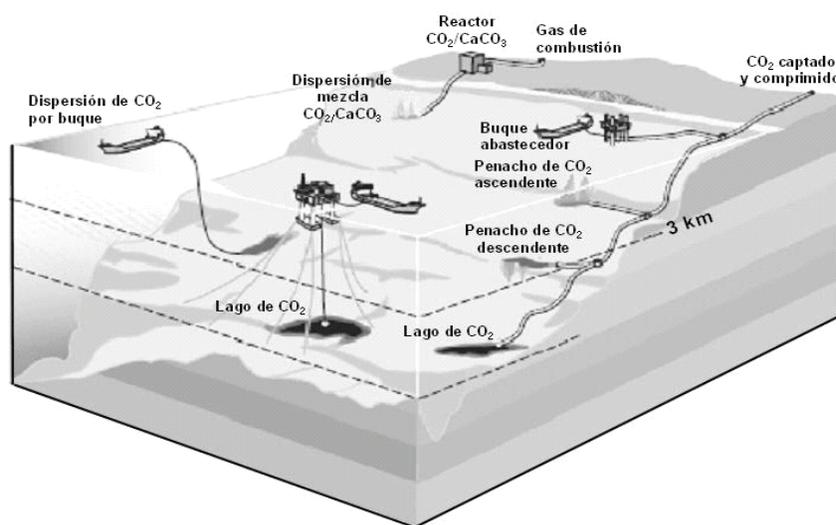


Figura 1-9.- Formas de almacenamiento oceánico. IPCC, 2005.

El almacenamiento oceánico aún no se ha demostrado a escala experimental y continúa a nivel de investigación a pequeña escala. El CO₂ es soluble en agua, de manera que en la superficie del mar y cerca de ella se lleva a cabo constantemente un intercambio natural hasta que se alcanza un equilibrio; si la concentración de CO₂ aumenta en la atmósfera el océano lo absorbe gradualmente. Así, los océanos han absorbido aproximadamente 500 Gt de CO₂ (140 Gt de C) de un total de 1300 Gt de emisiones antropogénicas en los últimos 200 años³⁴.

Como resultado del aumento de las concentraciones de CO₂ en la atmósfera post era industrial, los océanos absorben CO₂ a una intensidad de 7 Gt de CO₂ al año (2.2 Gt de C al año). La mayor parte de este gas es depositado en las capas superiores de los océanos, lo cual ha causado una disminución de 0.1 del pH de la superficie oceánica sin alteración aparente en aguas oceánicas profundas. Aunque no se ha establecido un límite físico de la cantidad de CO₂ antropógeno que los océanos pueden regular, una estabilización del CO₂ atmosférico entre 350 y 1000 ppmv supondría que habría entre 2000 y 12000 Gt de CO₂ en el océano si no se realizara una inyección intencional.

³⁴ IPCC (2005). Op. Cit. p.37



Análisis teóricos indican que la cantidad de CO₂ retenido aumenta con la profundidad a la que se lleva a cabo el depósito. Las ideas para aumentar la fracción retenida en las profundidades comprenden la formación de hidratos de CO₂ sólidos y/o lagos líquidos en el fondo del mar y la disolución de minerales alcalinos, como la caliza, para neutralizar el CO₂ ácido, lo cual podría prolongar el tiempo de almacenamiento. Sin embargo este sistema demandaría cantidades importantes de caliza y de energía para su preparación y depósito.

Las simulaciones de modelos de almacenamiento oceánico prevén cambios en el grado de acidez de las aguas del orden de 0.4 en el 1% de las aguas oceánicas si la concentración de gases en la atmósfera fuera de 550 ppmv. Por otra parte, no se conoce ningún mecanismo por medio del cual la liberación de CO₂ depositado en el lecho marino pudiera resurgir súbita o catastróficamente.

Algunos estudios señalan riesgos para ciertos organismos marinos que habitan en medios inmediatos a los sitios de inyección a causa de reducción en las capacidades de calcificación, reproducción, crecimiento, suministro de oxígeno circulatorio y movilidad, y de un aumento gradual de la mortalidad. Sin embargo los efectos crónicos y los daños masivos a ecosistemas durante periodos largos de tiempo aún no han sido estudiados³⁵.

El costo del almacenamiento oceánico se estima entre 6 y 31 USD por tonelada de CO₂ a 100 y 500 km de la costa, respectivamente, si el transporte se hiciera por medio de gasoducto fijo, mientras que si se hiciera por buque o plataforma en desplazamiento sería entre 13 y 14.5 USD por tonelada de CO₂ a las mismas distancias³⁶.

Entre ambientalistas y el público concedor del tema existe la percepción de que otros medios de almacenamiento –como el geológico– son preferibles por sobre el oceánico, ya que la evidencia científica favorable se considera aún insuficiente y la inminente interacción con seres vivos en el entorno del depósito trasluce riesgos al ecosistema marino.

Almacenamiento geológico

El almacenamiento geológico fue propuesto desde los años setenta³⁷ pero no es hasta los ochenta que se llevan a cabo estudios especializados sobre él. En este siglo XXI son ya una realidad; en las próximas décadas se constituirán como la opción más eficaz de almacenamiento de CO₂ gracias a la gran capacidad que ofrece la corteza terrestre.

³⁵ IPCC (2005). Op. Cit. p.38

³⁶ IPCC (2005). Op. Cit. p.39

³⁷ Loredo Pérez, J. (2006). Almacenamiento de CO₂ en capas de carbón en la cuenca carbonífera central asturiana. CONAMA, Congreso Nacional del Medio Ambiente, Cumbre del Desarrollo Sostenible. Oviedo, España, Universidad de Oviedo: 13.



Para el almacenamiento en el subsuelo se pueden considerar varias opciones: yacimientos exhaustos de hidrocarburos, acuíferos que no pueden ser utilizados para otro fin (por alta salinidad, por ejemplo), lavas basálticas profundas y capas de carbón mineral que por cualquier causa no pueden ser explotadas.

Los yacimientos exhaustos de petróleo se han convertido en un aliado importante para el almacenamiento de carbono dada su capacidad y las instalaciones que preexisten a la inyección. Otra ventaja que ofrecen es el grado de estudios que se tienen de este tipo de receptáculos, lo cual los hace únicos en las estimaciones de condiciones físicas para un nuevo fin de almacenamiento. Un caso particular es el de recuperación mejorada de petróleo (EOR), la cual no los hace solamente útiles, sino incluso rentables. En los EUA los campos con EOR han aportado un 4.8% de la producción petrolera de ese país en la última década³⁸. A temperatura, presión y composición adecuadas del hidrocarburo el CO₂ funciona como solvente, permitiendo la recuperación del aceite en los poros microscópicos del reservorio. Aunque en realidad la técnica de inyección de este gas a presión se puede llevar a efecto en cualquier momento de la vida del campo, lo usual es hacerlo en la etapa final del yacimiento. Los problemas que enfrenta a menudo la EOR (y por lo cual es muy importante su caracterización en el perfil de almacén de CO₂) son la heterogeneidad del reservorio y el papel que juega en la pérdida de capacidad de permitir la mezcla del yacimiento con el gas, y los depósitos de asfaltenos que pueden causar pérdida de inyectabilidad del gas en el depósito³⁹.

Los parámetros observados que impactan más importantemente la inyección de CO₂ en EOR son los siguientes: tamaño del depósito, cantidad inicial de hidrocarburo, profundidad del cuerpo de agua que acompaña al depósito, espesor de la formación geológica, permeabilidad, temperatura y presión del yacimiento, profundidad del reservorio, historia de producción primaria y secundaria y grado de heterogeneidad⁴⁰.

Los lechos de basalto profundos son atractivos por la estructura vesicular, amigdaloides y/o brechada⁴¹ que regularmente presentan; ambos casos les propician una porosidad efectiva importante. Además suelen estar cubiertos por sólidas capas soldadas lo cual les da una integridad que puede garantizar los depósitos de gas⁴². Por otra parte, los derrames basálticos ocupan generalmente grandes extensiones de la corteza terrestre. Por ejemplo, en la India ha sido estudiada con este propósito una extensión de 500 mil km² que puede tener hasta 2000 metros de profundidad sísmicamente estables, lo que eventualmente podría proporcionar una capacidad de almacenamiento de 300 Gt de CO₂ equivalentes a 250 años de almacenamiento para ese país⁴³. Las profundidades que se procurarían para la inyección son las de fase supercrítica del gas, que es de más de 800 metros. Esto se debe a que una tonelada de CO₂ en condiciones

³⁸ ABBOT-PEMEX (2009). Proposal: Carbon Capture and Sequestration (CCS). USA, ABBOT-PEMEX: 15.

³⁹ ABBOT-PEMEX (2009). Op. Cit. p.9

⁴⁰ ABBOT-PEMEX (2009). Op. Cit. p.12

⁴¹ Una estructura brechada significa que está constituida por fragmentos angulosos cementados, muchas veces con espacios vacíos entre ellos.

⁴² Sonde.R.R (2008). Demonstration of capture, injection and geological sequestration (storage) in flood basalt formation of India. N. T. P. C. Ltd. India, NTPC: 20.

⁴³ Sonde, R.R (2008). Op. Cit. p.6

naturales (0°C y una atmósfera) ocupa 509 m³, mientras que si estuviera a 35°C y 100 atmósferas (condiciones del subsuelo entre 700 y 1000 metros) ocuparía 1.39 m³. A esto se le llama régimen supercrítico del CO₂, que es donde está el límite entre gas y líquido (ver figura 1.10). Suponiendo esa profundidad, admitiendo una porosidad de la roca almacén de 30% y desplazando 80% del agua contenida en los poros, el CO₂ ocuparía unos 6 m³ de la roca almacén⁴⁴.

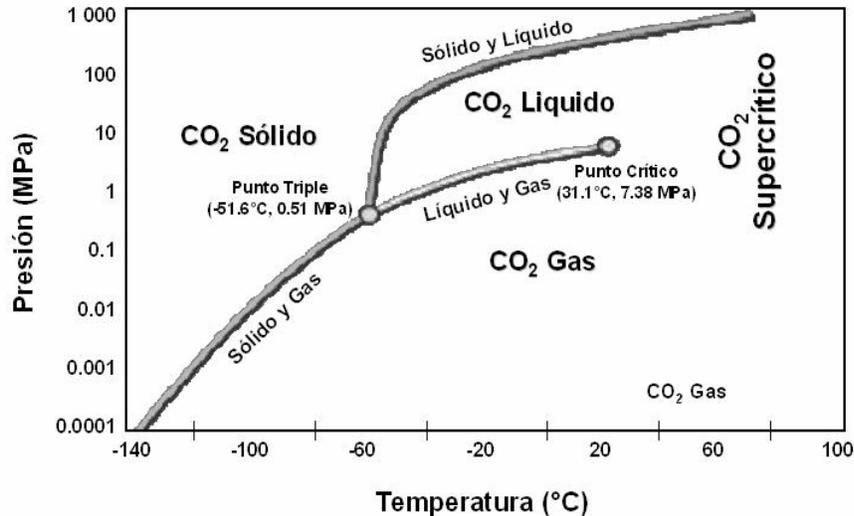


Figura 1-10.- Diagrama de fase del CO₂. Suárez Díaz, 2007.

Por lo que corresponde a almacenamiento en capas de carbón no útiles para explotación, hay que tener en cuenta que éstas siempre están asociadas a la explotación de metano. Las variables geológicas que impactan son la estratigrafía, la condición estructural de la formación, la capacidad de absorción del carbón, la permeabilidad y la integridad de la roca que servirá de sello. Estas características sirven adicionalmente para controlar la distribución que existe en las capas de carbón.

Aunque el CO₂ tiene la característica particular de ser fácilmente absorbido por el carbón, es factible que se escape por flujo en los estratos encajonantes durante el proceso de inyección cuando se usan altas presiones y las capas de carbón son de baja permeabilidad, a través de fallas, barrenos preexistentes o labores mineras⁴⁵.

La estimación teórica de la capacidad de almacenamiento en yacimientos de carbón se lleva a cabo bajo la hipótesis de sustitución entre metano y CO₂ en escala de 1:2, suponiendo que la capa de carbón está completamente saturada de gas.

⁴⁴ Suárez Díaz, I. (2007). Transporte y almacenamiento de CO₂. Producción de electricidad mediante el carbón: el reto del CO₂. I. G. y. m. d. España, Alicante, Grupo de Almacenamiento Geológico: 51.

⁴⁵ Sonde, R.R (2008). Op. Cit. p.4

Por lo que respecta a depósitos definitivos de CO₂ en acuíferos salinos se estima que el volumen potencial de almacenamiento oscile desde algunos puntos porcentuales a más del 30% del volumen de la roca. Las condiciones de inyección deben darse a más de 800 metros, donde presión y temperatura hagan que el fluido esté en estado supercrítico. En estas condiciones la densidad del bióxido de carbono será del 50 al 80% de la densidad del agua, por lo que se hace necesario un mecanismo de sello por encima del depósito⁴⁶. Puede lograrse una retención física adicional entre las fuerzas capilares que retienen al CO₂ en los espacios porosos de la formación. Otro mecanismo conocido como retención geoquímica surge cuando el CO₂ reacciona con los fluidos *in situ*; este fenómeno tiene lugar en lapsos de tiempo de cientos de miles de año, cuando el agua cargada de CO₂ aumenta de densidad y se hunde en la formación, de manera que una fracción del agua cargada de carbonatos se convertirá en carbonatos sólidos. La figura 1.11 esquematiza los principales mecanismos de almacenamiento geológico.

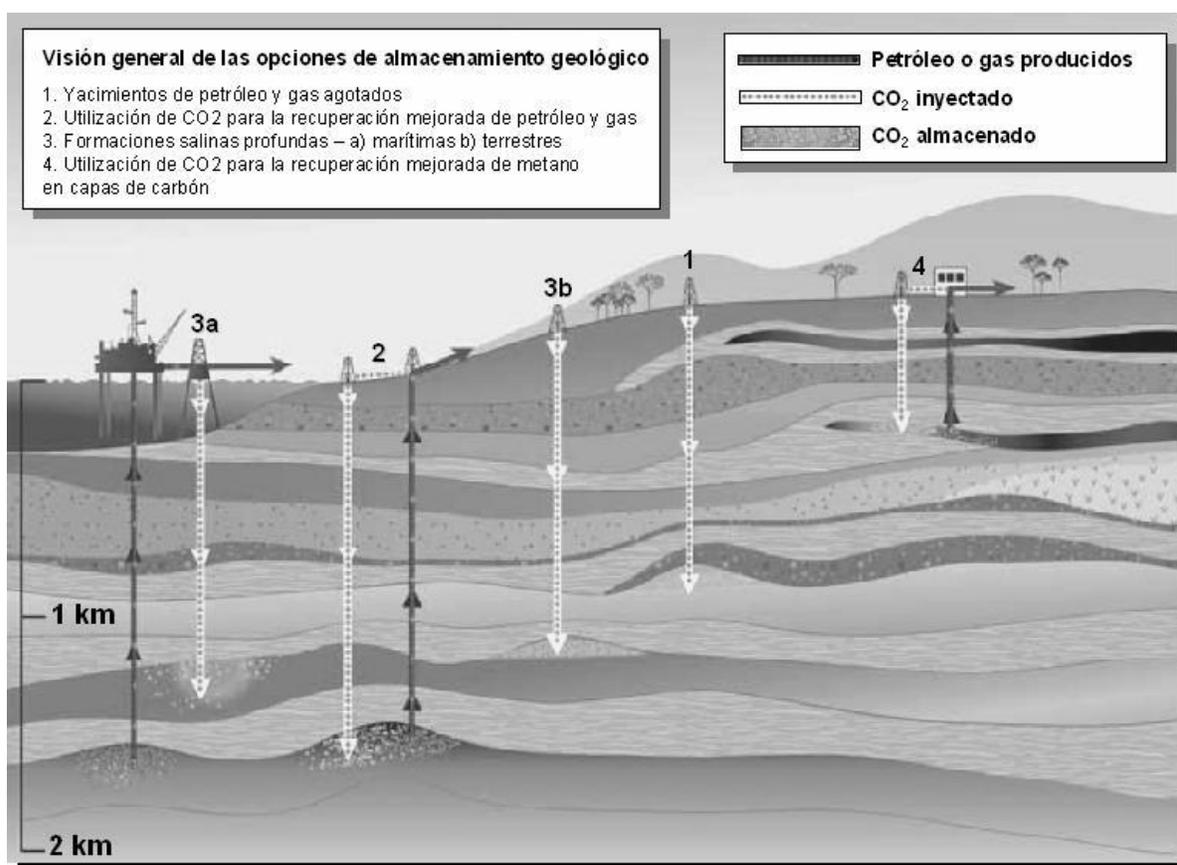


Figura 1-11- Principales formas de almacenamiento geológico de CO₂. IPCC, 2005.

⁴⁶ IPCC (2005). Op. Cit. p.39



Por lo que corresponde a los riesgos que el almacenamiento geológico presenta, se puede hablar de una escala global y una local. La global corresponde al daño significativo de colaborar al aumento de gases de efecto invernadero en la atmósfera, mientras que la escala local trata sobre los riesgos a la salud de las especies que pudieran entrar en contacto con una cantidad importante de gas en caso de fuga. Respecto a la escala global se espera que el 99% del gas depositado puede contenerse por 1000 años o periodos aun mayores, mientras que para los efectos locales no se admitirían concentraciones del gas mayores al 7-10%, lo cual es probable y ha sucedido en el sector petrolero por fallas en el mecanismo de sellado de pozos⁴⁷. Un segundo escenario fortuito que podría presentarse es el de fuga por fallas geológicas, lo cual permitiría un ascenso de gases que daría lugar a contaminación en acuíferos someros y acidificación de suelos.

Los sistemas de vigilancia son de particular importancia en las tecnologías de almacenamiento geológico, por lo que aquellos, y la normatividad que los rija, deben crecer a la par de éstas y así lograr un uso cada vez más rentable. Los marcos jurídicos del almacenamiento geológico hasta ahora se han regido por las leyes que se aplican a la explotación de hidrocarburos, metano, carbón y agua, pero no los hay que se refieran a almacenamiento de gases específicamente, y deberán tomar en cuenta la duración de los depósitos, los regímenes de vigilancia, el impacto ambiental y el papel que jueguen las instituciones involucradas.

Las estimaciones de costos de almacenamiento en formaciones salinas y yacimientos petrolíferos suelen oscilar entre 0.5 y 8 USD por tonelada de CO₂ inyectado, más un factor entre 0.1 a 0.3 USD por concepto de vigilancia. Asimismo habrá que considerar los beneficios que traen el caso especial de la EOR y el de la recuperación de metano en lechos de carbón (ECBM, por sus siglas en inglés), los cuales se estiman entre 10 y 16 USD netos por tonelada de CO₂, toda vez que van de la mano del precio del petróleo en el mercado.

Secuestro en ecosistemas⁴⁸

Las plantas toman el CO₂ atmosférico a través de la fotosíntesis y lo incorporan a su biomasa como carbón. Cuando las plantas mueren el carbón es devuelto a la atmósfera y una parte es depositado en el suelo como carbón orgánico. Evidentemente la cantidad de carbón absorbido depende de las regiones y el tipo de vegetación y suelo donde se deposita; en forma general, el carbono contenido en suelos es del orden de cuatro veces el contenido en plantas. En ecosistemas particulares la relación varía: de 1 a 1 en terrenos tropicales, de 5 a 1 en bosques boreales; de 15 a 1 en humedales, de 33 a 1 en pastizales y de 43 a 1 en terrenos de cultivo⁴⁹.

El secuestro en ecosistemas corresponde a la toma de CO₂ en suelos y plantas presentes en medios terrestres o acuáticos, como humedales o tierras inundables, y por su naturaleza misma ofrece bajos costos de almacenamiento. Los medios a través de los que se puede lograr son plantado de árboles, granjas con fines de captura, restauración de humedales, gestión de tierras con vocación de pastizal y pastoreo, esfuerzos para combate de incendios y conservación de bosques, así como conversión de terreros de mina

⁴⁷ IPCC (2005). Op. Cit. p.41

⁴⁸ Este apartado se refiere a secuestro en lugar de almacenamiento ya que involucra la captura.

⁴⁹ The United States, C. (2007), The Potential for Carbon Sequestration in the United States. USA: 32.



en zonas arboladas (este último caso provee mayor capacidad de absorción de CO₂ que los pastizales con que normalmente se reforestan este tipo de áreas). Medios más avanzados incluyen el desarrollo de crecimiento rápido de árboles y pastos y el descifrado del genoma de los microbios que habitan al suelo y que tienen la capacidad de almacenar carbono⁵⁰.

El potencial de secuestro de carbón en los diferentes biomas que colaboran en el proceso se estima del orden de 5.65 a 10.1 Gt de carbón, mismo que se podría sostener de 25 a 50 años⁵¹. Ver tabla 1.4.

Bioma	Potencial de SC (GtC/a-o)
Terreno agr'cola	0.85 - 0.9
Biomasa de cultivos	0.5 - 0.8
Prados	0.5
Rangelands	1.2
Bosques	1 - 3
Bosques y prados urbanos	
Desiertos y terrenos degradados	0.8 - 1.3
Sedimentos terrestres	0.7 - 1.7
Tierras inundables y humedales	0.1 - 0.7
Total	5.65 - 10.1

Se estim—que las tasas de secuestro se pueden sostener por un periodo de 25 a 50 a—os

Tabla 1-4.- Estimación del potencial mundial de secuestro de carbón por bioma. Laboratory, O. R. N. 1999.

Carbonatación mineral y usos industriales

Se consideran dos tecnologías en este apartado. La primera de ellas, denominada carbonatación mineral, se refiere a la conversión de CO₂ en carbonatos inorgánicos sólidos mediante reacciones químicas. Específicamente se trata de fijar bióxido de carbono mediante óxidos alcalinos y alcalinotérreos, tales como MgO y CaO, que están presentes en rocas silíceas, sobre todo en aquellas ricas en minerales como la serpentina y el olivino. Las reacciones entre estos minerales y el CO₂ producen carbonatos de magnesio y calcio (MgCO₃ y CaCO₃); las rocas ricas en estos minerales se llaman dolomías y calizas, respectivamente. En teoría existe en la corteza terrestre una cantidad de óxidos superior a la necesaria para asimilar todo el CO₂ que se libera a la atmósfera; el problema es que se encuentra estable en rocas, y para que fuera factible la absorción del CO₂ se requeriría su preparación previa, en forma granular, que facilitara la reacción química buscada. Es difícil estimar el potencial de absorción de CO₂ de esta manera pero se sabe que, una vez asimilado, el producto de la reacción debería regresar a minas o sitios de disposición inocuos a la naturaleza. De hecho, el proceso de carbonatación se lleva a cabo en la naturaleza como parte de la meteorización, pero es tan lento que no es viable como remedio para los volúmenes actuales de emisiones a la atmósfera. Por lo tanto, la investigación en el ámbito de la carbonatación mineral debe enfocarse en

⁵⁰ Energy, N. E. T. L. O. o. F. (2008). Carbon Sequestration Atlas, United States and Canada. U. D. o. Energy. USA: 90.

⁵¹ Laboratory, O. R. N. (1999). Op. Cit. p.4-6

identificar vías para obtener velocidades de reacción química a escala industrial. A nivel conceptual se ha planteado que el proceso de carbonatación mineral requeriría de etapas de explotación minera, trituración, molienda de minerales y transporte a una planta para flujo concentrado de CO₂, como se representa en la figura 1.12⁵².

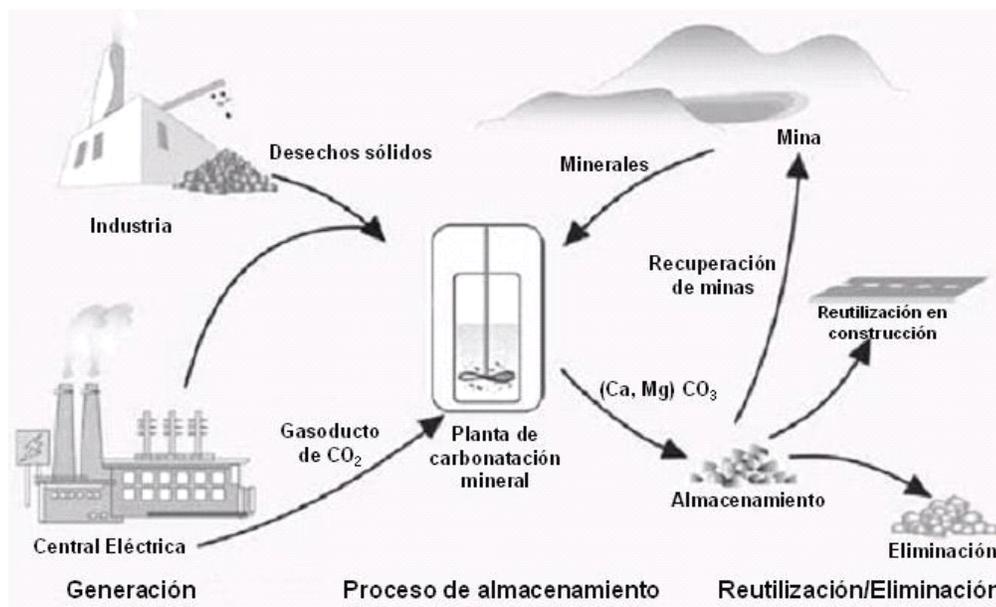


Figura 1-12.- Fases del proceso de carbonatación mineral a partir de rocas o residuos industriales. IPCC, 2005.

Teniendo en cuenta las necesidades energéticas del proceso teórico de carbonatación a escala industrial, se estima que se requeriría un insumo energético por kWh de 60 a 180% más que una central eléctrica de referencia sin captación ni carbonatación mineral. El mejor caso estudiado a la fecha es el de carbonatación húmeda de olivino, en el cual el costo estimado varía entre 50 y 100 USD por tonelada neta de CO₂ mineralizado sin incluir captación ni transporte.

El proceso de carbonatación mineral requiere de la explotación entre 1.6 y 3.7 toneladas de silicatos por cada tonelada de CO₂, y produciría entre 2.6 y 4.7 toneladas de materiales de desecho⁵³.

La segunda tecnología se refiere a usos industriales que comprenden procesos químicos y biológicos en los que el CO₂ actúa como reactivo. Por ejemplo, aquellos que lo utilizan para producir urea y metanol y otros del sector hortícola; los de refrigeración, envasado de alimentos, soldadura, bebidas y extintores. Como se podrá inferir, la poca importancia de esta tecnología radica en la escala que maneja (se estima un uso de 120 Mt de CO₂ al año)⁵⁴ sin posibilidades de que aumente significativamente. Por otra parte, el desgaste

⁵² IPCC (2005). Op. Cit. p.40

⁵³ IPCC (2005). Op. Cit. p.41

⁵⁴ IPCC (2005). Op. Cit. p.42



energético que demanda el aprovechamiento de esta tecnología para fines de almacenamiento la hacen, al menos por el momento, de poca aportación para combatir el cambio climático.

Procesos biológicos avanzados

La fotosíntesis es virtualmente responsable de la fijación de todo el CO₂ en la naturaleza. Si bien falta mucho por entender al respecto, antes de voltear a los procesos biológicos como alternativas importantes para el secuestro de carbono, se espera que en un cuarto de siglo se aproveche este fenómeno para regresar carbono a estados de equilibrio por medios parecidos a los naturales.

Cuatro tópicos comprenden los denominados procesos biológicos avanzados, los cuales se espera que cooperen en el almacenamiento de CO₂ por medio del fenómeno mejorado de la fotosíntesis. Estos son captura de carbono, secuestro en compuestos de carbono reducido, incremento de la productividad de las plantas y materiales alternativos más durables. A su vez, estos tópicos deben llevar al desarrollo de tecnologías como:

- Captura, separación y reciclaje de CO₂ y metano de los productos de descomposición en rellenos sanitarios y drenajes.
- Conversión biológica de CO₂ en rocas carbonatadas insolubles como aquellas ricas en siderita (carbonato de hierro) mediante el uso de bacterias reductoras, ceniza volante y otros productos de bajo valor.
- Incremento de la productividad de las plantas en medios hidropónicos y humedales.
- Utilización de catálisis biológica para la remoción de CO₂ (incluyendo fotosíntesis artificial)
- Enriquecimiento nutricional de aguas oceánicas por medio de algas.
- Acuicultura en terrenos desérticos adyacentes al océano.
- Mejora de la actividad fotosintética de plantas para fijar CO₂ y nitrógeno más eficientemente.

Puesto que estos temas se desarrollan por ahora a nivel conceptual, se ha propuesto el siguiente esquema (figura 1.13) como ruta tecnológica que logre algún día hacer de ellos tecnologías prácticas que aporten al secuestro de carbono.

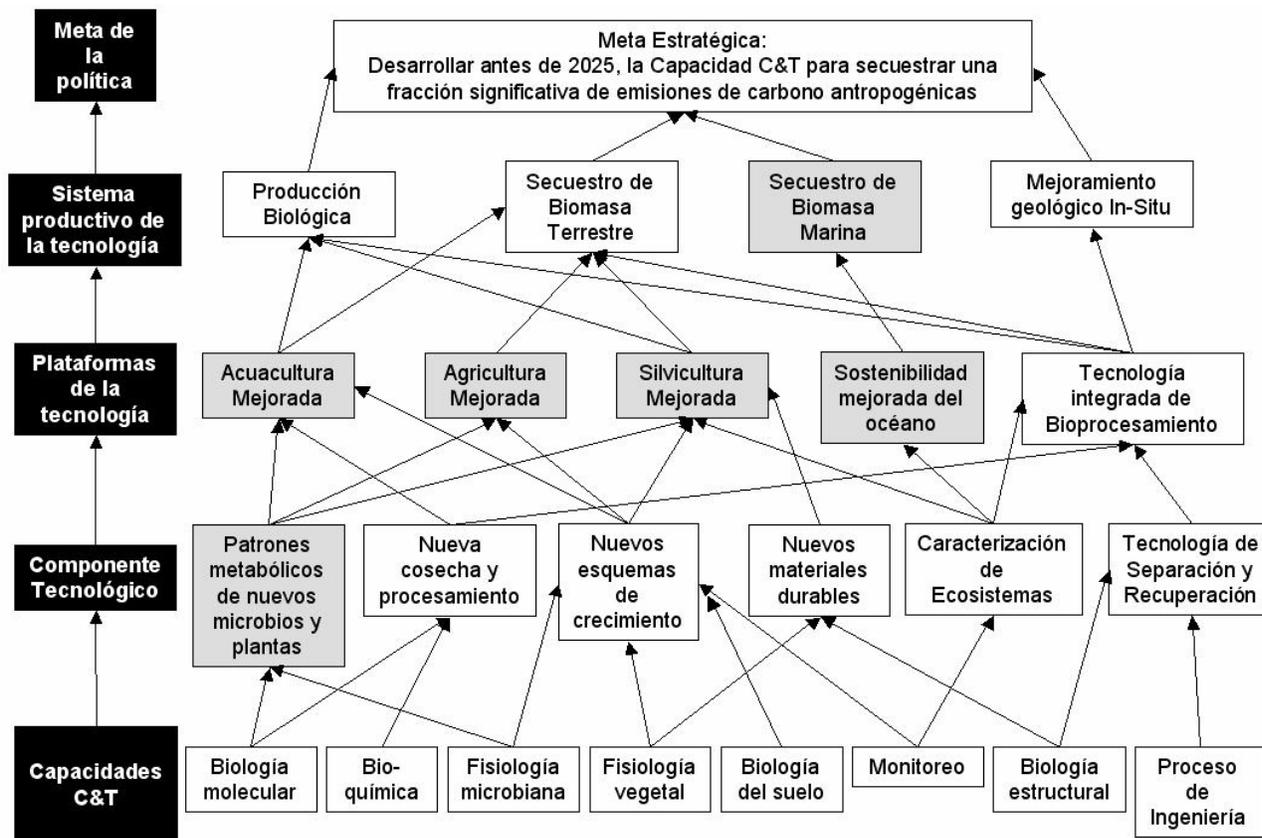


Figura 1-13.- Elementos de la ruta tecnológica para el desarrollo de opciones de tecnologías biológicas avanzadas para el secuestro de carbono. Laboratory, O. R. N. (1999)

Costos de CO₂ evitado

Los diferentes temas tratados en este capítulo –captura, transporte y almacenamiento– han mencionado los costos que implica su implementación industrial. Sin embargo, las necesidades de energía para la aplicación de sistemas de captura y secuestro de carbono (CCS) elevan la cantidad del insumo combustible con sus consecuentes emisiones de CO₂ por unidad de potencia neta de salida. Para determinar las reducciones de CO₂ que se atribuyen a los escenarios CCS es necesario comparar las emisiones de CO₂ por kWh de una planta con captación con la de una planta de referencia sin captación. La diferencia se denomina “emisiones evitadas”; la figura 1.14 detalla ambos casos⁵⁵.

⁵⁵ IPCC (2005). Op. Cit. p.44

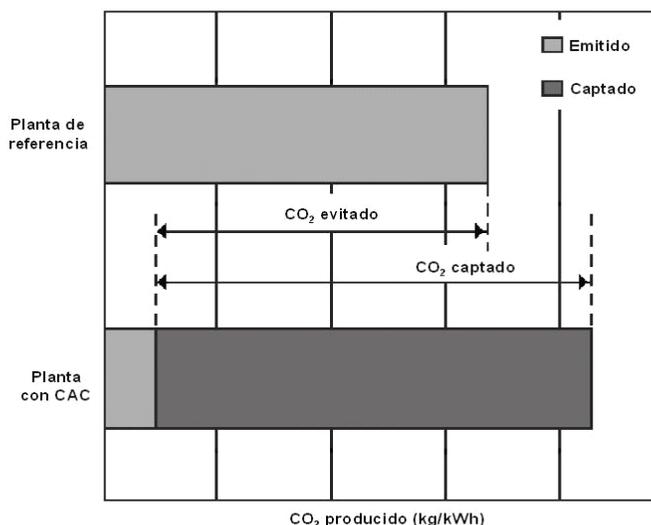


Figura 1-14.- Comparación esquemática para ilustrar el costo de CO₂ evitado. IPCC, 2005.

La aplicación de tecnologías de secuestro de carbono en centrales eléctricas influye en la decisión de qué clase de planta es más apropiado construir y el tipo de combustible que debe utilizar. Por ello es útil estimar un costo por tonelada de CO₂ evitado basándose en una planta de referencia comparada con una planta con secuestro.

La tabla 1.5 muestra un resumen de costos que hace énfasis en cada componente del proceso de CCS en plantas de generación de electricidad (carbón y ciclo combinado con gas natural), destacando que la captura y compresión son los principales componentes (ya que son las fases que demandan más energía).

System	Cost of electricity (¢/kWh)				
	Prior to CO ₂ sequestration	Cost of CO ₂ capture & compression	Cost of CO ₂ transport & storage	Cost of replacement power	Total cost
Coal-fired	2.5	2.8	0.9	1.1	7.3
NGCC	4.5	1.7	0.6	0.7	7.5

Tabla 1-5.- Resumen de costos por fase del proceso de CCS en plantas de generación de electricidad. Mann, 2004.

Los modelos energéticos y económicos bajo los cuales se han hecho las estimaciones de costos y reducciones de emisiones de CO₂ a la atmósfera indican que no es probable que los sistemas de CCS contribuyan en forma significativa a la mitigación del cambio climático a menos que sean utilizados en el sector eléctrico, principal fuente de emisiones de los GHG. Para ello es necesario que el precio de las reducciones de CO₂ supere el margen de 25 a 30 USD por tonelada de CO₂ o tendría que prescribirse un límite equivalente con respecto a las emisiones de CO₂. La realidad es que las oportunidades iniciales comprenden la captación de fuentes de bajo costo y de alto grado de pureza, transporte en distancias



menores a 50 Km y almacenamiento asociado a EOR. El potencial de estas opciones es un nicho de aproximadamente 360 Mt de CO₂ al año⁵⁶.

Brechas en el conocimiento

Los conocimientos logrados a la fecha en aspectos de captura, transporte y almacenamiento, sobre todo el de tipo geológico, son suficientemente apropiados. Sin embargo debe continuarse investigando para contar con opciones que los hagan más rentables como para considerarlos medios de remedio a escala masiva. Sobre este particular es importante avanzar con relación a las centrales eléctricas de grandes dimensiones, y también se hace necesaria más investigación en procesos industriales, sobre todo del sector cemento y acero.

El impacto a ecosistemas en océanos es otro rubro que se debe cubrir antes de poder contar con el gran potencial de las profundidades marinas como sitios para el confinamiento definitivo de carbono.

En todos los casos es necesario mejorar el entendimiento de los fenómenos de migración de gases una vez capturados, tanto en medios geológicos como marinos, hasta lograr un grado de seguridad tal que garantice la salvaguarda de los entornos globales y locales ante eventuales fugas.

⁵⁶ IPCC (2005). Op. Cit. p.45



Bibliografía

- ABBOT-PEMEX (2009). Proposal. Carbon Capture and Sequestration (CCS). USA, ABBOT-PEMEX: 15.
- Abu-Khader, M. M. (2006). "Recent Progress in CO₂ Capture/Sequestration: a Review". Energy Sources, Part A(28): 20.
- Energy, N. E. T. L. O. o. F. (2008). Carbon Sequestration Atlas, United States and Canada. U. D. o. Energy. USA: 90.
- IEA (2005) "Greenhouse Gas R&D Program".
- IPCC (2005). Informe especial, La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono. R. Técnico. USA, ONU: 66.
- IPCC (2005). La captación y el almacenamiento de dióxido de carbono. USA, IPCC: 23.
- IPCC (2007). Climate Change 2007: Synthesis Report. IPCC. USA, ONU: 52.
- Laboratory, O. R. N. (1999). Carbon Sequestration Research and Development. Oak Ridge, Cal., Office of Science. Office of Fossil Energy. US Department of Energy.
- Loredo Pérez, J. (2006). Almacenamiento de CO₂ en capas de carbón en la cuenca carbonífera central asturiana. CONAMA. Congreso Nacional del Medio Ambiente. Cumbre del Desarrollo Sostenible. Oviedo, España, Universidad de Oviedo: 13.
- Mann, P. L. S. a. M. K. (2004). Biomass power conventional fossil systems with and without CO₂ sequestration comparing the energy balance, greenhouse gas and economics. M. R. Institute. Boulder, Co. USA, National Renewable Energy Laboratory. NREL/TP-510-32575: 29.
- Martínez Montesinos Víctor L., N. C. T. R. (2008). Estado del arte del secuestro geológico de CO₂ y aplicaciones. Facultad de Ingeniería. México, UNAM. Licenciatura: 189.
- Reginald, k. H. a. (2006). "Life cycle investigation of CO₂ recovery and sequestration". Environment Science and Technology (40): 9.
- Rodolfo, L. T. (2005). Geologic Carbon Dioxide Sequestration for the Mexican Oil Industry. An Action Plan. Urban Studies and Planning. Boston, Massachusetts Institute of Technology. Master: 86.
- SEMARNAT (2007). Estrategia Nacional para el Cambio Climático. SEMARNAT. México.
- SEMARNAT (2007). Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero. SEMARNAT. México.
- Sonde, R.R (2008). Demonstration of capture, injection and geological sequestration (storage) in flood basalt formation of India. N. T. P. C. Ltd. India, NTPC: 20.
- Suárez Diaz, I. (2007). Transporte y almacenamiento de CO₂. Producción de electricidad mediante el carbón: el reto del CO₂. I. G. y. m. d. España, Alicante, Grupo de Almacenamiento Geológico: 51.
- The United States, C. (2007). The Potential for Carbon Sequestration in the United States. USA: 32.
- Treasury, H. (2007). Stern Review. D. o. E. F. a. R. Affairs. UK, HM Treasury: 36.



2. RESEÑA DEL ESTADO DEL ARTE EN TECNOLOGÍAS DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO₂

Desarrollo histórico del almacenamiento geológico de CO₂

El subsuelo es el mayor reservorio de carbono del planeta. El CO₂ se ha guardado ahí por miles de millones de años en diversas formas, asociado o integrado a mantos de carbón, petróleo, gas, sedimentos y rocas. En Estados Unidos, desde 1970, se ha guardado dióxido de carbono en el subsuelo como parte del proceso de recuperación mejorada de hidrocarburos (EOR). Si bien este proceso se utiliza desde entonces en múltiples lugares y países, no fue hasta 1990¹ que fue propuesto como solución masiva para el retiro preventivo de GHG a la atmósfera, así como para almacenar gas ácido² en la cuenca de Alberta, Canadá. El primer proyecto de almacenamiento de CO₂ a gran escala fue realizado en 1996 por la empresa Statoil en el campo de gas Sleipner en el mar del Norte, Noruega. A partir de ese año se han desarrollado otros proyectos alrededor del mundo, sobre los cuales se expone información más adelante.

Hasta el día de hoy el almacenamiento geológico de CO₂ se ha puesto en práctica en formaciones de cuencas sedimentarias y cuerpos basálticos. En el caso de las primeras sobresalen sitios como campos petroleros, campos de gas exhaustos, lechos de carbón y formaciones salinas. Los ambientes de depósito de estas formaciones pueden ser localizados tanto en continente como en lechos marinos –siempre y cuando posean las características de permeabilidad necesarias–, lo cual excluye formaciones y sedimentos de fondos abisales, ya que estos suelen ser poco permeables y estratificados en formaciones muy delgadas³.

Teóricamente, los sitios con potencial de almacenamiento geológico son aquellos que ⁴:

- Tienen capacidad e inyectividad aceptables.
- Cuentan con confinamiento y estabilidad geológica asegurados.
- No están comprometidas para otro tipo de usos como yacimientos de hidrocarburos, agua u otros recursos.

Los criterios propuestos para la evaluación de una cuenca para fines de almacenamiento geológico de CO₂ incluyen:

¹ Solomon, S. (2007). "Carbon Dioxide Storage: Geological Security and Environmental Issues - a Case Study on the Sleipner Gas field in Norway". Noruega: 128.

² Producto asociado a la extracción de petróleo con un contenido de CO₂ de hasta 98%.

³ Cook, P. J. (2006). "Carbon dioxide capture and geological storage: research, development and application in Australia." *International Journal of Environmental Studies* 63(6): 731-749.

⁴ Bradshaw, J. and A. Rigg (2001). "The GEODISC Program: Research into Geological Sequestration of CO₂ in Australia." *Environmental Geosciences* 8(3): 166-176.



- Características como actividad tectónica, tipo de sedimentos y regímenes geotérmicos e hidrodinámicos.
- Recursos como hidrocarburos, carbón y otros minerales.
- Madurez e infraestructura industrial de la zona donde se encuentra.
- Aspectos sociales como grado de desarrollo, economía, medio ambiente, educación y actitud de la comunidad.

Criterios geológicos para el almacenamiento de CO₂

Siempre es más fácil describir dónde no se puede construir una instalación que definir dónde sí. En cuanto a sitios potenciales para almacenar CO₂ se puede decir, en forma general, que las áreas tectónicamente activas deben ser excluidas, sobre todo por la poca seguridad que ofrecen para garantizar la hermeticidad a largo plazo. De esta forma, regiones en límites con zonas de subducción y sierras asociadas a los levantamientos que éstas provocan tendrán poca atención como objetivos en la localización de prospectos de reservorio. Por otra parte, cuando se duda de la capacidad de almacenamiento de sitios potenciales debido a su poca permeabilidad o estructura geológica completa, existe una directriz geológica general. Un buen ejemplo de este tipo de regiones geológicas son los escudos. En la figura 2.1 se pueden apreciar, a grandes rasgos, ciertos terrenos geológicos postulados alrededor del mundo que pueden o no tener posibilidades, dependiendo de su caracterización geológica⁵.

En cuanto a terrenos geológicos de poco interés, inicialmente se pueden mencionar regiones que cumplan alguna o varias de las siguientes características:

- Altamente fracturados o plegados.
- Historia diagenética compleja.
- Localizados en zonas con estados de esfuerzo que induzcan presiones importantes al reservorio.
- Profundidades menores a 800 m.
- Sin posibilidades de mecanismo de sello.
- Porosidad y permeabilidad bajas.

La permeabilidad y porosidad se traducen finalmente en capacidad de almacenamiento. Estos parámetros usualmente decrecen con la profundidad debida a la presión litostática (a mayor profundidad, mayor compacidad), además de la cementación acorde al tipo de roca presente en el sitio. No obstante, esta característica es determinante si se encuentra en la cima del reservorio, pues entonces puede ser utilizada como sello. Las formaciones de lutitas o evaporíticas son particularmente útiles.

En todo caso las zonas de la corteza muy fracturadas y plegadas deberán caracterizarse intensivamente antes de ser preseleccionadas como sitios candidatos. A pesar de esto pudieran tener alguna posibilidad si

⁵ Bradshaw, J., T. Dance (2005). "Mapping geological storage prospectivity of CO₂ for the world's sedimentary basins and regional source to sink matching". GHGT-7: 9.

se tiene la certeza de que cuentan con rocas sello estratégicamente localizadas. De lo contrario siempre existirá la amenaza de escape de gas, ya sea espontáneo o inducido por la sobrepresión ejercida por la inyección del mismo. Este hecho se traducirá en mayores costos de monitoreo durante la eventual operación de un depósito de esas características.

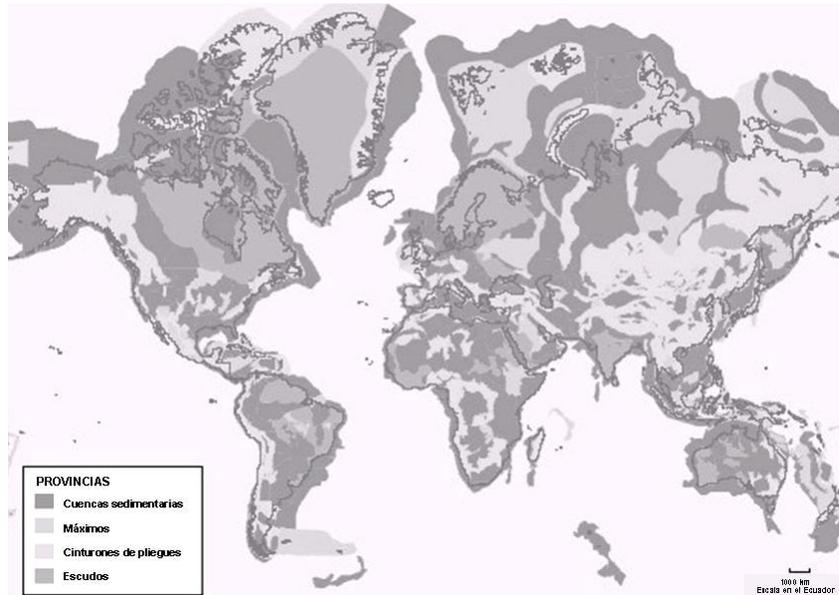


Figura 2-1.- Distribución general de cuencas sedimentarias alrededor del mundo. Bradshaw y Dance, 2005.

Los regímenes de flujo y presión del reservorio –especialmente fluidos de formación– son importantes al considerar la tecnología de inyección⁶. Generalmente estos fenómenos se pueden presentar a causa de estados de esfuerzo latente en formaciones cuyas zonas estén sujetas tectónicamente a esfuerzos de compresión. Por el contrario las zonas posteriores a cinturones plegados donde los estados de esfuerzo han cesado bien pueden ser consideradas con posibilidades de confinamiento. Por otra parte, las aguas de formación con presiones altas pueden deberse a acuíferos con zonas de recarga a alturas importantes, y pueden anteponer una presión contra la inyección.

La presencia de pozos en el subsuelo en cuencas sedimentarias donde se haya explotado algún otro recurso –petróleo, gas o agua– puede ser una limitante al momento de postular una zona para almacenamiento geológico, debido a las vías francas de gas que resultan de la perforación. No obstante, Strutt et. al.⁷ citan el almacenamiento de Weyburn, Canadá, el cual ha trabajado durante años en coexistencia con cientos de pozos sin aparente fuga.

⁶ Bachu, S., W. D. Gunter, et. al. (1994). "Aquifer disposal of CO₂: hydrodynamic and mineral trapping." Energy Conversion and Management 35(4): 10.

⁷ Strutt, M. H., S. E. Beaubien, et. al. (2003). "Soil Gas as a Monitoring Tool of Deep Geological Sequestration of Carbon Dioxide: Preliminary Results from the Encana EOR Project in Weyburn, Saskatchewan, Canada." Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies I: 5.



Después de su captura, compresión y transporte, el CO₂ se almacena geológicamente en un estado conocido como supercrítico. Esto significa que la temperatura y presión son mayores a las críticas, que en el caso del dióxido de carbono son de 31.1°C y 73.9 bar, respectivamente. En términos prácticos la sustancia se comporta en un estado de equilibrio entre gas y líquido –si el CO₂ se inyecta a profundidades mayores a 800 m se encuentra en estado supercrítico. La figura 2.2 ilustra la variación de la densidad del CO₂ con la profundidad, asumiendo un gradiente geotérmico de 25°C/km a partir de 15°C en la superficie. Los cubos representan el volumen ocupado por el CO₂. Nótese que a partir de 1.5 km de profundidad el volumen puede considerarse constante.

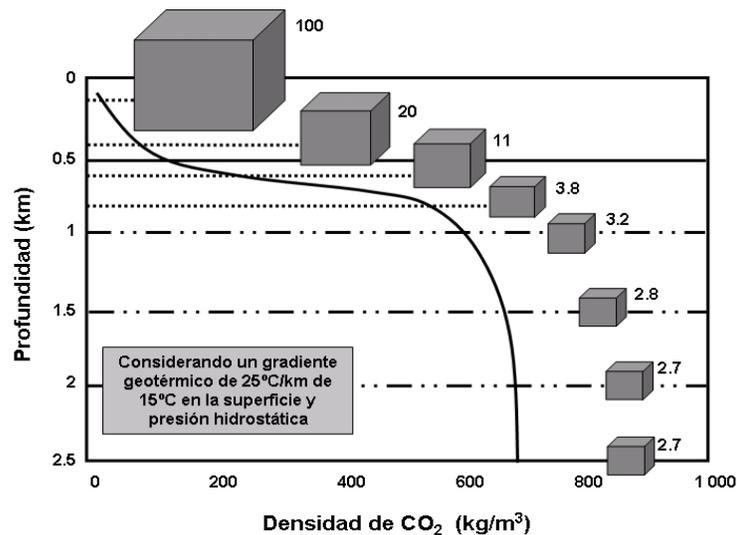


Figura 2-2.- Variación de la densidad del CO₂ con la profundidad. Solomon, S. 2007.

A mayor densidad mayor será la eficiencia con la que el CO₂ se almacene en el subsuelo (cantidad almacenada por unidad de volumen). De la misma forma la seguridad del depósito se incrementa, puesto que la capacidad de flotación del gas disminuye a mayor densidad. Hay que tener en cuenta que la densidad aumenta de manera importante a profundidades entre 700 y 1000 m; sin embargo, a partir de esas cotas hay que tener cuidado pues los gradientes de temperatura crecen y entonces la densidad puede revertirse (ver cuencas frías y calientes en la denominación de Bachu⁸, 2003). Por otra parte, si bien el almacenamiento a menos de 800 m es técnicamente posible, la baja eficiencia del mismo cuando el CO₂ está en fase gaseosa lo hace poco atractivo. De ahí que la primera característica de un depósito geológico sea su capacidad de almacenamiento.

Otra característica determinante del reservorio es su heterogeneidad, la cual afecta la eficiencia de almacenamiento. La diferencia de densidades entre el gas y el fluido anfitrión –ya sea agua salada o aceite– ocasiona que el primero trate de migrar hacia arriba, sobre todo si la permeabilidad del entorno es alta, lo

⁸ Bachu, S. (2003). "Screening and ranking of sedimentary basins for sequestration of CO₂ in geological media in response to climate change." *Environmental Geology* 44(3): 277-289.



cual se aumenta con la homogeneidad del medio. Si, en cambio, el medio es heterogéneo y el movimiento del gas es hacia los lados (debido a baja permeabilidad), ocurre el proceso contrario, lo que favorece una invasión de la formación positiva, aumentando el potencial de almacenamiento⁹.

Una variable más que incide en la cantidad de gas a ser almacenado es la pureza del gas mismo. Ésta afecta los procesos de captura, transporte e inyección en cuanto a la tecnología a utilizar, el mecanismo del sello y la capacidad del almacén geológico. Algunos de los componentes comunes de los flujos de CO₂ (como el SO_x, NO_x y H₂S) son peligrosos, por lo que requieren diferentes tratamientos. Para fines del presente trabajo baste decir que las impurezas afectan la compresibilidad del gas, lo cual tiene un impacto en la capacidad de almacenamiento. Más aún, en el caso de depósitos de agua salada o salmueras, las impurezas afectan también el ritmo de disolución y precipitación, con la probable precipitación de metales pesados. Este es un aspecto que requiere mayor investigación, sobre todo para caracterizar los efectos relacionados con diferentes tipos y concentraciones de impurezas.

De los que se han estudiado hasta ahora, los depósitos más útiles son los acuíferos salinos. Estos se encuentran tanto en continente como en plataformas continentales. Cuantificar el potencial de almacenamiento de este tipo de formaciones conlleva un gran reto en la actualidad, debido a las razones siguientes:

- Existen varios mecanismos de almacenamiento, incluyendo las trampas físicas situadas debajo de *caprocks* de baja permeabilidad, mineralización y disolución, así como las combinaciones de estos.
- Los mecanismos de reservorio operan en diferentes escalas de tiempo, lo cual afecta la estimación de la capacidad de almacenamiento. Inicialmente se tiene un volumen que evolucionará conforme el CO₂ se disuelva y reaccione con otros minerales de la formación (figura 2.3).
- Las interacciones entre los mecanismos y factores que intervienen son complejas y dependen en buen grado de las condiciones locales.
- No existe aun una metodología consistente para estimar la capacidad de almacenamiento.
- La información sobre pozos y de sismología de los depósitos es limitada.

⁹ Flett, M. A., R. M. Gurton, et. al. (2005). "Heterogeneous saline formations: Long-term benefits for geo-sequestration of greenhouse gases." *Elsevier* 1: 9.

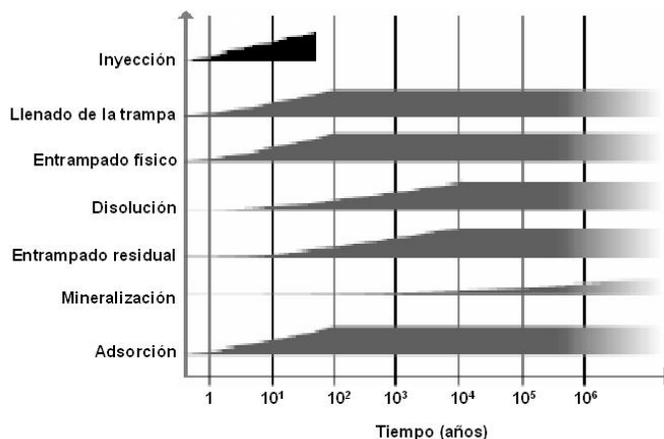


Figura 2-3.- Evolución de los diferentes mecanismos que intervienen en las formaciones salinas después de la inyección de CO₂. IPCC, 2005¹⁰.

Por ahora la capacidad de almacenamiento se evalúa tomando en cuenta los mecanismos de entrapado y disolución e ignora las reacciones geoquímicas que ocurren durante el tiempo de inyección. No obstante, algunos trabajos recientes indican que la disolución de CO₂ en la formación anfitriona podría ser importante. Se han estimado de dos a cinco kilogramos de CO₂ disuelto por cada metro cúbico de formación arenosa después de 10 mil años¹¹.

Proyectos de almacenamiento geológico de CO₂ actualmente en desarrollo

En muchos países se están llevando a cabo un número importante de estudios con miras a encontrar sitios potenciales de almacenamiento geológico de CO₂. Entre los más destacados se encuentran Noruega, Canadá, Australia, Estados Unidos, Japón y Alemania. Hasta ahora todos los proyectos comercialmente activos –Weyburn, Canadá; Sleipner y Snohvit, Noruega; In Salah, Argelia; Salt Creek, Estados Unidos– utilizan flujos naturales de gas rico en CO₂ (de yacimientos de gas y aceite) o bien se aprovechan como EOR, lo que equivale a decir que no fueron ideados originalmente para almacenamiento y en ningún caso se derivan de la captura del CO₂ emitido por plantas de generación de electricidad (caso que ocupa principalmente a México).

Los proyectos comerciales, demostrativos y en etapas de planeación se muestran en la figura 2.4.

¹⁰ IPCC (2005). "IPCC Special Report: Carbon Dioxide Capture and Storage." IPCC: 62.

¹¹ Xu, T., J. Apps, et. al. (2003). "Reactive Geochemical Transport Simulation to Study Mineral Trapping for CO₂ Disposal on Deep Saline Arenaceous Formations." *Journal of Geophysical Research* 108(B2): 13.

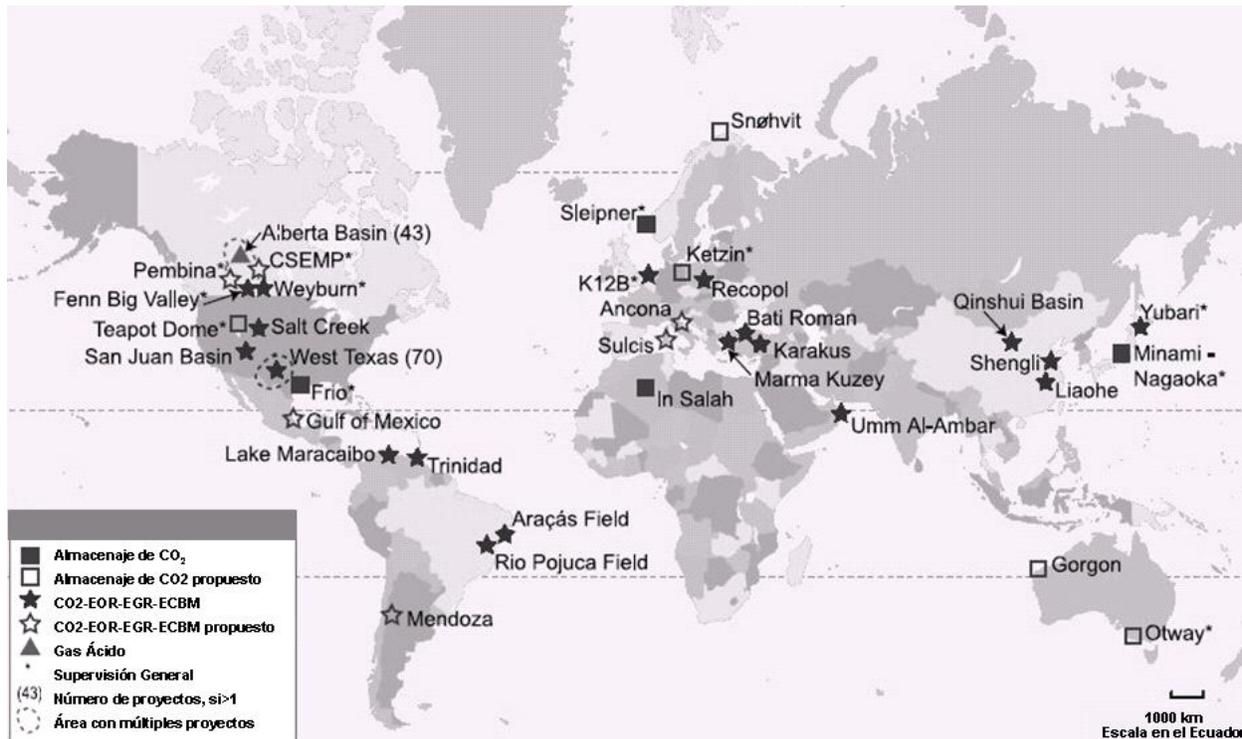


Figura 2-4.- Localización de sitios de almacenamiento geológico de CO₂, comerciales, demostrativos y en etapa de planeación. IPCC, 2005.

Principales proyectos que toman el CO₂ asociado de campos de gas:

- In Salah, Argelia (operado por Statoil y otras compañías): Inyección en un reservorio de gas fuera del campo de origen. Actualmente en operación.
- Snøhvit, Noruega, mar de Barents (operado por Statoil): El gas proviene del campo Snøhvit y es inyectado en una formación geológica localizada debajo de la formación productora. En pruebas de operación.
- Gorgon Field, oeste de Australia, formación Dupuy en Isla de Barrow (proyecto de Chevron): El yacimiento produce gas con 14% de CO₂.
- K12B, costa de Holanda: La inyección se hace a nivel demostrativo en un campo de gas casi exhausto.
- Sleipner, Noruega, mar del Norte (proyecto de Statoil): Desde 1996 inyecta 1 Mt de CO₂ que se almacena en una formación salina (Utsira) debajo del campo de gas del que el CO₂ resulta asociado. En operación comercial.

Proyectos de inyección de gas ácido¹² como producto de explotación de crudo.

¹² Muy alto contenido de CO₂ pero con impurezas como H₂S.



- Oeste de Canadá: Inyección de gas ácido a pequeña escala en más de 40 sitios. Se cuenta con experiencia de 20 años.

Proyectos de inyección con fines de EOR:

- SACROC, Texas: Fue el primer proyecto de EOR a escala comercial en el mundo. Empleó CO₂ antropogénico de 1972 a 1995.
- Weyburn, Canadá (proyecto de EnCana): Se ubica en el campo petrolero Weyburn-Midale. Prevé inyección de 23 Mt de CO₂ en 25 años. En operación comercial.
- Estados Unidos: Más de 70 sitios aprovechan CO₂ natural para EOR. Se inyectan más de 30 Mt/año.
- Estados Unidos: Se inyectan más de 3 Mt de CO₂ de fuentes antropogénicas, la mayoría provenientes de complejos procesadores de gas y fertilizantes.
- Rangerly Weber, Wyoming: Inyección de una cantidad moderada de CO₂ antropogénico.
- Arabia Saudita: La mayor compañía exportadora de crudo del mundo, Aramco, evalúa la factibilidad de inyectar CO₂.
- Pemex, México: Seis proyectos de EOR con inyección de diversos fluidos están en estudio, de los cuales dos contemplan CO₂ (Cinco Presidentes y Aceite Terciario del Golfo). En principio se contemplan etapas piloto en 2010 y operación comercial en 2011. El CO₂ proviene de fuentes naturales, principalmente magmático. Actualmente Pemex trabaja con CFE para analizar las posibilidades de un proyecto conjunto con gas antropogénico.
- Frio Brine, Texas: Prevé inyección de 1.9 Mt de CO₂.
- FutureGen, Estados Unidos: Proyecto de generación de electricidad mediante quema de carbón mineral. Próximamente en operación comercial.

La tabla 2.1 resume los proyectos más importantes de almacenamiento geológico en el mundo, destacando el estado que guardan, el medio de almacenamiento y el origen del CO₂. Incluye también algunos proyectos minoritarios que consideran carbón para recuperación de metano y formaciones basales.



Tabla 2-1.- Principales plantas y proyectos de almacenamiento de CO₂ en el mundo. IPCC,2005.

Pa's	Nombre del proyecto	Escala	Desarrolladores	Año	Tipo de Instalación	Tipo de almacenamiento
Algeria	In Salah	Grande	BP (32%), Sontrach (35%), and Statoil (32%)	2004	Procesamiento de gas natural	Campo de gas empobrecido
Australia	Bluewaters Power Station	Grande	Griffin Energy	2013	Oxyfuel	
	Callide -A Oxyfuel Station	Demost rativo Pequeño	CSE, H I, JCOAL, Jpower, Xstrata Coal, Schlumberger Oilfields Australia	2010	Oxyfuel/ Retroadaptación de una planta eléctrica de carbón pulverizado	Acuífero salino profundo
	Coolimba	Grande	Aviva Corporation JV con AES	2012	Unidades subcríticas	
	FuturGas	Grande	Hybrid Energy Australia		Carbón a combustibles líquidos	
	GE Energy IGCC			2015	IGCC	
	Gorgon	Grande	Chevron Texaco	2009	Procesamiento de gas natural	Yacimiento salino profundo
	Hazelwood	Piloto Pequeño	International Power	2009	Planta eléctrica de carbón pulverizado	Mineralización
	Monash	Grande	Monash Energy	2016	Carbón a combustibles líquidos	Almacenamiento geológico mar adentro
	Munmorah	Demost rativo Pequeño	Della Electricity	2011	Planta eléctrica de carbón pulverizado	Perforación geológica para la identificación de estructuras adyacentes a la planta
	Otway		CO2CRC	2008	Depósito natural	Campo de gas empobrecido
	Perdaman	Grande	Perdaman Chemicals & Fertilisers	2013	IGCC	
ZeroGen	Grande	ZeroGen Pty Ltd, Mitsubishi Heavy Industries y Mitsubishi Corp	2012	IGCC	Acuífero salino profundo	
Bulgaria	Maritsa	Grande	TET			
Canadá	Bounday Dam	Grande	SaskPower	2015	Planta eléctrica de carbón pulverizado	EOR
	Bow City	Grande	BC PL	2014	Planta eléctrica de carbón pulverizado	EOR
	Dodds -Roundhill	Grande	Sherrit International	2011	IGCC	Almacenamiento/EOR
	Fort Nelson	Grande	PCOR, Spectra Energy	2001	Procesamiento de gas natural	Acuífero salino profundo
	Genesee	Grande	EPCOR		IGCC	Almacenamiento/EOR
	Polygen	Grande	SaskPower	No decidido	IGCC	Almacenamiento/EOR
	Pioneer	Grande	Alstom, Transalta, TransCanada	2012	Retroadaptación de planta eléctrica de carbón pulverizado	
	Hearland Area Redwater CCS Project (HARP)	Grande	Alberta Research Council, ARC Energy Trust	por 2015	Refinerías, Arena petrolífera	
	Quest	Grande	Shell	2011	Producción de hidrógeno	
	Great Plains Gasification Plant Weyburn -Midale	Grande	EnCana, Apache Corp., Basin Electric Power Company	2000	Carbón a gasificación SNG	EOR
Zama	Piloto Pequeño	Apache	2006	Procesamiento de gas natural	EOR	
China	GreenGen	Grande	GreenGen	2009	IGCC	
República Checa	Hodonin	Demost rativo Pequeño	CEZ	2015	Retroadaptación de planta eléctrica de carbón pulverizado	Campos de petróleo y gas empobrecidos
	Ledvice	Grande	CEZ	2015	Retroadaptación de planta eléctrica de carbón pulverizado	Acuífero salino profundo



Viabilidad técnica y ambiental para el almacenamiento geológico de CO₂ en México



Dinamarca	Kalundborg Dong	Grande	Dong Energy	2015	Planta el. ctica de carb-n pulverizado	Acufero salino profundo
	Nordjyllandsvaerket	Grande	Vattenfall	2013	Planta el. ctica de carb-n pulverizado	Acufero salino profundo
Finlandia	Meri Pori Fortum	Grande	Fortum, VTO	2015	Retroadaptaci-n de planta el. ctica de carb-n pulverizado	
Francia	Florange	Grande	ArcelorMittal		Instalaci-n de producci-n de acero	Acufero salino profundo
	Lacq	Demostrativo Peque-o	Total, Air Liquide, IFF, BRGM, Alstom	2009	Oxyfuel	C campos de gas empobrecido
Alemania	Eisenhittenstadt	Grande	ArcelorMittal		Instalaci-n de producci-n de acero	
	Greifswald	Grande	Dong Energy		Planta el. ctica de carb-n pulverizado	
	JSchwalde	Grande	Vattenfall	2015	Planta el. ctica de carb-n pulverizado	EGR y/o Acufero salino profundo
	Ketzin		CO2Sink	2008	Producci-n de hidr-geno	Yacimiento de arenisca
	RWE Goldenbergwerk	Grande	RWE	2015	IGCC	Yacimiento salino profundo
	Schwarze Pumpe	Piloto Peque-o	Vattenfall	2008	Planta el. ctica de carb-n pulverizado	EGR
	Wilhelmshaven E.ON	Demostrativo Peque-o	E.ON Energie, Fluor	2015	Planta el. ctica de carb-n pulverizado	Acufero salino profundo
	Zero-CO2 (Huerth)	Grande	RWE	2020	IGCC	Yacimiento salino profundo
Italia	Brindisi (ENEL CCS1) at Federico II	Piloto Peque-o	ENEL	2014	Planta el. ctica de carb-n pulverizado	
	ENEL CCS2 (oxyfuel)	Demostrativo Peque-o	ENEL	2016	Planta el. ctica de carb-n pulverizado	
	Saline Joniche SEI	Grande	SEI (R SIA Energie & Partners)		Planta el. ctica de carb-n pulverizado	
Holanda	Barendrecht	Demostrativo Peque-o	Shell		Refinaci-n de productos qu-micos	C campos de petr-leo y gas empobrecidos
	DMSGTI	Piloto Peque-o	GTI, DSM Agro, Flemish Institute for Technical research		Amoniaco	Formaci-n de arenisca
	Eemshaven RWE	Demostrativo Peque-o	RWE, Gasunie	2015	Planta el. ctica de carb-n pulverizado	C campos de petr-leo y gas empobrecidos
	K12B	Piloto Peque-o	Gaz De France, Netherlands Ministry of Economic Affairs	2004	Procesamiento de gas natural	C campos de gas empobrecido
	Limburg					Capas de arenisca y carb-n
	NUON Magnum	Grande	NUON	2013	IGCC	C campos de petr-leo y gas empobrecidos
	Rotterdam CGEN	Grande	CGEN NV	2014	IGCC con producci-n de hidr-geno	C campos de petr-leo y gas empobrecidos
	Rotterdam Climate Initiative	Demostrativo Peque-o	NAM (Shell y Exxon Mobil)		Refiner-as, Plantas el. cticas	Mar adentro y sobre tierra
	Rotterdam Essent	Grande	Essent Shell	2016	IGCC	C campos de petr-leo y gas empobrecidos
	SEQ-1 Zero Emission Power Plant (ZEPP)	Demostrativo Peque-o	Wintershall, Siemens, Visser Smit, Corus, Clean Energy Eneco, Systems	2010	Alto horno	EGR
Noruega	Haugesund Haugalandkraft	Grande	Haugaland Kraft	2014		
	Hammerfest			2013		
	Naturkraft Karsto	Grande	Aker, Fluor, Mitsubishi	2012	Ciclo combinado de gas natural	Yacimiento salino profundo
	Sargas Husnes	Grande	Tinfos AS, Sor-Norge Aluminium AS, Eramet Norway AS, Sargas AS		Planta el. ctica de carb-n pulverizado	C campos petroliferos/EOR
	Sleipner	Grande	StabilHydro	1996	Procesamiento de gas natural	Yacimiento salino profundo
	Snovit	Grande	StabilHydro	2008	Procesamiento de gas natural	Yacimiento salino profundo
		Stabil Mongstad	Grande	StabilHydro, Gassnova	2014	C combinaci-n de calor
	ZENG Rivasika	Demostrativo Peque-o	CO2-Norway		Oxyfuel	



Viabilidad técnica y ambiental para el almacenamiento geológico de CO₂ en México



Polonia	Belchatow	Grande	Alstom	2015	Planta eléctrica de carbón pulverizado	
	Kedzierzyn-Kozle	Grande	ZAK, PKE	2014	Instalación de poligeneración	
	Siekierki	Grande	Vattenfall	2015+	Planta eléctrica de carbón pulverizado	
España	Ciuden	Grande	Union Fenosa		Oxifuel/Planta eléctrica de carbón pulverizado	
	La Robla	Demosttrativo Pequeño	Gobierno de España		Planta eléctrica de carbón pulverizado	Acuífero salino profundo
	OXYCFB500MWe	Grande	Endesa Generación	2015	Lecho Fluidizado Circulante / Combustión oxígeno-gas	Acuífero salino profundo
	Puertollano	Grande	MICINN, CIEMAT	2009	IGCC	
Turquía	Somalox	Demosttrativo Pequeño	Empresas de Carbón de Turquía		Oxifuel / Retroadaptación de planta eléctrica de carbón pulverizado	EOR o ECBM
Emiratos Árabes Unidos	Masdar	Grande	Abu Dhabi Future Energy Company (Masdar), Hydrogen Energy (BP Alternative Energy and Rio Tinto joint venture)	2012	Planta eléctrica	EOR
Reino Unido	Aberthaw	Demosttrativo Pequeño	RWE		Planta eléctrica de carbón pulverizado	
	Blyth	Grande	RWE	2014	Planta eléctrica supercrítica de carbón pulverizado	Offshore
	Ferrybridge	Grande	Scottish and Southern Energy	2015+	Planta eléctrica supercrítica de carbón pulverizado	Acuífero salino profundo
	Killingholme	Grande	E.ON	2012-2014	IGCC	Campos de petróleo y gas empobrecidos
	Kingsnorth	Grande	E.ON	2014	Planta eléctrica de carbón pulverizado	Campo de gas empobrecido
	Immingham		ConocoPhillips	2010		
	Longannet	Grande	Scottish Power	2014	Planta eléctrica de carbón pulverizado	ECBM
	Onilwyn (Dryn)	Grande	Progressive Energy		IGCC	
	Powerfuel Hatfield	Grande	Powerfuel		IGCC	Campos de petróleo y gas empobrecidos
	Renfrew	Demosttrativo			Oxifuel	
	RWE npower Tilbury	Grande	RWE nPower	2013	Planta eléctrica supercrítica de carbón pulverizado	Acuífero salino profundo
	Scunthorpe	Grande	CORUS		Instalaciones de producción de acero	Campos de petróleo y gas empobrecidos
Teesside	Grande	Coastal Energy	2012	IGCC	Campos de petróleo y gas empobrecidos	



Viabilidad técnica y ambiental para el almacenamiento geológico de CO₂ en México



Estados Unidos	AEP Alstom Mountaineer	Piloto Pequeño	AEP, Alstom	2009	Planta eléctrica de carbón pulverizado	Yacimiento salino profundo
	AEP Alstom Northeastern	Grande	AEP, Alstom	2012	Planta eléctrica de carbón pulverizado	Campos petrolíferos/EOR
	Antelope Valley/Williston	Grande	Basin Electric, Powerspan, PCOR Partnership	2010	Planta eléctrica de carbón pulverizado (Lignito)	EOR
	Appalachian Power	Grande	AEP, GE Energy, Bechtel Power	2012	IGCC	
	Archer Daniels Midland Phase III Injection Project	Demostrativo Pequeño	Archer Daniels Midland, Midwest Geological Sequestration Consortium	2010	Instalación de producción de etanol	Acuífero salino
	Barry	Demostrativo Pequeño	Company, U.S. Department of Energy, Mitsubishi Heavy Industries, EPRI, Southern	2011	Corriente proveniente de una planta eléctrica de carbón	Yacimiento salino profundo
	BP Carson (DF2)		Hydrogen Energy		Apartir de coque de petróleo	EOR
	Cash Creek	Grande	Erora Group	2012	IGCC	EOR
	Coffeyville Fertilizer Plant	Grande	Coffeyville Resources		Planta de fertilizantes	EOR
	Cranfield		SECARB	2008-2009	Procesamiento de gas natural	Yacimiento salino
	Decatur	Demostrativo Pequeño	Midwest Geological Sequestration Consortium (Illinois State Geological Survey, Archer Daniels Midland Company, Schlumberger Carbon Services, USDOE National Energy Technology Laboratory)	2009	Producción de etanol	Yacimiento salino profundo
	Edwardsport	Grande	Duke Energy	2012	IGCC	Yacimiento salino
	Frio Brine	Grande	SWP Texas+E65		Procesamiento de gas natural	Yacimiento salino
	FutureGen	Grande	FutureGen Industrial Alliance, U.S. Department of Energy	2012	IGCC	Yacimiento salino profundo
	Great Bend	Grande	AEP	2012	IGCC	EOR
	Great Lakes Energy Research Park	Grande	M&M Energy		IGCC	EOR
	HECA	Grande	Hydrogen Energy (Rio Tinto-BP Alternative Energy joint venture)	2014	IGCC	EOR
	Jamestown BPU	Demostrativo Pequeño	Jamestown BPU	2012-13	Oxyfuel/Planta eléctrica de carbón pulverizado	
	Kemper county	Grande	Mississippi Power, Southern Company	2013	IGCC	EOR
	Kimberlina	Demostrativo Pequeño	CES	2010	Oxyfuel	Formación de arenisca fuera de la costa
	Lima	Grande	Global Energy, Lima Energy Company	2010	IGCC	EOR
	Mesaba	Grande	Excelsior Energy	2012-13	IGCC	EOR
	R.E. Burger	Piloto Pequeño	BP, Powerspan	2008	Planta eléctrica de carbón pulverizado	Acuífero salino profundo
	Raton Basin	Demostrativo Pequeño	SWP	2012	Procesamiento de gas	Yacimiento salino profundo
	Riley Ridge	Demostrativo Pequeño	Big Sky Regional Carbon Sequestration Partnership	2010	Producción de gas y helio	Acuífero salino profundo
	SCS Energy (Linden)	Grande	SCS Energy			Formación de arenisca fuera de la costa
	Tame	Demostrativo Pequeño	Midwest Regional Carbon Sequestration Partnership	2011	Producción de etanol	Yacimiento salino profundo
	Tenaska	Grande	Tenaska Inc	2014	Planta eléctrica supercrítica de carbón pulverizado	EOR
	TX Energy	Grande	TX Energy (subsidiary of Eastman Corp.), Green Rock Energy	2011	Instalación de producción de hidrógeno y gas de síntesis	EOR
	WA Parish	Grande	NRG Energy, Powerspan	2012	Planta eléctrica de carbón pulverizado	Campos petrolíferos/EOR
Wallula Energy Resource Center	Grande	Wallula Resource Recovery LLC, Edison Mission Group	2013	IGCC	Formaciones basales	
Williston		PCOR	2009-2015	Apartir de carbón	EOR	
ZENG Worsham-Sleed	Demostrativo Pequeño	CO2-Global, Falcon Gas Storage		Oxyfuel	EOR	

Mecanismos de almacenamiento geológico de CO₂

Flujo de CO₂ almacenado geológicamente

El CO₂ es bombeado al interior de un reservorio a través de ranuras de tubería de ademe, usualmente de una o varias decenas de metros de longitud. Conforme el gas se dispersa ocurren los siguientes fenómenos en el depósito:

- El gas migra dentro de la formación como respuesta al gradiente creado por el proceso de inyección, la presión y las propiedades de la formación. Debido a que se inyecta al subsuelo en estado supercrítico se comporta como líquido, por lo que puede mezclarse total o parcialmente con la salmuera o el aceite propios del reservorio. Dado que el CO₂ es menos viscoso, las diferencias de viscosidad entre fluidos serán determinantes para su movilidad. El fenómeno actúa a la inversa en yacimientos de gas, ya que éste es más ligero que el CO₂.
- El gas inyectado presenta una tendencia a flotar como resultado de su densidad y la de los otros fluidos de la formación. Se estima que el CO₂ es de 30 a 50% más ligero que la salmuera, lo que causa un efecto de flotación pronunciado.
- El CO₂ se dispersa irregularmente debido a las heterogeneidades de la formación y a la movilidad de los otros fluidos. Se estima que sólo del 30 al 60% de los espacios por los que pasa el CO₂ se saturan. La heterogeneidad causa asimismo una disminución de la permeabilidad y fomenta la migración lateral del CO₂ (fenómeno más evidente en tanto dicha heterogeneidad se debe al aumento de arcillosidad en ciertos horizontes de la formación). Otro efecto es la atenuación del ritmo de saturación en el tiempo hasta que los factores se equilibran y el caudal aceptado por la formación se vuelve constante (figura 2.5).

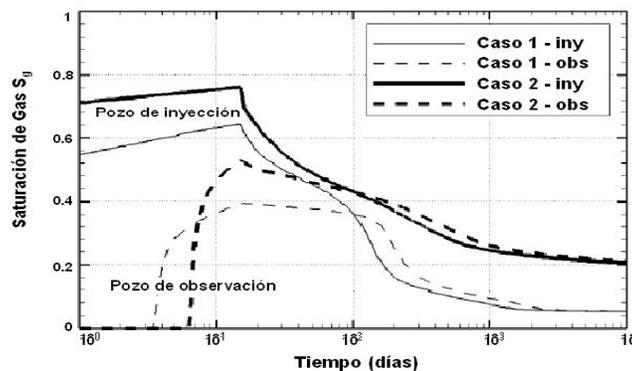


Figura 2-5.- El nivel de saturación de CO₂ del reservorio disminuye con el paso del tiempo hasta lograr el equilibrio. Se muestran dos casos del sitio Frio Brine en Texas. Hovorka et. al., 2004¹³.

La figura 2.6 muestra gráficamente las diferencias de dispersión con y sin heterogeneidad. Las dos primeras son teóricas y la tercera es la predominante en la naturaleza.

¹³ Hovorka, S., C. Doughty, et. al. (2004). "The impact of geological heterogeneity on CO₂ storage in brine formations: a case study from the Texas Gulf Coast." *Elsevier* 233: 17.

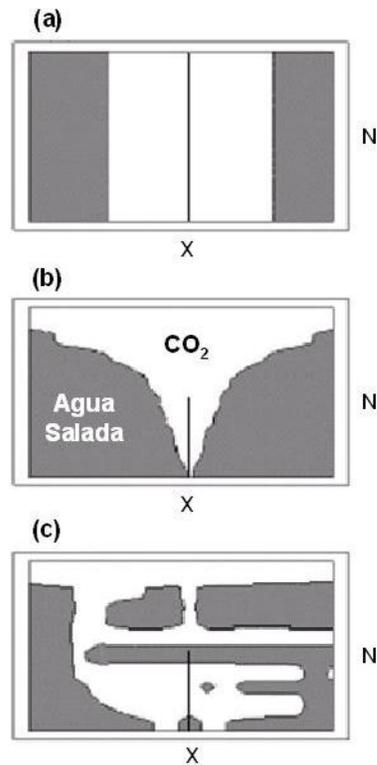


Figura 2-6.-Figura .- Representación esquemática de inyección de CO₂. a) en un medio uniforme sin gravedad, b) en un medio uniforme con gravedad, c) en un medio heterogéneo con gravedad. Doughty, S. et. al. 2001.

- Disolución en fluidos preexistentes: En la medida que exista movimiento de fluidos en la formación se facilita la disolución del CO₂. Simulaciones numéricas han mostrado que en algunas decenas de años se puede disolver hasta el 30% del gas inyectado. Por su parte algunas simulaciones de cuencas sedimentarias completas sugieren que la pluma completa de inyección podría ser disuelta en rangos de tiempo del orden de siglos. Teóricamente las cuencas sedimentarias muy profundas presentan una menor permeabilidad (de milímetros o centímetros al año), lo cual se traduce en menores niveles de disolución de CO₂ en fluidos *in situ*. Otro factor importante en la disolución y movilidad del CO₂ es la convección, la cual genera un aumento gradual de densidad en el tiempo. El agua saturada de CO₂ es aproximadamente 1% más densa. Se sabe también que la solubilidad del CO₂ decrece con incrementos de presión, disminución de temperatura y aumento de salinidad. Estimaciones muestran que, dependiendo de la salinidad, de 20 a 30 kg de CO₂ se podrían disolver en un metro cúbico de fluido formacional¹⁴. La figura 2.7 muestra un modelado de inyección de 1 Mt de CO₂ por año, durante 20 años, a 1000 m de profundidad en una formación de 100 m de espesor con presión de 10 MPa y temperatura de 40°C. La permeabilidad horizontal es de 100 mD y la vertical de una décima parte de la horizontal. Los primeros 200 años se supone una saturación de la porosidad del medio; de ahí en adelante se asume disolución en fase acuosa.

¹⁴ Ennis-King, J., L. Paterson (2003). "Role of Convective Mixing in the Long-Term Storage of Carbon Dioxide in Deep Saline Formations." CSIRO Petroleum

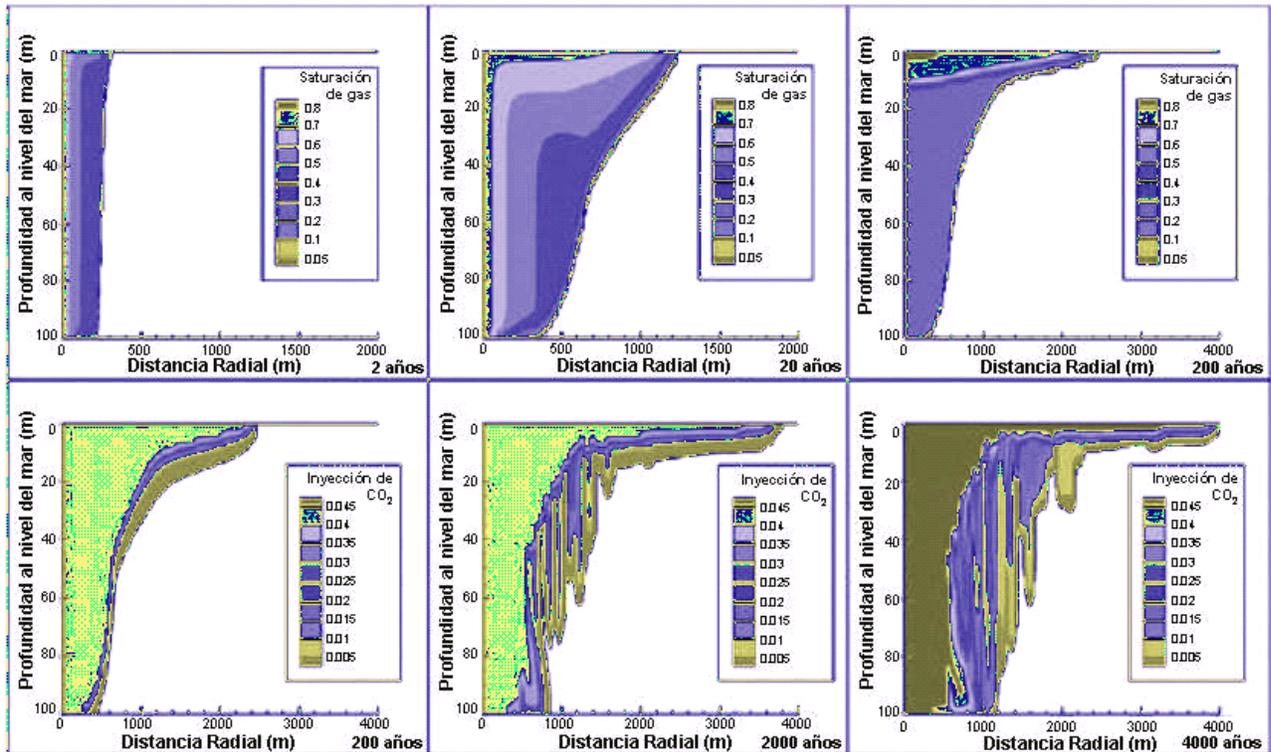


Figura 2-7.- Simulación de saturación de CO₂ en una formación homogénea. Solomon, 2007; después de Ennis-King y Paterson, 2003.

- Mineralización: La teoría postula que con el paso de centurias y milenios, eventualmente ciertos óxidos alcalinos y alcalinotérreos (como el MgO y el CaO de rocas silíceas, sobre todo de aquellas ricas en minerales como la serpentina y el olivino) reaccionarán con el CO₂ y producirán carbonatos de magnesio y calcio (MgCO₃ y CaCO₃).
- Captura en poros de formación: También llamada “capacidad específica”, se refiere a la fracción espacial de los poros de la formación que pueden ser ocupados por CO₂¹⁵ asumiendo un flujo radial en una formación uniforme.
- Adsorción del gas en el material orgánico de la formación: Las moléculas de carbón, uno de los componentes presentes en la formación receptora, permitirán alguna retención de CO₂ en las superficies. Lógicamente la retención será mayor entre más materia orgánica haya en la formación. Esto ofrece una amplia gama de tasas de almacenamiento que van desde formaciones absolutamente silíceas hasta mantos de carbón (mencionados en aplicaciones ECBM).

Los sitios potenciales para almacenamiento deben ser caracterizados geológica, geofísica, hidrogeológica y geomecánicamente para poder predecir y modelar el comportamiento del CO₂ almacenado. Es necesaria la descripción de núcleos de pozos perforados en la zona y la de afloramientos de rocas que se suponen en el

¹⁵ Doughty, C., S. M. Benson, et. al. (2001). "Capacity Investigation of Brine-Bearing Sands for Geologic Sequestration of CO₂." NETL: 16.



subsuelo para evaluar las características de capacidad de retención o sello, en su caso. Los estudios sismológicos son útiles para la definición de estructuras y fallas que se encuentran sepultadas a las profundidades objetivo; asimismo es necesario pronosticar condiciones de presión y flujo de los fluidos residentes en el reservorio previas a la inyección, al igual que la calidad del agua que ahí se encuentre, si fuera el caso.

Mecanismos físicos de almacenamiento: estratigráfico, estructural e hidrodinámico

Inmediatamente después del inicio de la inyección tiene lugar el principal tipo de mecanismo de almacenamiento, el físico. El primero de ellos, llamado estratigráfico, obedece a la barrera que constituye la baja permeabilidad del *caprock* en la cima del reservorio. Éste es el principio fundamental de las trampas de campos de aceite o gas, comúnmente presentes en las grandes cuencas sedimentarias. Las variaciones en estratigrafía –que finalmente se traducen en irregularidades de porosidad y permeabilidad de un horizonte– se deben a la diferencia de las condiciones de depósito de cada lecho que forman una cuenca sedimentaria, lo cual se conoce también como cambio de facies.

En los mecanismos físicos también son importantes accidentes estructurales como pliegues y, en algunas circunstancias, fallas. En este caso se denominan mecanismos estructurales. La figura 2.8 muestra la progresión en el tiempo de los diferentes tipos de mecanismos de almacenamiento geológico, comenzando por los efectos estratigráficos y estructurales. Nótese la evolución de las proporciones teóricas de los diferentes mecanismos que se suceden, la retención física o mecánica, la residual (que tiene lugar incluso después de que el gas supera la barrera física y queda atrapado mezclado con los líquidos de la formación, en los poros de ésta), los procesos geoquímicos representados por la disolución del CO₂ en los fluidos autóctonos y el reemplazamiento mineral.

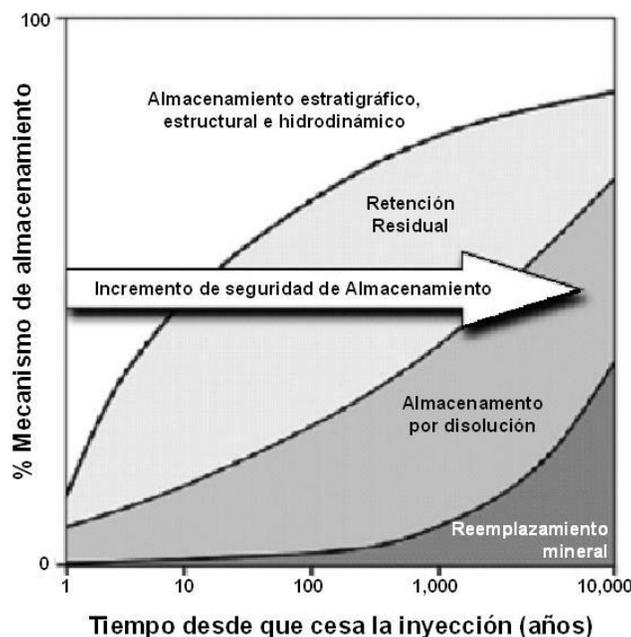




Figura 2-8.- Sucesión en el tiempo de diferentes mecanismos de almacenamiento geológico. En Bachu S. et. al., después de IPCC, 2005¹⁶.

El mecanismo hidrodinámico ocurre en formaciones salinas donde el flujo es muy lento. Cuando el CO₂ es inyectado desplaza al agua presente en la formación y migra, tratando de flotar por diferencia de densidades. Al alcanzar estratos superiores y menor presión, una parte del gas quedará retenido como CO₂ residual en una concentración que permite la saturación del medio, o bien por trampa estratigráfica o estructural. El CO₂ así disuelto podrá migrar junto con el agua de la formación (o residencia en el acuífero). Se estima que para alcanzar la superficie les tomará periodos enormes de tiempo, probablemente de miles a millones de años¹⁷.

Las características más importantes de la capa sello de un reservorio son su impermeabilidad y la uniformidad de su constitución (en el sentido lateral), las cuales aseguran la no migración del gas a niveles superiores. Asimismo deben tomarse en cuenta su extensión regional, su espesor y su competencia. De igual manera es importante conocer los agentes que inducen discontinuidad o vías francas a la superficie, ya sean de origen natural o antropogénicos (fallas, fracturas y pozos). Otro factor que ha de considerarse es la posibilidad de que el CO₂ reaccione con el agua del acuífero receptor, lo que eventualmente pudiera debilitar la capa sello, o incrementar su porosidad y permeabilidad.

Para medir la permeabilidad de la capa sello se pueden llevar a cabo pruebas de bombeo, toda vez que también son útiles las pruebas que la industria petrolera realiza para conocer la heterogeneidad de la porosidad (porosimetría) y la inyección de mercurio para determinar su presión capilar¹⁸. Esta información sirve para estimar la magnitud de una columna saturada por un fluido en particular que la capa sello es capaz de retener.

La presión de inyección es otro factor importante. Ésta debe tener lugar en rangos que no induzcan fracturamiento hidráulico en la formación. Para ello es necesario modelar geotécnicamente el comportamiento del depósito a la presión seleccionada antes de que comience a recibir CO₂, y más aún para determinar las presiones máximas a usar durante la inyección. El fin último es lograr que el reservorio acepte el gas sin que se presenten deformaciones que puedan causar fracturamientos, lo que pondría en riesgo la integridad de la capa sello. Un ejemplo es el campo Weyburn en Canadá, cuyo estado de esfuerzos original era de 14.2 MPa y cuya presión para fracturamiento hidráulico se estimó de 29 a 31 MPa. Así fue

¹⁶ Bachu, S., D. Bonijoly, et. al. (2007). "CO₂ storage capacity estimation: methodology and gaps." Greenhouse Gas Control: 15.

¹⁷ Bachu et. al., 1994. Op. Cit.

¹⁸ Vavra, C. L., J. G. Kaldi (1992). "Geological Applications of Capillary Pressure: A Review (1)." American Association of Petroleum Geologists 76(6): 10.

posible determinar su presión de inyección entre 25 a 27 MPa, ya que es recomendable manejar presiones de hasta 90% de la hidrofractura¹⁹.

Este tipo de modelación requiere información del reservorio en cuanto a mineralogía, estado de esfuerzos, presiones de poro y caracterización de fracturamiento preexistente. Incluso se sabe que el abandono de pozos o el decaimiento de la presión de bombeo pueden inducir fuerzas adicionales que provocan la reactivación de fallas por el colapso de los poros del medio. Este fenómeno puede ocurrir también al término de la vida útil de un pozo si, con miras a utilizar la formación para almacenamiento, se intenta que las estructuras alrededor del pozo regresen a su presión original de poro, disminuidas por el fin de los trabajos de la etapa de extracción²⁰. Este aspecto puede ocasionar además una baja en la capacidad efectiva de almacenamiento por cierre de porosidad. La figura 2.9 ilustra en un caso hipotético el efecto de la modificación de un estado normal de esfuerzos por el cese de bombeo.

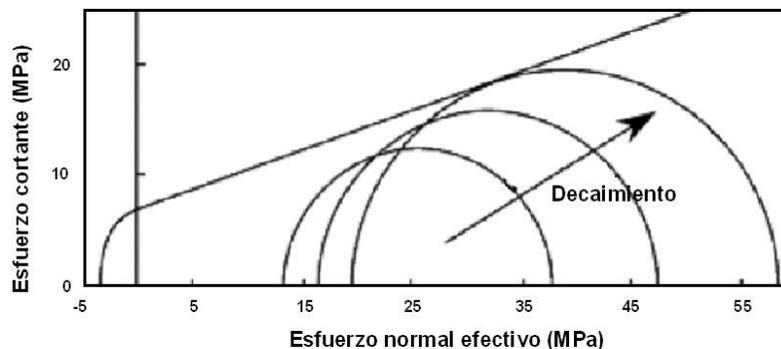


Figura 2-9.- Diagrama de Mohr ilustrando el efecto de la relación presión de poro/disminución de esfuerzo por decaimiento de la presión en un estado de esfuerzos normal. El decaimiento de la presión conduce a falla por disminución del esfuerzo horizontal máximo. Streit, J. E. y R. R. Hillis (2004)

Mecanismos geoquímicos de almacenamiento

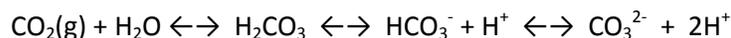
Inyectado en una formación, el CO₂ desencadena una serie de reacciones geoquímicas al entrar en contacto con fluidos autóctonos y rocas del medio. En primer término tiene lugar la fase de disolución parcial o total del dióxido de carbono en el agua de la formación; a esto se le conoce como retención por solubilidad. La primera ventaja de la retención por solubilidad del CO₂ en el fluido preexistente es que deja de existir en

¹⁹ Solomon, S. 2007. Op. Cit.

²⁰ Streit, J. E., R. R. Hillis (2004). "Estimating fault stability and sustainable fluid pressures for underground storage of CO₂ in porous rock." Elsevier: 12.



fase gaseosa y se integra a la fase líquida del medio, dejando de ejercer fuerzas de flotación que en otras condiciones lo conducirían a niveles superiores de la formación. La solubilidad del dióxido de carbono decrece en tanto que la temperatura del agua y la salinidad se incrementan. La fase de disolución del CO₂ en el medio da lugar a una reacción química que se puede representar por la siguiente expresión²¹:



La segunda fase del proceso se da cuando las rocas de la formación se disuelven, incrementando el pH del medio²². Es importante mencionar que tanto la solubilidad del CO₂ como la disolución de la mineralogía de la formación se favorecen en forma proporcional, de manera que tanto el dióxido de carbono como el agua comparten los poros de la roca. No obstante, el proceso inverso se verifica cuando el agua se va saturando de CO₂; entonces el aporte de la difusión y las corrientes de convección que haya en el reservorio cobran relevancia.

La tercera fase ocurre gracias a la retención o reemplazamiento mineral, al surgir formas estables de carbonatos. Como se ilustró (figura 2.8), este proceso es lento y puede durar miles de años; haciendo que la forma estable que el CO₂ inyectado finalmente adquiera sea la del carbonato. Como se vio anteriormente el CO₂ disuelto produce un ácido carbónico que reacciona con los silicatos de sodio y potasio de la formación, o bien con carbonatos de hierro y magnesio, dando lugar a iones bicarbonato de acuerdo a la expresión siguiente:



Mientras que la retención por mineralización puede demorarse miles de años, se cree que la producción de carbonatos por la reacción de radicales bicarbonato con iones calcio, magnesio y hierro puede ser breve, incluso en lapsos de días.

La mezcla de CO₂ y agua en los poros de la roca crea CO₂ disuelto y iones ácido carbónico y bicarbonato. Como consecuencia de la acidificación del agua se reduce el potencial de CO₂ que puede ser disuelto y hace que la roca aumente su alcalinidad y mejore las posibilidades de absorber CO₂ en fase disuelta. El agua rica en CO₂ puede entonces reaccionar con los minerales del reservorio, el *caprock*, los cementantes de los pozos y el acero de los ademes.

La creación de carbonatos con el CO₂ alóctono atrapa finalmente el gas en fase sólida. Si la composición mineralógica de la formación es predominantemente cuarzo (sílice), las reacciones geoquímicas se darán por la simple disolución del gas en agua salada, mientras que las reacciones dióxido de carbono-agua-roca serán despreciables y no será necesaria una modelación sofisticada del sistema. En el caso de composiciones mineralógicas complejas podrían ser necesarias simulaciones más sofisticadas.

²¹ Solomon, S. 2007. Op. Cit.

²² Emberley, S., I. Hutcheon, et. al. (2005). "Monitoring of fluid-rock interaction and CO₂ storage through produced fluid sampling at the Weyburn CO₂-injection enhanced oil recovery site, Saskatchewan, Canada." *Elsevier*: 27.

En la naturaleza abundan las fuentes naturales de CO₂. La gran mayoría se debe a la desgasificación del magma del núcleo de la tierra y al metamorfismo de rocas carbonatadas (figura 2.10). Se sabe que entre 10 y 40% de los gases relacionados a actividades magmáticas (principalmente volcánicas) son CO₂. Aunque la cantidad que emana de la naturaleza es mucho menor que la antropogénica (300 Mt de CO₂ al año contra 30 Gt) se tiene suficiente conocimiento (por muestreo) de rocas y sólidos asociados a fuentes (reservorios) de CO₂. Gracias a éste se han podido suponer muchos de los fenómenos que se explican gracias a la fijación mineralógica de CO₂ en el subsuelo²³. De hecho, paradójicamente, la industria petrolera mundial se ha beneficiado por años de la inyección de CO₂ de fuentes naturales tomándolo e inyectándolo en proyectos de EOR. Incluso en México existe un programa de por lo menos diez proyectos de Pemex que consideran aprovechar CO₂ natural de algunas cuencas sedimentarias para fines de EOR (por ejemplo, la cuenca de Sabinas)²⁴.

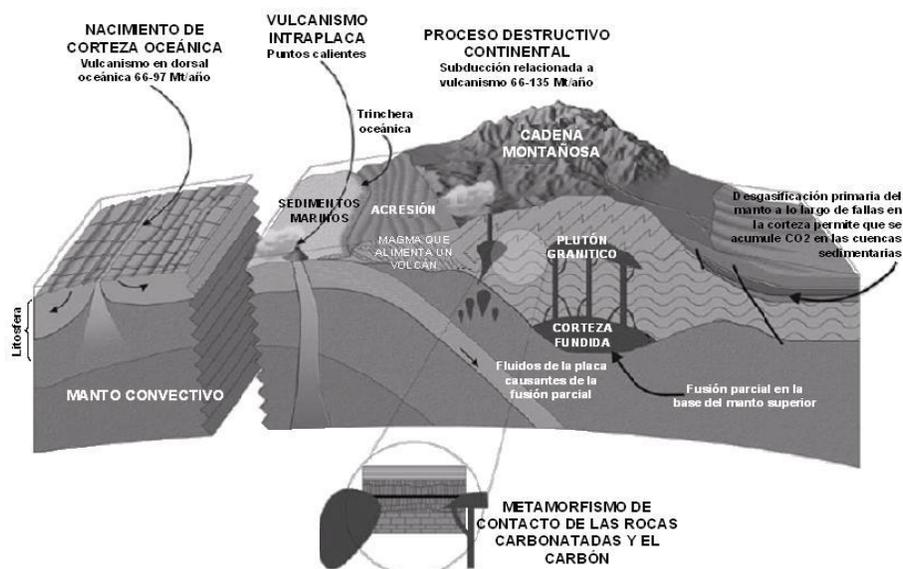


Figura 2-10.- Diagrama que muestra la relación entre el origen del CO₂ natural, la tectónica de placas, el vulcanismo y el metamorfismo de contacto de rocas carbonatadas. Holloway, S. et. al., 2005.

Duración de la acumulación de CO₂ en medios geológicos

Así como el comportamiento geoquímico del CO₂ puede inferirse a través de lo que nos enseñan las fuentes naturales, la evidencia de campos de gas y aceite dan indicios de los órdenes de tiempo que el CO₂ puede durar almacenado. Existe una tendencia natural (asociación) del dióxido de carbono a permanecer en el subsuelo; después de todo hay que recordar que de ahí proviene originalmente. Unas de las primeras

²³ Holloway, S., J. M. Pearce, et. al. (2005). "A Review of Natural CO₂ Occurrences and their Relevance to CO₂ Storage." *IEA Green House Gas R&D Programme*: 124.

²⁴ Comunicación restringida de la institución.



fuentes de CO₂ –si no es que la primera en la historia de la Tierra– fueron las emanaciones del subsuelo. Los yacimientos de hidrocarburos más importantes del mundo lo han almacenado durante periodos de tiempo que van desde decenas, cientos y hasta miles de millones de años. No obstante, la evidencia sugiere que aun estos yacimientos pueden presentar posibilidades de falla en sus mecanismos de entrapado. Así, el CO₂ puede alcanzar la superficie ya que la corteza del planeta no es inerme –por el contrario, es suficientemente dinámica–, por lo que se necesita una estrecha vigilancia de los reservorios geológicos antropogénicos de cualquier fluido.

Almacenamiento geológico de sustancias industriales distintas al CO₂

El almacenamiento de gases (naturales y ácidos) y de residuos líquidos en el subsuelo nos da lecciones importantes sobre el comportamiento que se puede esperar del CO₂ en un medio similar. Esta experiencia supera ya los cien años de antigüedad y se ha realizado en muchos países.

Los depósitos subterráneos de gas se usan para balancear la demanda estacional en países con inviernos crudos. Los medios utilizados para el almacenamiento son principalmente campos exhaustos de hidrocarburos y cavernas salinas. La caracterización de los sitios utilizados para este fin abarca estudios de permeabilidad, espesor, extensión del campo, espesor y naturaleza del sello, su estructura y composición geológica; al tiempo que subrayan la importancia del adecuado diseño de pozos de inyección, instalaciones y monitoreo.

La inyección de gas ácido, preponderantemente en Canadá (en las provincias de Alberta y British Columbia), ha aportado innumerables experiencias que ahora se utilizan en la inyección geológica de CO₂. En el caso canadiense la mayor parte comprende CO₂ (del 14 al 98%) desde finales del 2003. El ritmo de inyección ha sido en promedio de 0.45 Mt de CO₂ y de 0.55 Mt de H₂S al año²⁵. Existen varios tipos de almacenamiento: 27 formaciones de acuífero salino profundo, 19 reservorios en campos exhaustos de hidrocarburos y 4 depósitos de agua subyacentes a campos exhaustos de aceite o gas. Por lo que respecta a la litología, 29 de los casos son calizas y 21 areniscas ricas en sílice. La gran mayoría de los *caprocks* de estos depósitos están constituidos de lutitas y en menor proporción de limolitas y evaporitas.

La inyección de gas ácido en Canadá data de 1990; de los 51 sitios aprobados 44 continúan en operación. La figura 2.11 detalla las localidades de inyección canadiense clasificadas por tipo de depósito y litología.

²⁵ Bachu S., K. Haugh (2005). "In Situ Characteristics of Acid-Gas Injection Operations in the Alberta Basin, Western Canada: Demonstration of CO₂ Geological Storage." *Elsevier*: 9.

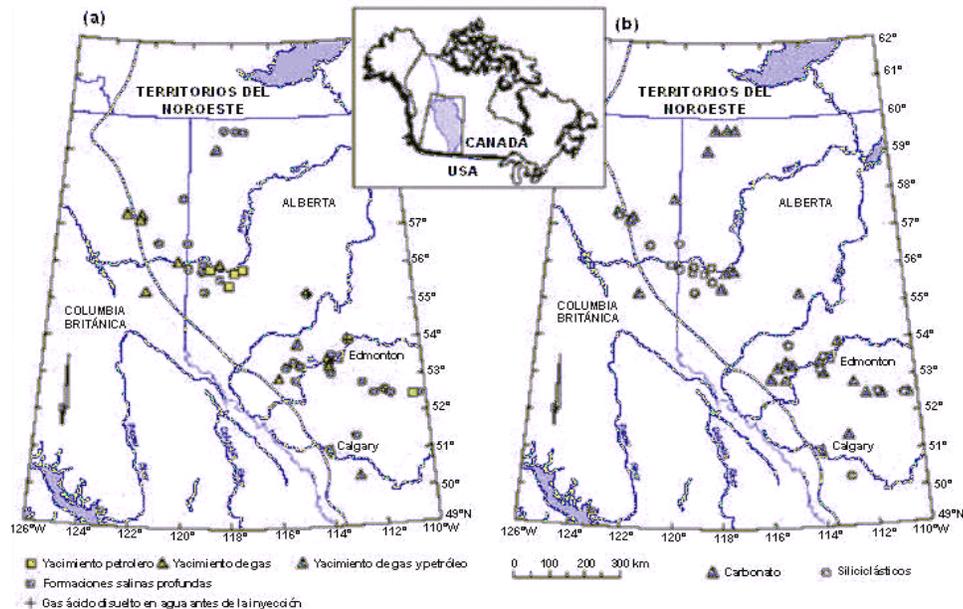


Figura 2-11.- Localización de sitios de inyección de gas ácido en Canadá. Clasificados por (a) tipo de depósito, y (b) litología. Bachu y Huag, 2005.

En varios lugares del mundo se inyectan cantidades importantes de líquidos residuales. Se estima que en los últimos 60 años se han inyectado 34 Mm³ de líquidos de desecho a acuíferos salinos, en al menos 500 pozos en Estados Unidos. Más aun, una cantidad superior a 2840 Mm³ de salmuera de pozos petroleros se inyectan anualmente en 150 mil pozos. Convertidos a cantidades de CO₂ equivalente estos volúmenes corresponderían a aproximadamente 2 Gt a una profundidad de 1000 metros²⁶.

Metodologías para la estimación de la capacidad de almacenamiento geológico de CO₂

La estimación de la capacidad de almacenamiento de un reservorio no es una tarea terminada, por el contrario, tiene muchas carencias que deberán solventarse en el corto plazo. La naturaleza peculiar de cada tipo de depósito es sólo uno de los factores que hacen que el tema sea sumamente complejo. El Foro de Liderazgo para el Secuestro de Carbono (CSLF, por sus siglas en inglés) estableció en 2004 un grupo especial de trabajo para “investigar y desarrollar una metodología estándar para la estimación de la capacidad de almacenamiento”²⁷, el cual presentó su primer reporte en 2005. Éste incluye lo esencial del tema en lo que respecta a definiciones, conceptos y metodologías para reservorios de lechos de carbón, yacimientos de aceite y gas y acuíferos salinos. Esta sección es un resumen de dicho documento. Los párrafos siguientes desarrollan sus tópicos principales (sin seguirlo fielmente, pues varios de sus temas y definiciones ya han sido tratados anteriormente).

²⁶ Solomon, S. 2007. Op. Cit.

²⁷ Bachu, S., Bonijoly, D., et. al. 2007. Op. Cit.



Aclaración de términos empleados

Diferencias entre migración y fuga.- Migración es el flujo lateral del gas dentro de la formación objetivo, mientras que por fuga se entenderá el desplazamiento ascendente del gas fuera de las fronteras del depósito.

Diferencias entre acuífero, acuitardo y acuícludo.- Acuífero es una formación, o parte o grupo de éstas, saturada con agua con un cierto grado de permeabilidad que le permite cederla a través de pozos. Acuitardo (ejemplo, lutitas) es un medio poroso que no puede ceder agua a través de pozos pero que su flujo vertical es suficiente como para alimentar acuíferos suprayacentes cuando estén en contacto con áreas importantes. Los acuícludos (ejemplo, evaporitas) son capas o formaciones con permeabilidad extremadamente baja que no ceden agua en absoluto.

Agua de formación.- Para fines de este trabajo se define como el agua subterránea de una salinidad mayor a la que permiten las leyes para uso común. Dependiendo de la jurisdicción, el agua subterránea comúnmente usada posee de 3000 a 4000 ppm de sólidos totales disueltos (SDT). Los acuíferos que las contienen son protegidos mediante ademado cuando hay pozos que las traspasan con otros fines. En comparación, el agua de mar tiene una salinidad de aproximadamente 33000 ppm de SDT.

Capacidad de almacenamiento e inyectividad.- El primer término se refiere a la capacidad volumétrica de un reservorio para ser llenado de un fluido, mientras que la inyectividad se refiere a la cualidad del reservorio que permite la inyección del mismo. Es claro que el segundo término afecta al primero. Por ejemplo, una formación de lutitas puede tener una gran capacidad de almacenamiento por su gran porosidad (30 a 40%) pero una inyectividad muy baja. En dado caso su uso podría ser considerado más bien como roca sello. La inyectividad depende de la permeabilidad y de la viscosidad de la roca; por ejemplo, rocas de 0.1 milidarcys (10^{-16} m^2) son consideradas más bien para *caprocks* que para reservorios. Por su capacidad de almacenamiento, en orden ascendente, el reporte de donde procede esta sección tomó en cuenta reservorios de lechos de carbón, campos de aceite, campos de gas y acuíferos salinos. La literatura menciona la posibilidad de usar cavernas de evaporitas o basaltos fracturados pero no se abordan aquí.

Recursos y reservas.- Recursos son cantidades de *commodity* estimadas en un tiempo dado en una jurisdicción u área geográfica dada. Hay de dos tipos: descubiertos o *in situ* y no descubiertos o inferidos. Reservas, por su parte, son cantidades de *commodity* cuya existencia es conocida y que son comercialmente recuperables con tecnologías y condiciones económicas actuales.

La pirámide tecno-económica de recursos-reservas para la capacidad de almacenamiento de CO₂ fue definida por el CSLF en 2005 y se presenta en la figura 2.12 (a). Las capacidades de dicha pirámide se expresan en términos de masa y no de volumen, ya que éste depende de condiciones de presión y temperatura. Deberá entenderse que los diferentes pisos de la pirámide están anidados, como se explica a continuación:

- Capacidad teórica: Representa el límite físico que el medio geológico puede aceptar y ocupa a la pirámide completa.
- Capacidad efectiva (también llamada capacidad realista): Representa una subdivisión de la capacidad teórica y se obtiene al imponer limitantes geológicas y de ingeniería. Suele cambiar con el tiempo a la luz de nueva información del reservorio.
- Capacidad práctica (también llamada capacidad viable): Es la subdivisión de la capacidad efectiva que se obtiene al aplicar limitaciones técnicas, legales, regulatorias, de infraestructura y económicas. Corresponde al nivel de reservas que usualmente manejan la industria minera y el sector energético.
- Capacidad factible: Es la subdivisión de la capacidad práctica que se obtiene al contrastar las limitantes geológicas con las reales, en tiempo y espacio, para uso industrial. En la industria minera la capacidad factible corresponde a las reservas ofertables. La diferencia entre reservas prácticas y factibles es la merma en la capacidad de almacenamiento.

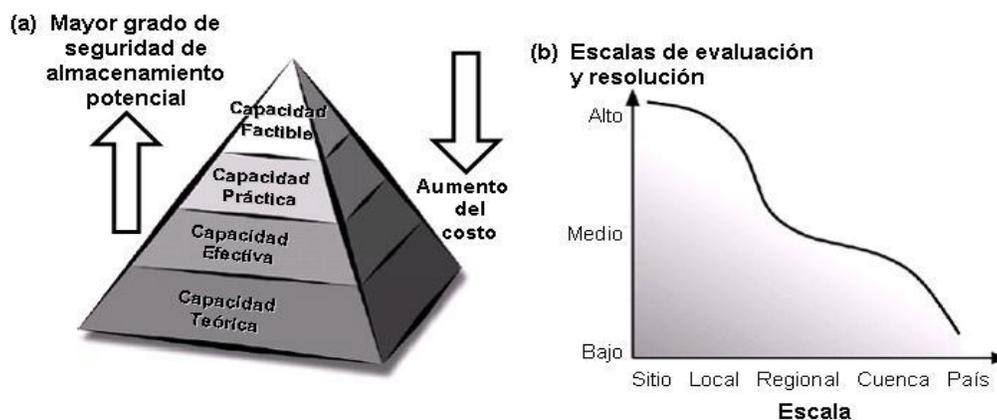


Figura 2-12.- Variaciones en tamaño y resolución de diferentes capacidades de almacenamiento. (a) Pirámide tecno-económica de recursos, (b) Escalas de evaluación. De Bradshaw et. al. (2007) en Bachu, S., Bonijoly, D., et. al. 2007.

Escalas de evaluación y resolución.- La metodología de evaluación de la capacidad de almacenamiento varía de acuerdo a la información con que se disponga, lo cual impacta en la resolución de la evaluación que se obtenga. En forma gráfica se puede ver en la figura 2.12 (b). Debe notarse que el nivel de evaluación es proporcional al grado de inversión necesario.

- Evaluación a nivel país: Es la escala de evaluación más somera. Se define por los límites de un país y generalmente abarca varias cuencas sedimentarias. Suele suceder que una cuenca sea compartida por dos o más países (la cuenca del mar de Norte es compartida por Noruega, el Reino Unido, Dinamarca, Alemania y Holanda). Una evaluación de este tipo se lleva a cabo para saber, en términos generales, si se cuenta con capacidad de almacenamiento de CO₂ en un país o no, así como para evaluar los tipos de almacenamiento geológico posibles y los riesgos asociados, sin que esto signifique necesariamente una cuantificación a nivel país. Por lo general la información que se utiliza para esta evaluación es de dominio público y es conducida por instancias gubernamentales.



El trabajo que este documento de tesis integra, considera una evaluación a nivel país. Para alcanzar el nivel que propone la metodología el territorio mexicano se dividió en zonas de inclusión y zonas de exclusión (ver subcapítulo V.5).

- Evaluación a nivel cuenca: Es un nivel de evaluación más detallado. Se enfoca a una cuenca sedimentaria en particular para determinar su potencial de almacenamiento, sus formaciones más prometedoras, su ubicación regional y su tipo; frecuentemente se le relaciona con las fuentes fijas de emanación de CO₂ más que con la cuenca misma. Una cuenca puede ser de menores dimensiones que un país, si bien no es la regla, ya que lo contrario también ocurre. En tal caso una misma cuenca se debe compartir por dos países, como la cuenca Williston que está entre Canadá y Estados Unidos. Generalmente una evaluación de esta resolución se enfoca a un determinado tipo de almacenamiento: carbón, gas, aceite o acuífero salino. El presente trabajo abarca hasta este nivel de estudio. El subcapítulo V.5 trata sobre la evaluación a nivel país y cuenca en el territorio mexicano.
- Evaluación a escala regional: Se lleva a cabo en una determinada porción de una cierta cuenca sedimentaria. Se ubica de acuerdo a la necesidad que dicten las fuentes fijas de CO₂. Este nivel de evaluación y el anterior pueden traslaparse en lo regional, ya que hay regiones mucho mayores en área de lo que pudiera ser una cuenca: tal es el caso de la cuenca de Alberta en Canadá, que tiene más de 800 mil Km². También puede suceder que una región cuente con varias cuencas, como es el caso de la región noroeste de Australia.
- Evaluación a nivel local: Se trata de un análisis bastante detallado. Generalmente se desarrolla previamente al diseño, cuando existen varios sitios de los que se deba seleccionar uno o varios de ellos, y para lo cual es necesario conocer la capacidad, inyectividad y condiciones de contención de cada uno. La información que se utiliza es en parte del dominio público pero también se requiere información que, dada su especialidad y detalle, puede no estar disponible, en cuyo caso la parte interesada debe financiar su obtención. La evaluación de este nivel requiere de modelado de almacenamiento.
- Evaluación a nivel sitio: Se desarrolla un modelo para una unidad específica de almacenamiento (carbón, aceite, gas o acuífero salino profundo). Es equivalente a la escala de reservorio en la industria petrolera. Por lo general esta evaluación y la de nivel local son conducidas por organismos predominantes del sector energético.

Estimación de la capacidad de almacenamiento de CO₂ en lechos de carbón

La tecnología de almacenamiento de CO₂ en lechos de carbón aún está a nivel de proyecto demostrativo. El mayor reto en este tipo de almacenamiento es determinar aquellas formaciones que sean adecuadas para tal fin. Las limitaciones se pueden dividir en técnicas, económicas y regulatorias.

Las limitantes técnicas se refieren a la permeabilidad y adsorción del medio. Se ha dicho que la permeabilidad mínima que debe tener un horizonte de carbón objetivo debe ser por lo menos de 1mD. Por



lo general la permeabilidad de un cuerpo de carbón decrece con la profundidad, al aumentarse la presión. La permeabilidad señalada suele encontrarse a profundidades de 1300 y 1500 m, lo cual coincide con las condiciones apropiadas para la inyección de CO₂. También se debe tomar en cuenta que el carbón se expande al entrar en contacto con el CO₂, dada la afinidad entre ambos, lo cual disminuye paulatinamente la capacidad de inyectividad. De igual forma, el CO₂ actúa como un plastificador de carbón, lo que causa que éste pase de un carácter vidrioso y quebradizo a uno de tipo plástico, lo cual también hará disminuir la permeabilidad. Todos estos efectos sumados han llevado a la conclusión de que la profundidad máxima para la inyección de CO₂ en un medio carbonoso es de 800 a 1000 m.

Las limitantes económicas son las que dependen de la profundidad, espesor de los mantos y el número de estos, al igual que la presencia de otros recursos en la misma zona. También debe considerarse que un manto de carbón no atractivo en la actualidad puede llegar a serlo después. Sin embargo, dadas las profundidades a las que es atractivo el almacenamiento de CO₂ en carbón, las formaciones pueden ser muy grandes para considerar su explotación como mineral, pero esto no es una regla.

Las limitantes regulatorias se refieren a las restricciones impuestas para proteger otros recursos o a razones de seguridad pública; lo usual es que sean normas de protección al agua del subsuelo. Este tipo de restricciones impactan el análisis a nivel cuenca o regional, mientras que en evaluaciones locales pueden o no ser relevantes.

Estimación de la capacidad de almacenamiento:

La capacidad de almacenamiento en lechos de carbón se realiza con la misma metodología que se usa para conocer el total de metano en el reservorio y su distribución. Se hace uso del IGIP (gas inicial en el sitio, por sus siglas en inglés) y se calcula con la relación siguiente:

$$IGIP = Ah\bar{n}_c G_c (1 - f_a - f_m) \quad (1)$$

Donde A y h son el área y el espesor efectivo de carbón en la zona; \bar{n}_c es la densidad bruta del carbón en la zona, generalmente 1.4 t/m³; G_c es el contenido de gas en el carbón y f_a y f_m corresponden al peso de ceniza y humedad, respectivamente.

La capacidad de adsorción del gas depende de la presión, temperatura y tipo de carbón. Generalmente se asume que sigue una isoterma dependiente de la presión de Langmuir:

$$G_{cs} = V_L (P / P + P_L) \quad (2)$$

Donde G_{cs} es el contenido de gas en estado de saturación; P la presión; V_L y P_L son el volumen y presión de Langmuir. V_L representa la máxima capacidad de adsorción de un carbón en particular a una temperatura dada y se da usualmente en cc/g, que es equivalente a m³/t.

La capacidad de adsorción se incrementa a la par de la presión y decrece con incrementos de temperatura. Esto por lo general resulta en un efecto nocivo pues la temperatura aumenta con la profundidad. Aunque



no se ha podido cuantificar con precisión, se sabe que la adsorción del carbón se ve afectada también por la composición, madurez, contenido de ceniza (material no orgánico) y humedad.

Se estima que el CO₂ reemplaza a otros gases presentes en los mantos de carbón que tienen menor afinidad que la que hay entre el carbón y el CO₂, como el metano y otros hidrocarburos. Entonces las dos ecuaciones anteriores pueden usarse asumiendo que todo el espacio disponible en el lecho será accesible al CO₂ y que éste se adsorberá a un 100% de saturación.

Para expresar el contenido de CO₂ en masa (en lugar de volumen) se debe multiplicar por la densidad estándar de 1.873 kg/m³. Finalmente, para estimar la capacidad efectiva, se debe reducir el IGIP al PGIP (gas producible en el sitio, por sus siglas en inglés) para el caso de producción de gas en lugar de carbón.

$$PGIP = R_f C IGIP \quad (3)$$

Donde R_f es el factor de recuperación; C corresponde al factor de afinidad del yacimiento y juntos expresan la capacidad de manejo del gas. C es un factor que se desarrolla con el grado de conocimiento del yacimiento. Se considera que un manto de espesor grande es más favorable que varios delgados separados por material inerte. Por su parte, R_f se refiere a la fracción de gas que puede ser producido por horizontes carbonosos; en la producción de metano se reconoce que puede variar entre 20 y 60% y es proporcional a la caída de presión de agua que se drena del yacimiento. En la industria del almacenamiento de CO₂ se podría considerar como factor de almacenamiento o R_s , del cual no se dispone de experiencia a la fecha para poder estimarlo.

Las capacidades de almacenamiento prácticas y factibles se deben evaluar para cada caso en particular, tomando en cuenta condiciones económicas, ubicación de las fuentes de CO₂, regulaciones aplicables y el modelado numérico y económico, teniendo en mente que no será rentable desarrollar infraestructura en áreas de baja capacidad.

Estimación de la capacidad de almacenamiento de CO₂ en yacimientos de aceite y gas

Gracias a la experiencia ganada a través de años en el manejo de yacimientos de hidrocarburos estimar la capacidad en reservorios de aceite y gas es, relativamente hablando, la más simple y directa de las tres que este trabajo aborda. Su cálculo tiene como base propiedades de campo tales como factor de recuperación, temperatura, presión, porosidad y volumen de roca y densidad del CO₂ *in situ*.

En primer instancia se asume que todo el volumen previamente ocupado por hidrocarburos está disponible para acoger el CO₂ (siempre y cuando el espacio en cuestión no esté ocupado, de forma natural o como resultado de trabajos de recuperación secundaria, por agua). En los yacimientos subyacidos por agua, ésta invade los espacios del reservorio al decaer la presión natural del campo.

No obstante, algo del espacio de los poros se puede recuperar mediante presión artificialmente inducida por la inyección de dióxido de carbón –aunque no todo, debido a la retención de agua por capilaridad, viscosidad y efectos gravitacionales. Otra suposición es que la inyección de CO₂ se realizará hasta que se alcance la presión original o virgen del yacimiento (en ocasiones, sin embargo, cuando un yacimiento se



agota sus condiciones se modifican en el campo mismo o en el *caprock*, de forma tal que la inyección no alcanza la presión original) o incluso a presiones superiores a ésta.

Las evaluaciones a nivel regional y de cuenca se apoyan en bases de datos que contienen las características de campos de hidrocarburos que alojarán los almacenes proyectados. Dado que las bases de datos indican los volúmenes originales de gas y aceite en el lugar (OGIP y OOIP, respectivamente) en condiciones de superficie, la capacidad teórica de almacenamiento en términos de masa en un reservorio en condiciones *in situ*, MCO_{2t}, está dada por:

$$MCO_{2t} = \rho_{CO_2r} R_f (1 - F_{IG}) OGIP [(P_s Z_r T_r) / (P_r Z_s T_s)] \quad (4)$$

para reservorios de gas, y por

$$MCO_{2t} = \rho_{CO_2r} [(R_f OOIP / B_f) - V_{iw} + V_{pw}] \quad (5)$$

para reservorios de aceite.

Una ecuación alterna para el cálculo de la capacidad de almacenamiento de CO₂ se basa en la geometría del yacimiento (área y espesor), como se expresa en las bases de datos de reservas.

$$MCO_{2t} = \rho_{CO_2r} [(R_f Ah\phi (1 - S_w) - V_{iw} + V_{pw})] \quad (6)$$

En estas ecuaciones R_f es el factor de recuperación; F_{IG} es la fracción de gas inyectado; P, T y Z denotan los factores de presión, temperatura y compresibilidad, respectivamente; B_f es el factor de volumen de la formación que trae el volumen de aceite en condiciones estándar a condiciones *in situ*; V_{iw} y V_{pw} son los volúmenes de agua inyectada y producida; A, h, φ y S_w son el área del reservorio, espesor, porosidad y saturación de agua, respectivamente. Los subíndices “r” y “s” de la ecuación 4 significan condiciones de reservorio y superficie.

La densidad de CO₂ en condiciones del reservorio, ρ_{CO_{2r}}, se calcula con ecuaciones de estado. La capacidad total de una región es la suma de las capacidades de los reservorios individuales, que a su vez se basan en las reservas descubiertas recuperables de aceite y/o gas en el sitio. Una simple extrapolación se puede utilizar para estimar la capacidad última de almacenamiento de la parte del reservorio aun no descubierta, MCO_{2u}:

$$MCO_{2u} = (OGIP_u / OGIP_d) [\sum MCO_{2t}]_g + (OOIP_u / OOIP_d) [\sum MCO_{2t}]_o \quad (7)$$

Donde los subíndices “u”, “d”, “g” y “o” significan última, descubierta, gas y aceite, respectivamente. Un ejemplo en Alberta, Canadá, arrojó que la capacidad última de reservorios de aceite sería de aproximadamente 1 Gt de CO₂ con base en unas reservas originalmente establecidas de 17 Bbbl y reservas últimas recuperables de 19.7 Bbbl.



Los efectos de disminución de capacidad debidos a la subyacencia de un acuífero al reservorio son controlados por la movilidad del CO₂ respecto al agua y aceite; el contraste de densidades entre el CO₂ y el aceite y agua del yacimiento conduce a una segregación por gravedad y a la heterogeneidad del reservorio.

$$MCO_{2e} = C_m C_b C_h C_w C_a MCO_{2t} \Xi C_e MCO_{2t} \quad (8)$$

Donde MCO_{2e} es la capacidad efectiva de CO₂ del reservorio; los subíndices “m”, “b”, “h”, “w” y “a” significan movilidad, flotabilidad, heterogeneidad, saturación de agua y estado de esfuerzos del acuífero, respectivamente; y el coeficiente C_e es un coeficiente único de capacidad que integra los efectos acumulativos de los otros coeficientes.

Estos coeficientes varían ampliamente, lo cual explica la variación incremental de CO₂ inyectado que se observó en 25 campos de EOR en Texas (de 0.7 a 4.7 m³ CO₂/m³ de aceite recuperado).

Para ilustrar el orden de reducción que existe entre la capacidad teórica de almacenamiento y la capacidad práctica se menciona el caso del occidente de Canadá, en donde una capacidad teórica de aproximadamente 12 Gt de CO₂ en más o menos 35 mil puntos de inyección de gas se redujo finalmente a 4.1 Gt de CO₂ en menos de 1000 sumideros, cuyas capacidades se estimaban superiores a 1 Mt de CO₂ en lo individual.

Desde el punto de vista de análisis de factibilidad de sitios, si fuera el caso, el número que pueden ser usados rentablemente para EOR suele disminuir drásticamente. El occidente de Canadá también sirve como ejemplo: de 9149 puntos de inyección sólo 4748 fueron factibles para EOR usando CO₂ con una capacidad efectiva de 638 Mt de CO₂, la cual cayó hasta 450 Mt en 81 depósitos con una capacidad individual mayor a 1 Mt cada uno.

Estimación de la capacidad de almacenamiento de CO₂ en acuíferos salinos profundos

A continuación se describe la metodología teórica para diferentes mecanismos de almacenamiento en acuíferos salinos profundos.

Capacidad de almacenamiento en trampas estratigráficas y estructurales

Estas trampas estáticas son similares a las de hidrocarburos exhaustos. Las características elementales del reservorio se determinan con la metodología de exploración de hidrocarburos, por lo que se deben conocer el volumen geométrico de la trampa (V_{trap}), la porosidad φ y la saturación de agua irreductible S_{wirr}. Así, el volumen disponible V_{co2t} se puede calcular con:

$$V_{co2t} = V_{trap} \phi (1 - S_{wirr}) \Xi Ah \phi (1 - S_{wirr}) \quad (9)$$

Donde A y h son el área y espesor promedio de la trampa. Esta expresión se usa cuando la porosidad y la saturación irreductible del agua son constantes; si varían con el tiempo y se conocen, entonces puede usarse la siguiente expresión:



$$V_{\text{co2t}} = \iiint \phi (1 - S_{\text{wirr}}) dx dy dz \quad (9')$$

El volumen efectivo de almacenamiento V_{co2e} se da de una manera similar a la de reservorios de aceite y gas:

$$V_{\text{co2e}} = C_c V_{\text{co2t}} \quad (10)$$

Donde C_c es un coeficiente de capacidad que incorpora los efectos acumulativos de la heterogeneidad de la trampa, la flotabilidad del CO₂ y la eficiencia de barrido. No existen en la literatura valores para este coeficiente por lo que debe ser estimados a partir de modelos específicos para cada sitio.

La presión de inyección tiene que ser mayor que la presión del agua inicial en la trampa P_i para que se pueda lograr la inyección. La presión predeterminada límite debe ser menor que la presión máxima en el fondo de depósito (P_{max}) que las agencias regulatorias imponen para impedir hidrofracturamientos. Entonces la presión máxima deberá ser menor que el umbral de presión que tiene la roca sello o *caprock*. Así, la masa de CO₂ que será almacenada en una trampa estática estará entre estos dos límites:

$$\begin{aligned} \min M_{\text{co2}} &= \rho_{\text{CO2}}(P_i, T) V_{\text{trap}} \leq M_{\text{co2}} \leq \max M_{\text{co2}} \\ &= \rho_{\text{CO2}}(P_{\text{max}}, T) V_{\text{trap}} \end{aligned} \quad (11)$$

Donde T es la temperatura en la trampa. La capacidad en términos de masa puede variar en función de la presión dado que el volumen en la trampa permanece constante y la densidad se modifica. Si la presión decae por el cese de la inyección el CO₂ se expande; si, por el contrario, la presión se excede, algo del CO₂ puede migrar fuera del reservorio hacia acuíferos subyacentes.

Las ecuaciones 9 a 11 se pueden aplicar para estimar la capacidad de almacenamiento teórica y efectiva a niveles regionales y de cuenca. Para las evaluaciones a nivel de sitio y local es necesario recurrir a modelación numérica.

Capacidad de almacenamiento en trampas de gas residual

El concepto de gas residual está intrínsecamente ligado al del entrampado hidrodinámico, ya que se aplica únicamente a la pluma de CO₂ migrante. Durante la inyección de CO₂ la saturación se incrementa en el medio y se crean patrones de migración, tanto verticales como laterales, en tanto el gas sale del pozo y fluye en el reservorio. Una vez que la inyección cesa el CO₂ continúa moviéndose y desplazando al agua del acuífero; esta pluma de desplazamiento de agua fuerza al CO₂ hacia los márgenes de ésta. Al final de la pluma de migración queda una cola de CO₂ residual inmóvil. Este entrampado de gas residual se logra casi totalmente una vez que la inyección ha cesado.

Si ΔV_{trap} representa el volumen de roca previamente saturado con CO₂ que es invadido por agua y S_{co2t} es el CO₂ atrapado por saturación una vez que el flujo se invierte, entonces el volumen de almacenamiento puede ser estimado con la fórmula:



$$C_{co2t} = \Delta V_{trap} \phi S_{co2t} \quad (12)$$

La saturación de CO₂ atrapado depende de la saturación de CO₂ una vez que el flujo se invierte y del patrón de permeabilidad relativa al sistema CO₂-agua salada para la roca respectiva. A diferencia del entrapamiento estático, el volumen de almacenamiento en el entrapamiento de gas residual depende del tiempo; es decir, se incrementa a medida que la pluma de CO₂ se esparce y migra. Entonces el volumen debe ser evaluado en un punto específico de tiempo y variará tanto como el CO₂ inyectado continúe migrando.

La masa de CO₂ almacenado se obtiene al multiplicar el volumen por su densidad en las condiciones particulares de cada sitio, pero dicha densidad es igualmente dependiente del tiempo y su ubicación. Tanto la presión y la temperatura variarán; incluso habrá casos en los que para una misma ubicación la presión decaiga o crezca dependiendo de la etapa de operación.

Mientras que la porosidad y la permeabilidad se pueden determinar con ayuda de laboratorio y muestras de campo, la saturación de CO₂ y el volumen solamente pueden ser determinados mediante simulaciones numéricas. Entonces la estimación de la capacidad de almacenamiento de CO₂ residual se puede hacer sólo a nivel local y de sitio, no a nivel de cuenca y regiones. Los valores obtenidos se pueden considerar capacidades de tipo efectiva, práctica o de factibilidad, dependiendo del nivel de detalle obtenido.

Capacidad de almacenamiento en trampas por solubilidad

El entrapamiento por solubilidad es un proceso continuo y dependiente del tiempo. Se cree que es más efectivo con el paso del tiempo, sobre todo en el orden de siglos. El CO₂ puede mezclarse y luego disolverse en el agua de la formación por medio de difusión, en un proceso extremadamente lento, con dispersión y convección. La velocidad a la que ocurre la retención por solubilidad depende principalmente de la cantidad de CO₂ en fase libre que entra en contacto con el agua de la formación.

Ya que el agua saturada con CO₂ es 1% más pesada que el agua original, si la formación tiene condiciones de permeabilidad adecuada y el acuífero es suficientemente grueso, entonces ocurre una corriente de convección que hará que el agua saturada de CO₂ sea reemplazada por agua no saturada de CO₂, mejorando el proceso de disolución.

La retención por solubilidad es un proceso que se cree que se activa más cuando la inyección cesa. Sólo puede ser evaluado mediante simulación numérica a niveles de sitio y local en momentos específicos. A niveles de cuenca y regional la capacidad de CO₂ que se puede almacenar en solución puede ser estimado usando la expresión:

$$M_{co2t} = \iiint \phi (\rho_s X_s^{CO_2} - \rho_o X_o^{CO_2}) dx dy dz \quad (13)$$

Donde ϕ es la porosidad; ρ la densidad del agua de formación; X^{CO_2} la fracción en masa de CO₂ en el agua de la formación y los subíndices "o" y "s" corresponden al contenido inicial de CO₂ y al tiempo de saturación. Los niveles iniciales de CO₂ y al tiempo de saturación dependen de la temperatura, la presión y



la distribución de la salinidad en el acuífero; debido a sus variaciones se necesita una integración volumétrica. Si los valores empleados para el acuífero en cuanto a espesor, porosidad y contenido de CO₂ en el agua son promedio, entonces deberá usarse la siguiente expresión:

$$M_{\text{co2t}} = Ah \phi (\rho_s X_s^{\text{CO}_2} - \rho_0 X_0^{\text{CO}_2}) \quad (13')$$

Donde A y h son el área y espesor del acuífero.

Para ilustrar el potencial de CO₂ en solución, los cálculos para el acuífero Viking en la cuenca de Alberta, Canadá, indican una capacidad teórica de almacenamiento de 24 a 100 kg CO₂/m³ de agua de formación, y cuando se toma en cuenta la porosidad, de 1.5 a 4.5 kg CO₂/m³ de roca. Sin embargo las estimaciones de capacidad de almacenamiento teórica son irreales porque suponen que toda el agua contenida en los poros será puesta en contacto y saturada por CO₂. La capacidad efectiva, por su parte, se determina usando una relación similar a la (3) cuando se trata de lechos de carbón y la (8) en reservorios de gas y aceite.

$$M_{\text{co2t}} = CM_{\text{co2t}}$$

Donde C es un coeficiente que incluye todos los factores que representan el esparcimiento y disolución de CO₂ en el acuífero completo.

Capacidad de almacenamiento por mineralización

La capacidad de almacenamiento por mineralización se estima en función de la composición del agua, del acuífero y el tamaño de sus granos, de la permeabilidad, los gradientes hidráulicos, la viscosidad del agua, su temperatura y salinidad y, en menor medida, en función de la presión. Es un proceso muy complejo del que sólo se ha llegado a establecer que la capacidad de retención es de un orden similar al de la trampa por solubilidad, y que requiere de miles de años de desarrollo para tener un impacto significativo.

Capacidad de almacenamiento en trampas hidrodinámicas

Este tipo de retención se da por el efecto combinado de todos los fenómenos anteriores, en un orden similar al siguiente:

- Durante la inyección las características más importantes son la disponibilidad de espacios en los poros y la inyectividad.
- La disolución del CO₂ comienza tan pronto como éste entra en contacto con el agua de la formación. La capacidad de almacenamiento no sólo depende de la presión, la temperatura y la salinidad del agua, sino también del volumen de ésta que entra en contacto con el CO₂.
- La precipitación mineral de CO₂ puede ocurrir desde el inicio de la inyección, pero antes debe presentarse su disolución.
- La retención residual de CO₂ sucede conforme la pluma de éste migra a través del acuífero, una vez que la inyección cesa.



Dadas las distancias que el dióxido de carbono debe viajar en acuíferos de manera regional será retenido por milenios o millones de años, tiempo durante el cual tendrán lugar la retención residual, la disolución y la precipitación mineral. Debido a que la trampa hidrodinámica está compuesta por varios fenómenos actuando al mismo tiempo, la capacidad de almacenamiento se debe evaluar para un momento específico como la suma de las capacidades de los diversos mecanismos actuantes.

En resumen, con respecto a la estimación de capacidades de almacenamiento, se puede decir que:

- Los fundamentos para la evaluación están dados por los diferentes marcos en el tiempo en que ocurre cada tipo de retención, las diferentes escalas de evaluación y la pirámide recursos-reservas.
- La estimación de capacidades en los reservorios de aceite y gas son los más directos debido al conocimiento previo de sus condiciones (tratándose de reservorios discretos y no continuos, como los de carbón o acuíferos salinos).
- En el caso de la EOR su estimación tiene el respaldo de más de 30 años de la industria petrolera a nivel mundial y de la simulación numérica que se ha desarrollado a lo largo de ese tiempo.
- En los yacimientos no explotables de carbón la estimación es relativamente sencilla y se basa principalmente en el espesor de los mantos y las isoterms de adsorción de CO₂. El reto es determinar cuáles mantos tienen posibilidades de ser explotados como mineral (ahora o en el futuro) y cuáles no.
- Los acuíferos salinos son el caso más complejo debido a los diferentes fenómenos y modos de retención que tienen lugar en diferentes tiempos y escalas. Esto limita las estimaciones a la escala local y de sitio.

En la tabla 2.2 se puede apreciar un resumen de las metodologías brevemente analizadas en esta sección, sus escalas y los mecanismos que intervienen en cada caso.

Mecanismo de Almacenamiento	Mecanismo de Captura	Naturaleza Temporal ^a	Coeficientes Necesarios ^b	Escala de Evaluación				
				Pa's	Cuenca	Regional	Local	Sitio Específico
Yacimientos de gas y petróleo	Estratégico y estructural	No	Si	X	X	X	X	X
	Recuperación mejorada de petróleo	No	Si	-	-	-	X	X
Capas de carbón	Adsorción	No	Si	X	X	X	X	X
Acuíferos salinos profundos	Estratégico y estructural	No	Si	X	X	X	X	X
	Gas residual	Si	?	-	-	-	X	X
	Solubilidad	Si	Si	-	-	-	X	X
	Precipitación mineral	Si	Si	-	-	-	X	X
	Hidrodinámico	Si	Si	-	-	-	X	X

Nota: Para los mecanismos de captura que pueden ser evaluados únicamente a escalas locales específicas o de sitio, puede ser posible que deban evaluarse en mayor escala una vez que la experiencia y los conocimientos detallados que permitan desarrollar una extrapolación a escala regional, y/o a través de métodos probabilísticos.

^a Un mecanismo de captura tiene un carácter temporal si el proceso de almacenamiento físico o químico continúa después de la interrupción de la inyección.

^b Varios coeficientes deben estimarse en cascada con respecto a la estimación de la capacidad de almacenamiento por debajo de la eficacia técnica y práctica. Estos coeficientes tienen que ser determinados con base en la experiencia de campo y/o simulaciones numéricas.

Tabla 2-2.- Aplicabilidad de las diferentes metodologías para estimar la capacidad de almacenamiento de CO₂ en varias escalas y en distintos mecanismos de almacenamiento. Bachu, S., Bonijoly, D. et. al., 2007.



Monitoreo y verificación del almacenamiento geológico de CO₂

La observación de los depósitos subterráneos de CO₂ debe enfocarse a los siguientes propósitos:

- Asegurar un control efectivo de los pozos de inyección. La experiencia de la industria petrolera refiere que los pozos de inyección fallan comúnmente debido a una instalación inadecuada de ademe, empaques o cementado.
- Verificar las cantidades de CO₂ inyectado.
- Optimizar la eficiencia del proyecto de almacenamiento sobre todo en volúmenes, presiones de inyección y reposición oportuna de pozos de sustitución.
- Demostrar que el volumen inyectado permanece almacenado, ratificando las proyecciones realizadas.
- Detectar fugas y facilitar las prevenciones necesarias.

Tasas de inyección y presiones

Siempre es necesario conocer las condiciones de los pozos de inyección. Para tal efecto se debe disponer de instrumentos que permitan conocer las presiones tanto en la superficie –al inicio de las líneas de inyección– como en el subsuelo, en el reservorio mismo. Con ello se estará en condiciones de identificar oportunamente fugas en las líneas o en el yacimiento.

Para verificar la integridad de los tramos cementados también son útiles los registros de pozo. La periodicidad con que estos se lleven a cabo dependerá de la agresividad de la acidez de los fluidos de la formación.

También es recomendable someter a las tuberías de inyección a pruebas de hermeticidad antes del inicio de operaciones, sobre todo si se trata de pozos que ya existían con un propósito diferente.

Al igual que previo al inicio de la inyección, una medida de seguridad que se recomienda realizar con cierta periodicidad es verificar las diferencias de presión y composición del gas contenido entre la tubería de inyección y el ademe o espacio anular, pues las diferencias en estas verificaciones podrían indicar algún tipo de fuga en el yacimiento. Del mismo modo, los registros frecuentes de temperatura y ruido pueden ayudar a reconocer cambios inesperados en el comportamiento del reservorio, comúnmente fugas²⁸. La figura 2.13 muestra algunas de las fallas más importantes en pozos de inyección, sobre todo cuando se trata de pozos preexistentes a la etapa de inyección.

²⁸ Lippmann, M. J., S. M. Benson (2003). "Relevance of Underground Natural Gas Storage to Geologic Sequestration of Carbon Dioxide." Department of Energy Information Bridge: 4.

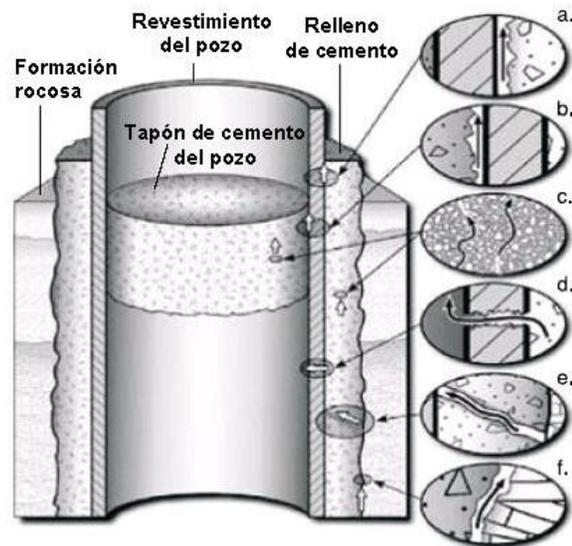


Figura 2-13.- Causas comunes de fuga de gas en pozos; a y b: entre el cemento y el ademe, c: en empaques, d: por el ademe, e: por el cemento, f: entre el cemento y la formación. Gasda et. al., 2004²⁹.

Distribución de CO₂ en el reservorio

Las técnicas utilizadas para monitorear la distribución de dióxido de carbono en el subsuelo son diversas, pero en general se dividen en mediciones directas e indirectas.

Las formas directas de medición se realizan en el caudal de los pozos de producción para conocer con precisión el gas que se inyecta, el cual puede cambiar por diferencias de origen en la captura, la compresión o el transporte. También es habitual utilizar trazadores (isótopos no existentes originalmente en el reservorio) para conocer el movimiento y la velocidad de migración de los gases en la formación (movimiento horizontal). Comúnmente estas mediciones se realizan en diversos pozos de monitoreo distribuidos en todo el reservorio, lo cual permite tener una idea de los patrones de distribución horizontales y verticales del CO₂ en el subsuelo.

Comparar mediciones en toda la extensión del depósito y a lo largo del tiempo dará una idea de las diferentes porosidades y permeabilidades de la formación. Para este fin suelen usarse tanto la calidad de los fluidos de la formación como los ya mencionados trazadores. También se pueden usar otros iones –por ejemplo ion bicarbonato– o bien el grado de acidez de los fluidos autóctonos, el cual suele evolucionar con el tiempo.

Las técnicas indirectas, por su parte, involucran una gama de disciplinas de la geofísica. Una de las más comunes es la sísmica, la cual se basa en las velocidades de onda que pasan a través de formaciones rocosas. El grado de saturación de los fluidos, ya sea natural o debido al CO₂ inyectado, desde luego

²⁹ Gasda, S. E., Stefan Bachu, et. al. (2004). "Spatial characterization of the location of potentially leaky wells penetrating a deep saline aquifer in a mature sedimentary basin." *Environmental Geology* 46(6): 707-720.



impacta a las mediciones sísmicas. Por ello es recomendable realizar un perfil sísmico previo a la inyección además de los que habitualmente se hacen a lo largo de la vida operativa del depósito. Estas tomas deben controlar la distribución del CO₂ en el contorno de las sinuosidades de los estratos en el subsuelo, una técnica tan eficiente que permite observar saturaciones en fase libre hasta de un 5%.

Otra modalidad de técnica sísmica es la pasiva. Se refiere a los microsismos que se inducen al yacimiento a raíz de la saturación de los poros de la formación, los cuales provocan pequeñas fracturas. Los equipos que se usan para registrar microsismos (apenas perceptibles) suelen ser arreglos de acelerógrafos o sismógrafos instalados en pozos abandonados o que ya no sirven para fines de inyección.

Algunos métodos geoelectrónicos y electromagnéticos también se utilizan para verificar el comportamiento del CO₂ en el subsuelo. Estas técnicas aprovechan la facilidad de dichos métodos para rastrear terrenos saturados (primordialmente fluidos conductores: aguas formacionales, gases inyectados o el producto de la reacción química de ambos), lo que los hace particularmente útiles.

Efectos en el medio ambiente

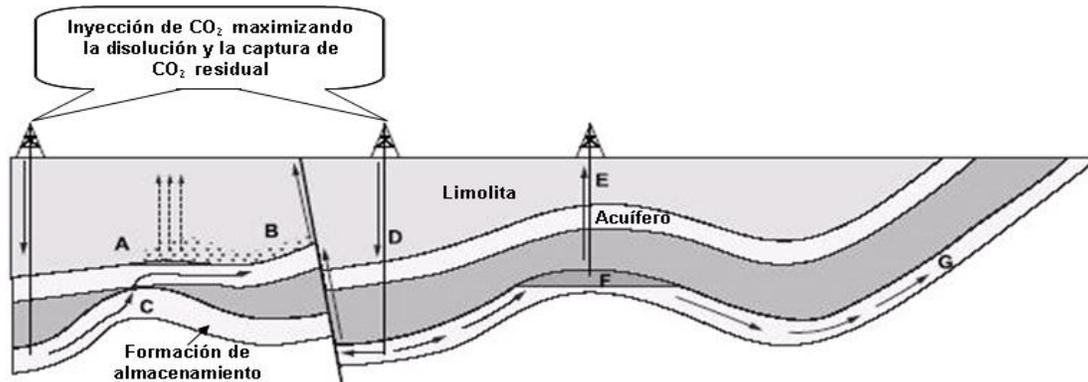
Sea cual sea la modalidad de almacenamiento, el riesgo principal es el escape del CO₂ al medio ambiente. Para su vigilancia y prevención, desde el punto de vista geológico, el monitoreo consiste en vigilar la calidad del agua subterránea, del aire y de los gases expelidos a la atmósfera y ecosistemas. Igual que en el control de la distribución de gas en reservorios, las formas de detección son directas e indirectas. Las directas generalmente hacen uso de muestreos cuantitativos y de conteo de ejemplares y sus características (en el caso de ecosistemas), mientras que las indirectas se valen de medios geofísicos o de percepción remota.

El CO₂ se puede fugar de formaciones geológicas siguiendo los patrones que a continuación se citan³⁰:

- A través de la porosidad de *caprocks*. Incluso en aquellas formaciones poco permeables como las lutitas, el gas logra escapar por capilaridad si la presión de inyección se excede.
- Lateralmente, a lo largo de discontinuidades o bien de rocas porosas que tengan continuidad hasta muy cerca de la superficie.
- Por fractura o falla de la roca sello.
- Por infraestructura abandonada o en malas condiciones.

La figura 2.14 muestra estos patrones. Si bien se refiere a acuíferos salinos profundos, en la práctica los mecanismos de escape que se muestran aplican para cualquier tipo de almacenamiento geológico.

³⁰ Solomon, S. 2007 Op. Cit.



Mecanismos potenciales de escape

A₁ la presión del gas de CO ₂ supera la presión capilar y pasa a través de limolita	B₁ El CO ₂ libre se fuga desde A en el acuífero superior hasta la falla	C₁ El CO ₂ escapa a través del "gap" en cap rock en la parte superior del acuífero	D₁ El CO ₂ se inyecta y aumenta la presión del depósito y la permeabilidad de la falla	E₁ El CO ₂ se escapa a través del viejo pozo abandonado	F₁ El flujo natural disuelve el CO ₂ en la interfaz de CO ₂ /agua y lo transporta fuera	G₁ El CO ₂ disuelto sale a la atmósfera o a los océanos
--	--	---	---	--	---	--

Medidas Correctivas

A. Extrae y purifica el agua subterránea	B. Extrae y purifica el agua subterránea	C. Remueve el CO ₂ y lo reinyecta en otro lugar	D. Disminuye los niveles de presión de inyección	E. Sella el pozo con cemento	F. Intercepta y reinyecta el CO ₂	G. Intercepta y reinyecta el CO ₂
---	---	---	---	-------------------------------------	---	---

Figura 2-14.- Potenciales modos de escape de CO₂ inyectado en acuíferos salinos profundos. IPCC, 2005.

Peligros a la salud humana y la biodiversidad

El almacenamiento geológico de carbono puede presentar riesgos a la salud humana y a la biodiversidad en la forma de fugas de CO₂, puesto que éste es 50% más denso que el aire y tiende a acumularse debajo de él. Mediciones de CO₂ arriba del 2% en la concentración ambiental son peligrosas, y de 7 a 10% conducirían a la muerte (no existen estudios que revelen los efectos a la salud por exposición crónica a concentraciones menores al 1%)³¹. Esta situación ya ha sido experimentada, sobre todo en lugares donde ha habido o existen emanaciones de CO₂ provenientes de fuentes naturales, en algunos casos con resultados fatales.

Si bien la presencia de CO₂ en el aire es necesaria para que las plantas se alimenten con la ayuda de la luz solar, el exceso puede ser perjudicial. Lo mismo sucede en la fase gaseosa de los suelos, donde el CO₂ suele representar de 0.2 al 4% de la composición; si este porcentaje se incrementara podría causar la muerte a las plantas por anoxia en las raíces. Afortunadamente no existen ningún ejemplo de este fenómeno atribuible a la inyección antropogénica de CO₂; los casos documentados se refieren a fugas naturales de CO₂, principalmente de tipo magmático.

Otro riesgo consiste en el eventual contacto de CO₂ ascendente en fuga con agua subterránea. En principio esta mezcla tenderá a formar ácido carbónico, alterar el pH del agua y posiblemente movilizar metales

³¹ Solomon, S. 2007. Op. Cit.



tóxicos, sulfatos y cloro, lo cual alteraría a su vez el olor y sabor del agua, limitando su consumo doméstico e incluso industrial y agrícola.

La modificación del estado de presiones de un acuífero por inyección de CO₂ también puede dar lugar al ascenso de agua salobre destinada a retener el gas, lo que puede causar otra forma de contaminación: la invasión de agua salada al acuífero explotado, invalidando o limitando su uso.

Las extremófilas son especies de microbios poco estudiadas pero cada vez más conocidas. Son formas microscópicas de vida que suelen vivir a grandes profundidades en los océanos, e incluso en yacimientos de hidrocarburos a miles de metros de profundidad. El efecto del CO₂ sobre las extremófilas es desconocido, si bien en principio se acepta que alteraría su estado natural y las condiciones de sus hábitats por los cambios físicos y químicos que produce.

También debe tenerse en cuenta que no siempre será seguro almacenar CO₂ en estado puro. En realidad existe la necesidad, por diversas razones, de que la inyección sea una mezcla de CO₂ con algunas proporciones de H₂S, SO₂ y NO₂, entre otros gases, lo cual aumenta el impacto medioambiental. Por ello debe llevarse un control estricto de la composición de gases a almacenar y monitorear constantemente sus proporciones durante la operación.

La mitigación efectiva del riesgo de almacenamiento geológico de CO₂ proviene de la interacción de las cuatro actividades siguientes:

- Selección cuidadosa del sitio, incluyendo evaluaciones de riesgo y tomando en cuenta factores sociales, ambientales y económicos.
- Monitoreo para prevenir fugas.
- Observación efectiva del marco regulatorio.
- Implementación de medidas de remediación para eliminar o limitar el impacto de una posible fuga.

Sismicidad inducida

La inyección de un fluido al subsuelo –en un medio poroso, a presiones importantes y por periodos prolongados– provoca fracturamiento y activación de fallas, situaciones que a su vez suelen traer dos consecuencias: una microsismicidad producto del rompimiento de fracciones del subsuelo (que incrementa la permeabilidad del medio y propicia nuevos accesos para la migración de CO₂) y el peligro de ocasionar sismos y daños colaterales. Sobre estos últimos se sabe de sismos de magnitud moderada causados por inyección de líquidos de desecho: el de 1976 en Denver (M 5.3) y los de Ohio en 1986-87 (M 4.9). La explicación que se ha dado es un aumento en la presión de poro del medio como consecuencia de la inyección.



Existen maneras de prever la presión máxima a la que se puede inyectar fluidos en medios rocosos, todos ellos basados en el conocimiento del estado de esfuerzos original de la formación, la disposición y geometría de las fallas existentes en la zona y la resistencia propia de las rocas implicadas.

Para conocer la sismicidad que induce una inyección a presión se deben perforar pozos vecinos a la zona de inyección y equiparlos con sismógrafos o acelerógrafos de pozos, a fin de llevar el registro de los eventos que ocurren: duración, ubicación, magnitud y aceleración inducida. Desde luego es necesario tener conocimiento del comportamiento sísmico de la zona previo a la operación del almacenamiento.

Uno de los peligros principales de la sismicidad inducida es la activación de fallas, la cual depende de la temporalidad e intensidad de las presiones y cantidades inyectadas, del estado de esfuerzos del campo receptor y de la naturaleza del fluido. Por ejemplo: en Florida, Estados Unidos, se inyectan anualmente alrededor de 0.5 Gt de fluidos residuales sin afectación aparente, a juzgar por el comportamiento sísmico de la zona.

Remediación de daños causados por fugas de CO₂ en almacenamiento geológico

Benson y Hepple (2005) han propuesto una serie de medidas de remediación para las fugas de CO₂ de almacenamientos geológicos. La experiencia resumida en la tabla 2. 3 proviene casi en su totalidad de aportes de la industria petrolera.



Escenario	Opciones de remediación
Fuga de las fallas, fracturas y puntos de vertido	<ul style="list-style-type: none"> Bajar la presión de inyección sea por medio de una inyección a ritmo menor, o a través de más pozos (Buschbach y Bond, 1974) Bajar la presión por medio de la eliminación de agua u otros líquidos de la estructura de almacenamiento. Intersecar la fuga por medio de pozos de extracción ubicados alrededor de la fuga Crear una barrera hidráulica aumentando la presión del reservorio aguas arriba de la fuga; Bajar la presión del reservorio mediante la creación de una vía de acceso a nuevos compartimentos en el reservorio de almacenamiento Detener la inyección para estabilizar el proyecto; Detener la inyección, producir CO₂ desde el reservorio de almacenamiento y reinyectarlo de regreso hacia una estructura de almacenamiento más adecuada.
Fugas a través de pozos abandonados o activos	<ul style="list-style-type: none"> Reparar las fugas de los pozos de inyección con técnicas estándar tales como la sustitución de la tubería de inyección y envasadores; Reparar las fugas de los pozos inyectando cemento detrás del revestimiento del pozo, y así taponar las fugas Sellar y abandonar los pozos de inyección que no puedan ser reparados por los métodos antes mencionados Detener la fuga en la boca de los pozos de inyección o pozos abandonados utilizando las técnicas estándar para "matarlos", como la de inyectar lodo de perforación en el tubo de revestimiento. Una vez re-establecido el control del pozo, pueden aplicarse las medidas de reparación o abandono del pozo, arriba descritas. Si la boca del pozo no es accesible se puede perforar otro pozo cercano con el fin de interceptar, debajo de la superficie del terreno, el revestimiento del primero para así "matarlo" a través del bombeo de lodo de perforación (DOGGR, 1974).
Acumulación de CO ₂ en la zona vadosa y el gas del suelo	<ul style="list-style-type: none"> Se pueden eliminar o al menos inmovilizar las acumulaciones de CO₂ en el agua subterránea, a través de la perforación de pozos que lleguen a las acumulaciones de CO₂ y extraerlas. El CO₂ así recuperado puede ser liberado a la atmósfera o reinyectarlo de nuevo en un lugar de almacenamiento apropiado. El CO₂ residual atrapado como una fase de gas inmóvil, puede ser eliminado al disolverlo primero en agua, y después, extraerlo como fase disuelta a través de un pozo de extracción de agua subterránea. El CO₂ residual que ha sido disuelto en el agua subterránea, si es necesario, puede ser removido a través de bombeo del agua a la superficie y su posterior aereación para eliminar el CO₂. El agua subterránea puede ser utilizada o reinyectada nuevamente Si los metales y otros trazas contaminantes han sido movilizadas por la acidificación del agua subterránea, se pueden utilizar los métodos de "extracción y tratamiento" para eliminarlos. Alternativamente, se pueden crear barreras hidráulicas para inmovilizar y retener los contaminantes construyendo adecuadamente pozos de inyección y de extracción. Además de estos métodos activos de rehabilitación también se pueden utilizar los métodos pasivos que dependen de los procesos biogeoquímicos naturales.
Fugas en la zona vadosa y la acumulación de gas en el suelo (Falta y Looney, 2000)	<ul style="list-style-type: none"> El CO₂ se puede extraer de la zona vadosa y del gas del suelo a través de técnicas de extracción estándar de vapor a partir de pozos horizontales o verticales; Se pueden reducir o detener los flujos de la zona vadosa hacia la superficie del terreno a través de capas o por barreras de vapor de gas. Se puede utilizar el bombeo por debajo de la capa o de la barrera de vapor para reducir la acumulación de CO₂ en la zona vadosa Debido a que el CO₂ es un gas denso, puede ser recolectado desde zanjas del subsuelo. La acumulación de gas puede ser bombeado desde el subsuelo y liberado a la atmósfera o volver a ser reinyectados subterráneamente; Podrían utilizarse técnicas pasivas de remediación que se basan únicamente en la difusión y el "bombeo barométrico" para agotar lentamente en una sola ocasión las emisiones de CO₂ en la zona vadosa. Este método no es el más eficaz para la gestión de las emisiones en curso, porque es relativamente lento; La acidificación de los suelos de contacto con el CO₂ puede ser remediada por el riego y el drenaje. Alternativamente, suplementos agrícolas como la cal puede ser utilizada para neutralizar el suelo;
Grandes emisiones de CO ₂ a la atmósfera	<ul style="list-style-type: none"> Para deshacerse de emisiones generadas dentro de un edificio o en un espacio confinado, pueden utilizarse ventiladores grandes para diluir rápidamente el CO₂ a El único método práctico para diluir el CO₂, proveniente de su liberación en áreas grandes, es su mezcla natural en la atmósfera (el viento) Para fugas continuas en áreas bien establecidas sujetas a riesgos por altas concentraciones de CO₂ en espacio confinados, o expuestas a periodos de poco viento, unos ventiladores pueden ser utilizados para mantener un rango de alta circulación y así asegurar una disolución suficientemente adecuada
Acumulación de CO ₂ en los ambientes interiores con bajo nivel de fugas crónicas	<ul style="list-style-type: none"> Pequeñas fugas pueden ser eliminadas usando técnicas que han sido desarrolladas para el control de fugas de radón y compuestos orgánicos volátiles en edificios. Los dos métodos principales para manipular fugas en interiores son ventilación sótano/estructura o presurización. Ambos tienen el efecto de diluir el CO₂ antes de que entre al interior (Gadgil et al., 1994; Fischer et al., 1996).
Acumulación en la superficie del agua	<ul style="list-style-type: none"> Cuerpos de agua superficial someros (lagos poco profundos) con movimientos significativos o turbulencias (corrientes) liberarán rápidamente el CO₂ a la atmósfera Para lagos profundos, estratificados y estables, han sido desarrollados sistemas activos de ventilación siendo aplicados en los lagos Nyos y Monoun en Camerún. (http://perso.wanadoo.fr/mhalb/nyos/).

Tabla 2-3.- Tipos de remediación de fugas de CO₂ en almacenamientos geológicos. Benson y Hepple, 2005.

Brechas de conocimiento en la tecnología de almacenamiento geológico de CO₂

Si bien la industria de la inyección de CO₂ al subsuelo se beneficia de muchas décadas de conocimientos en ciencias de la tierra y de la explotación de hidrocarburos y minerales, aun existen muchas dudas sobre el comportamiento del dióxido de carbono en reservorios geológicos, sobre todo a grandes escalas de tiempo. Los puntos que representan brechas de conocimiento han sido clasificados del 1 al 5, según su orden de importancia, en el *Final Report from the Task Force for Identifying Gaps in Monitoring and Verification of Geologic CO₂ Storage*, IPCC, 2006³². Se describen a continuación:

1. Actualmente no existen brechas de conocimiento que obstaculicen de manera determinante la implementación del almacenamiento geológico de CO₂ a gran escala.

³² IPCC (2006). "Final Report from the Task Force for Identifying Gaps in Monitoring and Verification of Geologic CO₂ Storage." IPCC: 26.



2. Temas que deben ser abordados con relativa urgencia.

- Capacidad de almacenamiento: Se requieren acuerdos mundiales sobre la unificación de criterios, sobre todo en acuíferos salinos. Es necesario establecer metodologías sobre capacidad efectiva que deriven en iniciativas de investigación y sus políticas. Se requieren bases de datos que abarquen información de todo el mundo; las actuales sólo comprenden Australia, Canadá, Japón, Estados Unidos y Europa Occidental.
- Aumentar la confianza: Es obligatorio mejorar el entendimiento del riesgo de fugas. Evaluar el impacto ecológico del CO₂ en el piso marino y la evaluación de riesgos a la salud humana. Cuantificar los procesos relacionados a tasas de migración y fuga en pozos, *caprocks*, en los reservorios mismos y sus reacciones geoquímicas, tanto en laboratorio como *in situ*. Desarrollar simulaciones hidrogeológicas, geoquímicas y geotécnicas como herramientas predictivas.
- Técnicas de monitoreo: Mejorar la detección y caracterización del potencial de fuga.
- Costos: Sólo existen costos suficientes provenientes de la industria de EOR con CO₂; son necesarios muchos más en otras variantes.
- Marco regulatorio y legal: Se requiere establecer un marco regulatorio que considere el papel de los proyectos piloto, la verificación de CO₂ con fines de inventario, enfoques de selección, operación y monitoreo de CO₂ a corto y largo plazo, así como criterios de autorización de desmantelamiento de proyectos.

3. Brechas de conocimiento sobre almacenamiento geológico de CO₂ que son de menor importancia pero que deben ser abordadas.

- Mecanismos de almacenamiento: Determinación de la cinética de las trampas geoquímicas y sus efectos a largo plazo (sobre todo efectos nocivos sobre *caprocks* que reduzcan la integridad del almacenamiento).
- Técnicas de monitoreo: Se requiere mejorar los medios de cuantificación y la resolución de determinaciones de fugas en el subsuelo, así como sensores remotos.
- Remediación de fugas: No existen en la actualidad experiencias de remediación de fugas de CO₂ que puedan ser usadas como patrón para su implementación metodológica.

4. No son importantes. Los proyectos de almacenamiento geológico pueden continuar su desarrollo sin su observación.

- Determinación del impacto a las colonias de microbios que habitan en subsuelo.
- Evaluación de la variabilidad temporal y espacial de fugas debidas a sitios de almacenamiento inadecuados.
- Se requiere mayor conocimiento sobre la historia de acumulaciones de CO₂ en el subsuelo.

5. No tienen importancia alguna.



Bibliografía

- Bachu, S. (2003). "Screening and ranking of sedimentary basins for sequestration of CO₂ in geological media in response to climate change." Environmental Geology 44(3): 277-289.
- Bachu, S., D. Bonijoly, et. al. (2007). "CO₂ storage capacity estimation: methodology and gaps." Greenhouse Gas Control: 15.
- Bachu, S., W. D. Gunter, et. al. (1994). "Aquifer disposal of CO₂: hydrodynamic and mineral trapping." Energy Conversion and Management 35(4): 10.
- Bachu, S., K. Haugh (2005). "In Situ Characteristics of Acid-Gas Injection Operations in the Alberta Basin, Western Canada: Demonstration of CO₂ Geological Storage." Elsevier: 9.
- Bradshaw, J., T. Dance (2005). "Mapping geological storage prospectivity of CO₂ for the world's sedimentary basins and regional source to sink matching." GHGT-7: 9.
- Bradshaw, J., A. Rigg (2001). "The GEODISC Program: Research into Geological Sequestration of CO₂ in Australia." Environmental Geosciences 8(3): 166-176.
- Cook, P. J. (2006). "Carbon dioxide capture and geological storage: research, development and application in Australia." International Journal of Environmental Studies 63(6): 731-749.
- Doughty, C., S. M. Benson, et. al. (2001). "Capacity Investigation of Brine-Bearing Sands for Geologic Sequestration of CO₂." NETL: 16.
- Emberley, S., I. Hutcheon, et. al. (2005). "Monitoring of fluid-rock interaction and CO₂ storage through produced fluid sampling at the Weyburn CO₂-injection enhanced oil recovery site, Saskatchewan, Canada." Elsevier: 27.
- Ennis-King, J., L. Paterson (2003). "Role of Convective Mixing in the Long-Term Storage of Carbon Dioxide in Deep Saline Formations." CSIRO Petroleum
- Flett, M. A., R. M. Gurton, et. al. (2005). "Heterogeneous saline formations: Long-term benefits for geo-sequestration of greenhouse gases." Elsevier I: 9.
- Gasda, S. E., Stefan Bachu, et. al. (2004). "Spatial characterization of the location of potentially leaky wells penetrating a deep saline aquifer in a mature sedimentary basin." Environmental Geology 46(6): 707-720.
- Holloway, S., J. M. Pearce, et. al. (2005). "A Review of Natural CO₂ Occurrences and their Relevance to CO₂ Storage." IEA Green House Gas R&D Programme: 124.
- Hovorka, S., C. Doughty, et. al. (2004). "The impact of geological heterogeneity on CO₂ storage in brine formations: a case study from the Texas Gulf Coast." Elsevier 233: 17.
- IPCC (2005). "IPCC Special Report: Carbon Dioxide Capture and Storage." IPCC: 62.
- IPCC (2006). "Final Report from the Task Force for Identifying Gaps in Monitoring and Verification of Geologic CO₂ Storage." IPCC: 26.
- Lippmann, M. J., S. M. Benson (2003). "Relevance of Underground Natural Gas Storage to Geologic Sequestration of Carbon Dioxide." Department of Energy Information Bridge: 4.
- Solomon, S. (2007). "Carbon Dioxide Storage: Geological Security and Environmental Issues - a Case Study on the Sleipner Gas field in Norway". Noruega: 128.
- Streit, J. E., R. R. Hillis (2004). "Estimating fault stability and sustainable fluid pressures for underground storage of CO₂ in porous rock." Elsevier: 12.
- Strutt, M. H., S. E. Beaubien, et. al. (2003). "Soil Gas as a Monitoring Tool of Deep Geological Sequestration of Carbon Dioxide: Preliminary Results from the Encana EOR Project in Weyburn, Saskatchewan, Canada." Proceedings of the 6th International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies I: 5.



Vavra, C. L., J. G. Kaldi (1992). "Geological Applications of Capillary Pressure: A Review (1)." American Association of Petroleum Geologists 76(6): 10.

Xu, T., J. Apps, et. al. (2003). "Reactive Geochemical Transport Simulation to Study Mineral Trapping for CO₂ Disposal in Deep Saline Arenaceous Formations." Journal of Geophysical Research 108(B2): 13.



3. CASOS DE ÉXITO EN ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO₂

La tecnología de inyección de gas al subsuelo no es nueva; tan sólo en Canadá hay cerca de 40 proyectos pequeños de inyección de gas ácido (H₂S y CO₂) en formaciones geológicas, mientras que en el mundo entero existen alrededor de 70 proyectos con fines de EOR. Sin embargo, hasta ahora son pocos los proyectos que inyectan CO₂ al subsuelo de manera considerable, por no mencionar los que cuentan con sistemas de monitoreo a largo plazo que les permita evaluar el comportamiento del gas almacenado y desarrollar conocimiento al respecto. Este conocimiento permitirá a los participantes de la industria juzgar si esta metodología puede ser una solución eficiente para mitigar las emisiones de CO₂ a la atmósfera.

Tres ejemplos de estos proyectos son Sleipner en el mar del Norte, Weyburn en Canadá e In Salah en Argelia. Debe notarse que el CO₂ inyectado en estos proyectos no proviene de la industria eléctrica, al contrario del enfoque que tiene este trabajo, para el caso de México.

Sleipner

Generalidades

Sleipner¹, un campo productor de gas ubicado en el mar del Norte, ha recibido 1 Mt de CO₂ al año desde septiembre de 1996. El proyecto fue formalizado en 1998 por un grupo de compañías de energía, instituciones de investigación y autoridades ambientales de Noruega, Dinamarca, Holanda, Francia y el Reino Unido, quienes crearon el consorcio Proyecto de Almacenamiento de CO₂ en Acuífero Salino (SACS). El objetivo del consorcio es coleccionar información científica relevante con un enfoque multidisciplinario.

La captura y compresión de CO₂ en Sleipner se lleva a cabo en la plataforma Sleipner T (Treatment). El pozo de inyección es direccional y fue perforado desde la plataforma vecina A (plataforma de concreto), como se indica en la figura 3.1.

¹ La información del proyecto Sleipner fue obtenida totalmente de: Solomon, S. (2007). Carbon Dioxide Storage: Geological Security and Environmental Issues - Case Study on the Sleipner Gas field in Norway: 128.

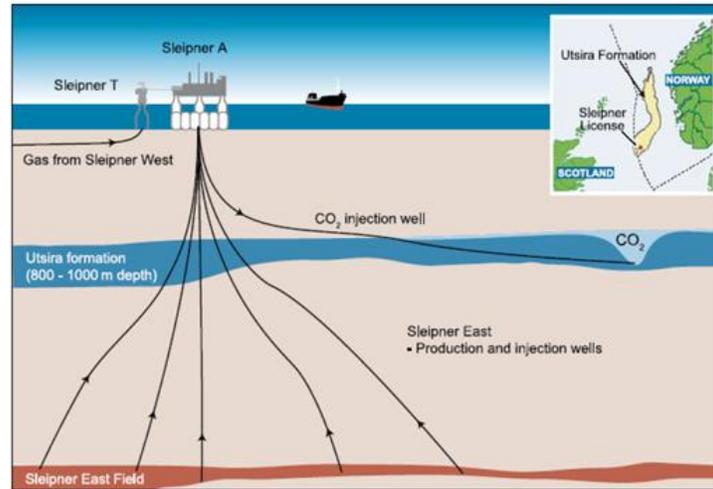


Figura 3-1.- Esquema de inyección de CO₂ en el acuífero salino Sleipner. Solomon, S. 2007.

Marco geológico

El reservorio de CO₂ de Sleipner es la Formación Utsira, que fue depositada durante el Mioceno Medio-Plioceno Temprano (20 a 14 M años, aproximadamente); su distribución se ubica en el Graben Viking entre los límites de Noruega y el Reino Unido (figura 3.2).

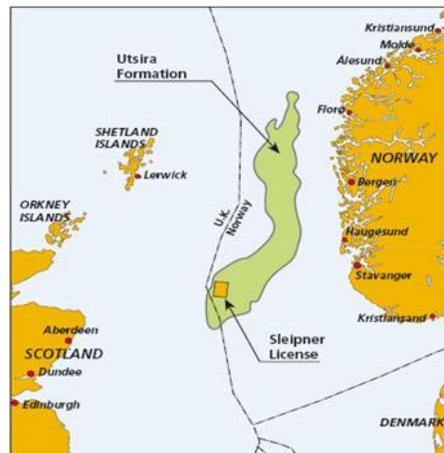


Figura 3-2.- Esquema de localización de la Fm Utsira y el proyecto Sleipner. Solomon, S. 2007.

La formación se extiende a lo largo de 400 km de norte a sur y entre 50 y 100 km de este a oeste. El área de depósito tiene aproximadamente 26100 km². La cima de la formación varía entre 550 y 1500 m de profundidad, predominantemente en el rango de 700 a 1000 m. Su espesor oscila entre 200 y 300 m, está compuesta en su mayoría por areniscas y arenas (70%) y cubierta por lutitas pliocénicas que constituyen su *caprock*. Dichas lutitas son verde-grisáceas, suaves, en ocasiones limosas y micáceas. Los sedimentos que las suprayacen son del Pleistoceno y no están consolidados sino constituidos principalmente por arenas y limos con depósitos glaciales hacia su cima. El espesor de los sedimentos sello es de entre 500 y 1500 m.



Análisis macro y microscópicos de los núcleos y ripios de la Fm Utsira indican que se trata de arenas y areniscas de grano fino con granos ocasionalmente medios y gruesos. La porosidad fue estimada al microscopio de 27 a 31% y eventualmente de hasta 42%, mientras los ensayos de laboratorio con núcleos dieron porosidades de entre 35 y 42.5%.

El acuífero constituido en la Fm Utsira es extenso y grueso, con una capa sello en su parte superior constituida casi en su totalidad por lutitas; sin embargo sus características de confinamiento son dudosas hacia sus márgenes, a la vez que se desconoce el tiempo que el CO₂ tardará en migrar hacia esa parte.

Se ha estimado que la capacidad de la Fm Utsira tiene dimensiones suficientes como para almacenar el CO₂ de las mayores industrias del norte de Europa por varios siglos: se supone un volumen en su porosidad de 918 km³ y una capacidad de almacenamiento de más de 42 Gt de CO₂, asumiendo un 3% de almacenamiento de la porosidad total.

Retomando las características que un reservorio adecuado debe reunir –mencionadas en el subcapítulo 5.2–, el éxito de Utsira se basa en las características que posee:

- Formación geológica adecuada con 800-1000 m de sedimentos entre la formación y las suprayacentes.
- Buenas relaciones con su formación sello.
- Ausencia de sistemas importantes de falla y fracturamiento.
- No se encuentra en una zona con estados de esfuerzo activos.
- No pertenece a un cinturón de plegamiento.
- Las areniscas de la Fm Utsira no han sufrido diagénesis considerables.
- Tiene porosidad y espesor adecuados.
- Es favorable para los fenómenos de retención hidrodinámica y mineralógica por el largo tiempo de residencia que se le estima.

El SACS monitorea el reservorio desde 1999 a través de sísmica 3D. Los resultados se han comparado con modelos creados originalmente para gas natural y agua. La mayor diferencia que se ha encontrado es que el CO₂ es soluble en agua mientras que el metano no lo es. En general, las experiencias logradas a la fecha por el SACS se pueden agrupar en los campos siguientes:

- Estudios microsísmicos.
- Caracterización del reservorio y el *caprock*.
- Monitoreo del proceso de inyección de CO₂.
- Simulación del reservorio.
- Caracterización geoquímica.



Los estudios de microsismicidad se basan en el cambio de presión de poro debido al movimiento del CO₂ inyectado que se suma a la presión hidrostática, la cual se estima en 0.02 MPa –suficiente para inducir fracturamiento a la formación en estratos arcillosos impermeables que bloquean el paso del gas. En Sleipner se observa de forma particularmente detallada la microsismicidad que se pudiera presentar en la cima del sello, lo cual sería evidencia de migración fuera del confinamiento.

La caracterización del reservorio y su sello se refiere a la determinación de los detalles estructurales y estratigráficos de ambos cuerpos. Para el caso de Sleipner ésta se llevó a cabo a escalas regional y local. El reservorio en lo regional (26000 km²) fue mapeado con sísmica 2D e información de pozos; para un área más restringida alrededor del sitio de inyección se utilizó 3D e información de pozos más cerrada. El conjunto de las sísmicas 2D y 3D conforman las bases para la delimitación del reservorio (figura 3.3). La información de pozos más útil resultó ser la de registros de pozos, en particular registros gama para la determinación de relaciones arena-arcilla, además de los correspondientes a resistividad. Los registros sísmicos y de densidad también han sido útiles para estimar porosidades.

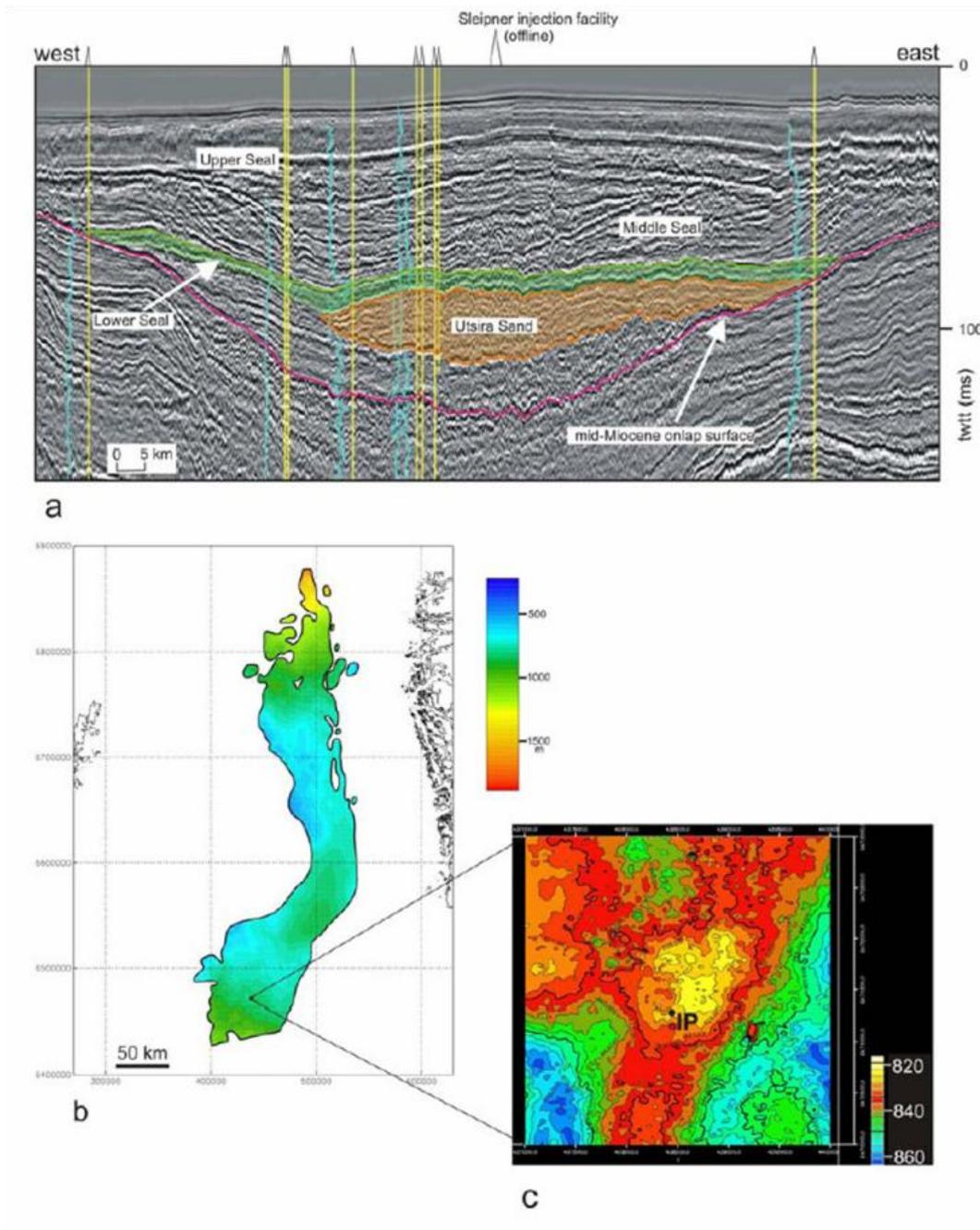


Figura 3-3.- a) Perfil sísmico de reflexión 2D transversal a la Fm Utsira, b) 2D regional de la cima de la Fm Utsira mejorado con 3D alrededor del sitio de inyección, c) 3D de detalle alrededor del sitio de inyección. Solomon, S. 2007.

Aún cuando en Sleipner no se encontraron sistemas de fallamiento importantes, su determinación es de la mayor relevancia para la caracterización de un sitio. Lo mismo puede decirse de la reconstrucción de la



morfología de la cima del reservorio, ya que ella define las principales vías de migración del CO₂, tanto en fase gaseosa como líquida (en ambos casos es crucial la flotabilidad).

Dado el papel que juegan la porosidad y la permeabilidad, se llevaron a cabo pruebas de difracción de rayos X (XRD) de material extraído de núcleos y ripios de la perforación. Esto es particularmente relevante para la estimación de la capacidad de almacenamiento del cuerpo.

La intercalación de lentes arcillosos de la Fm Utsira provoca migración lateral de CO₂ que ayuda a la diseminación y, a largo plazo, provocará una disolución más eficiente (mientras el emplazamiento final del fluido inyectado no se concentre en las cercanías del punto de inyección y a la larga mejora la capacidad de almacenamiento del reservorio). No obstante, la información sísmica no fue capaz de ubicar a profundidad dichos horizontes arcillosos, los cuales solamente pudieron ser identificados mediante perforación. La tabla 3.1 cita las principales propiedades de las arenas de la Fm Utsira provenientes de núcleos y ripios. Los porcentajes minerales se obtuvieron mediante análisis XRD.

Grain size	Porosity	Permeability	Sand/shale ratio	% Mineral					
				Quartz	Calcite	K-feldspar	Albite	Aragonite	Mica and others
Fine (medium)	35-40 % (27-42%)	1-3 Darcy	0.7-1.0 (0.5-1.0)	75	3	13	3	3	3

Tabla 3-1.- Caracterización de la arena de la Fm Utsira. Solomon, S. 2007.

Otro aspecto digno de mencionarse en la caracterización de un reservorio es el flujo natural del fluido autóctono que se puede establecer mediante mediciones de presión en diferentes puntos y la posterior medición del gradiente que se determine. En Sleipner se midieron flujos naturales de 0.3 a 1 m/año. Este flujo del reservorio es importante por la influencia que ejerce sobre la migración del CO₂.

Por otro lado, es importante conocer la extensión, naturaleza y capacidad de sellado de la capa sello. Es, probablemente, el elemento más puramente geológico que tiene que ver con la garantía de seguridad del repositorio a lo largo del tiempo. Las técnicas para analizarla son la sísmica de 2D y 3D, y núcleos y ripios de perforación, que a su vez son examinados en laboratorio petrográficamente y con XRD. En la tabla 3.2 pueden apreciarse las propiedades generales del *caprock* de Utsira como resultado del análisis de ripios.



sand (>63 μm)	silt (2 - 63 μm)	clay (<2 μm)	% mineral													CEC meq/100g	TOC (%)
			quartz	k-spar	alb	calc	mica	kaol	smect	chlor	pyr	gyp	hal	sylv	bar		
0 - 5%	40 - 60%	45 - 55%	30	5	2	3	30	14	3	1	1	1	2	1	5	6.0 - 20.2	0.68 - 1.28

Tabla 3-2.- Propiedades de la capa sello de la Fm Utsira. Solomon, S. 2007.

El sello de Sleipner es de aproximadamente 700 m de espesor pero su estratigrafía es compleja. Comprende tres unidades: la superior (figura 3.4 letra “a”) corresponde a limos y lodos cuaternarios que suprayace una secuencia limosa del Plioceno; la inferior está constituida principalmente de lodos calcáreos limosos restringidos a la cuenca; además es probable que una unidad arenosa (llamada *sand wedge* por SACS), localizada por sísmica en la parte inferior del *caprock*, constituya una vía de migración. Este cuerpo se manifiesta como una divergencia ligera del echado con respecto a la cima de la formación que resulta en un cambio de rumbo de aproximadamente 90 grados. Sin embargo, se considera que en Sleipner hay cierre suficiente para 20 Mt de CO₂ en una extensión de hasta 12 km del punto de inyección.

La imagen “a” en la figura 3.4 denota la distribución de $3 \times 10^7 \text{ m}^3$ (aproximadamente 20 Mt) de CO₂ asumiendo una migración por debajo de la cima de la Fm Utsira. Por su parte la parte inferior, letra “b”, representa la distribución de $7.4 \times 10^6 \text{ m}^3$ (aproximadamente 5 Mt) de CO₂ asumiendo migración por debajo del *sand wedge*. Nótese que más de 5 Mt de CO₂ podrían migrar fuera del área cubierta por la sísmica 3D según la figura 3.4.

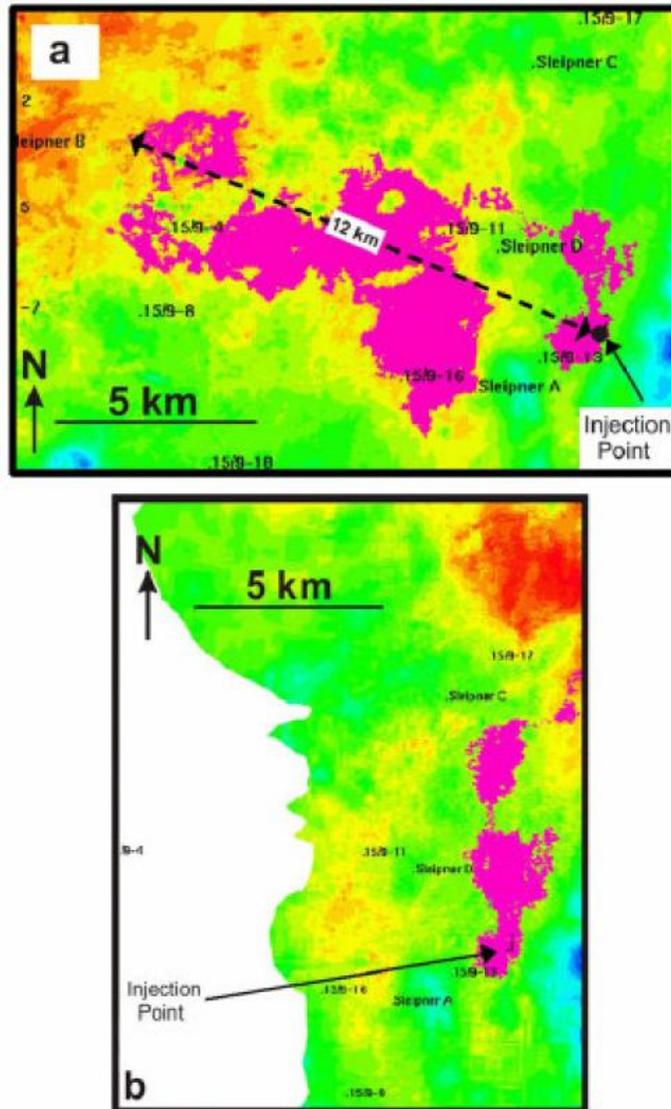


Figura 3-4.- Patrones de migración (color púrpura) desde el punto de inyección. Solomon, S. 2007.

Uno de los mayores éxitos de SACS ha sido la resolución alcanzada por los métodos convencionales de tiempos de arribo y ondas P de sísmica de reflexión: estos han servido para localizar estratos con acumulaciones de CO₂ de hasta un mínimo de 1 m de espesor. Esto se debe principalmente a la amplitud de los tiempos de arribo del bióxido de carbono.

En la figura 3.5 se puede apreciar la evolución del área de inyección de 1994 a 2001. Es notable también la chimenea formada por el CO₂ por una parte de la formación hasta alcanzar el *sand wedge*.

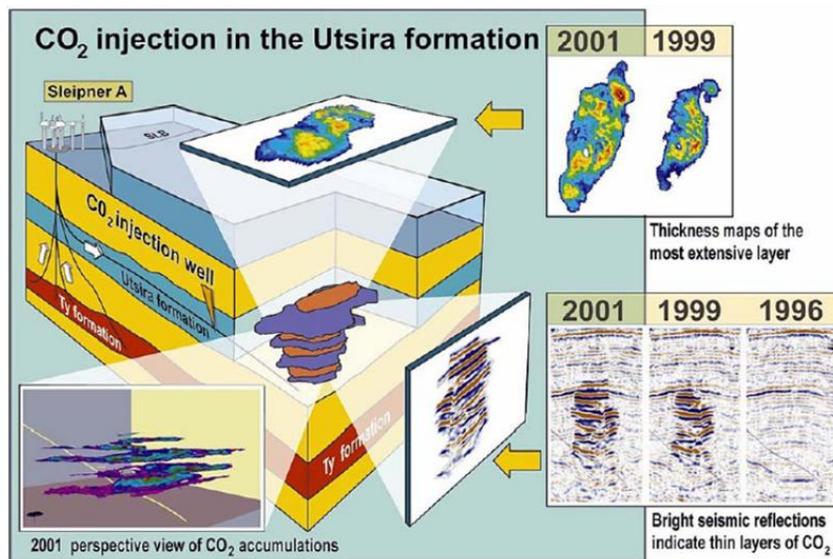
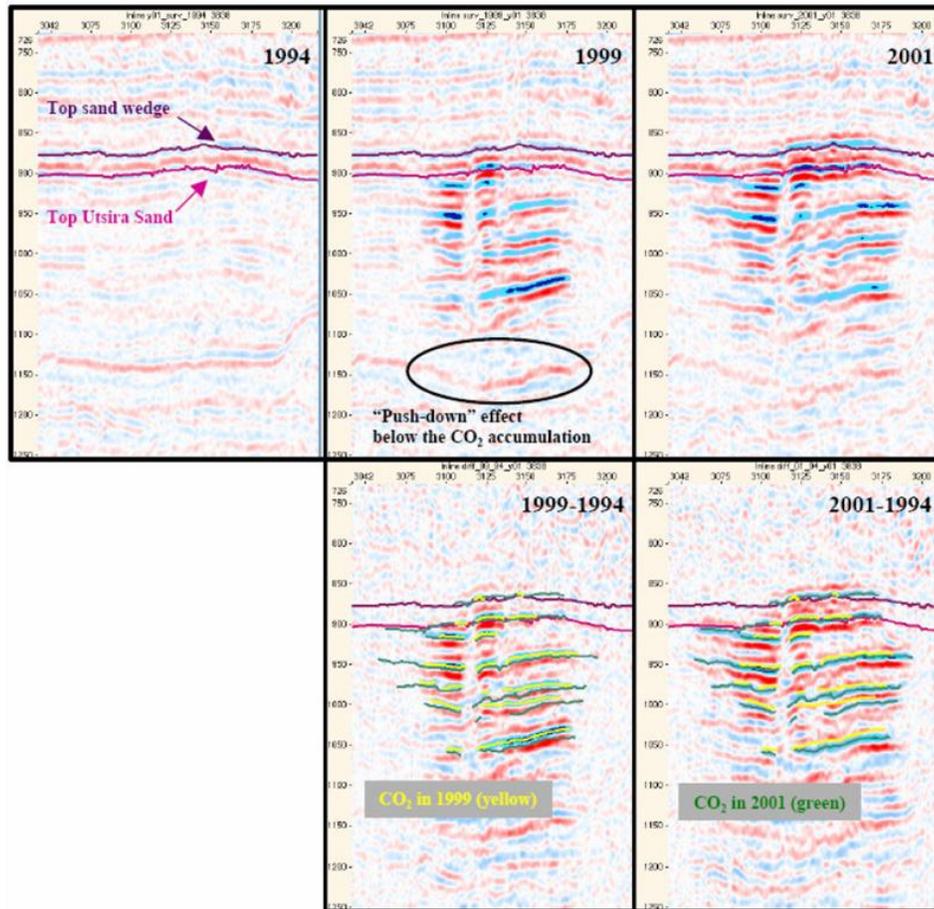


Figura 3-5.- Evolución de la inyección en Sleipner de 1994 a 2001. Solomon, S. 2007.



La simulación previa del comportamiento del reservorio es fundamental para permitir que el proyecto llegue, por lo menos, a su etapa de demostración. Lo elemental es poder predecir lo mejor posible el levantamiento de presiones por inyección, la migración lateral y la disolución potencial en el agua de la formación. Una vez que se han supuesto estos fenómenos tiene lugar la calibración. En el proyecto SACS se efectuaron dos simulaciones: la primera abarcó la modelación de un área de 7 km² de extensión y calibraciones a tres y cinco años desde el inicio de la inyección; la segunda incluyó un área de 128 km² e intenta predecir el comportamiento del reservorio en periodos de miles de años bajo la suposición de que no habrá migración más allá de la capa sello.

En la realidad el modelo de SACS debió ajustarse con barrenos que pasaron el punto de inyección hasta tres km de distancia, debido a que el pozo de inyección del sitio es horizontal (figura 3.1), y por lo tanto no pudo aportar la información estratigráfica de todo el reservorio. Aun así, la formación almacén pudo tipificarse como una secuencia de areniscas permeables de más de 200 m de espesor interestratificada con estratos discontinuos de lutitas.

La discontinuidad de los estratos de arcilla y la combinación de la arenisca formacional causan que el CO₂ migre a través de chimeneas, lo que se ha evidenciado mediante diferentes estudios sísmicos.

La temperatura y la presión son parámetros que deben conocerse bien en un reservorio. En el caso de las areniscas de Utsira se estima que la temperatura varía, de la cima de la formación (a 800 m de profundidad por debajo del nivel medio del mar) hasta el punto de inyección (a 1040 m), entre 29 y 37°C. A esta última profundidad la densidad del CO₂ es cercana a 700 kg/m³.

Estudios sísmicos arrojan una imagen clara del CO₂ libre, ya sea en su fase gaseosa o líquida, por medio del contraste de velocidades entre éste y el agua salada. Sin embargo, si el CO₂ se encuentra disuelto en salmuera no es posible distinguirlo por su similitud con la salmuera saturada y no saturada. La solubilidad del CO₂ en la salmuera de la arena Utsira es de aproximadamente 53 kg/m³, por lo que la contribución de secuestro de carbono de esta formación durante su vida prevista (25 años) sería equivalente al del CO₂ disuelto en un cilindro de 1300 m de radio y 200 m de alto.

Uno de los principales objetivos de la simulación del comportamiento de la Fm Utsira es predecir el comportamiento a largo plazo del CO₂ inyectado (en un área de 128 km² en un periodo de miles de años). El modelo utilizado demandó una malla de poco menos de un millón de celdas y supuso que las arcillas de la capa sello no permiten el paso por capilaridad –pero sí la difusión molecular hacia estratos suprayacentes. La difusión molecular es controlada por gradientes de concentración. Los resultados mostraron que la mayor parte del CO₂ se acumula en una burbuja bajo el *caprock* unos años después de terminada la inyección y que se esparce lateralmente en la cima de la formación salina controlada por la topografía de la capa sello. El agua salada acumulada en la cima de la columna es más rica en CO₂ y, por lo tanto, más densa que la existente en estratos inferiores, lo que provoca inestabilidad. Ésta se trata de compensar mediante corrientes de convección, lo que a su vez mejora la disolución del CO₂. Se ha estimado que la disolución (burbuja) alcanzará su tamaño máximo en 300 años. Después de este tiempo se supone



que se hundirá gradualmente y desaparecerá en menos de 4000 años. A este proceso se le denomina trampa por solubilidad (ver subcapítulo V.2). El beneficio primario del entrapamiento por solubilidad es que una vez que el CO₂ se ha disuelto ya no existe más en fase separada, eliminándose el efecto de flotación que lo hace migrar hacia niveles superiores. Después ocurre una reacción para formar especies iónicas conforme las rocas se van disolviendo, acompañada por un incremento de pH.

Con respecto a la difusión molecular del CO₂ a través de agua saturada es importante mencionar que potencialmente representa una forma de escape hacia la atmósfera a través de las lutitas suprayacentes al reservorio. Puesto que esto tomaría cientos de miles de años, se ha despreciado en la simulación.

La caracterización geoquímica de la inyección es esencial para entender la composición química y mineralógica del reservorio y su sello, así como para predecir su reactividad con el CO₂. SACS consideró el análisis de agua de la formación –la cual tomó del campo Oseberg a unos 200 km al norte de Sleipner– y 7 m de núcleos de arenisca Utsira en el campo Sleipner. Desafortunadamente el núcleo estuvo contaminado por aceite de perforación y no fue posible obtener agua representativa de la formación, además de que en el ámbito del proyecto no se logró obtener agua de sus poros. En general, la obtención de muestras de agua es una tarea pendiente que deberá cubrirse adecuadamente en el futuro, al igual que algunas muestras del cemento utilizado en la construcción del pozo de inyección.

Uno de los experimentos llevados a cabo en fluidos de areniscas de Utsira reveló la disolución de minerales primarios. Se encontraron rápidos incrementos de minerales del grupo II de metales (Ca, Sr y Fe), al igual que ligeros incrementos de sílice, lo cual demuestra que, si bien la disolución de las rocas encajonantes tal vez sea un proceso lento, es real. No obstante, habrá que tomar en cuenta que las pruebas fueron realizadas en condiciones de laboratorio (hasta de dos años de duración y a temperaturas de 70°C). En general se halló que la mayor parte de la reacción tiene lugar en fases de carbonato de las conchas que componen las areniscas; sin embargo esta fracción es menor ya que constituye sólo 3% del total de material sólido de la formación.

Weyburn

Generalidades

Weyburn² es en la actualidad el mayor almacén de CO₂ continental en el mundo. Sobrepasa los 12 Mt de CO₂ almacenados a la fecha (cifras a 2008³). El proyecto combina un esquema de EOR en los campos de Weyburn y Midale, al sureste de Saskatchewan, Canadá, los cuales son propiedad de EnCana (Calgary) y

² White D. J., G. Burrowes, et. al. (2004). "Greenhouse gas sequestration in abandoned oil reservoirs: the International Energy Agency Weyburn pilot project." *GSA Today* 11(7): 4-10.

³ Preston C., S. Whittaker, et. al. (2009). "IEA GHG Weyburn-Midale CO₂ monitoring and storage project - moving forward with the final phase." *Energy Procedia* 1(2009): 1743-1750.

Apache Corporation (Houston), respectivamente⁴. Weyburn y Midale (W&M) son dos de los campos productores de hidrocarburos más estudiados en el mundo gracias al uso de la tecnología de perforación horizontal dirigida. La figura 3.6 muestra la localización de ambos.

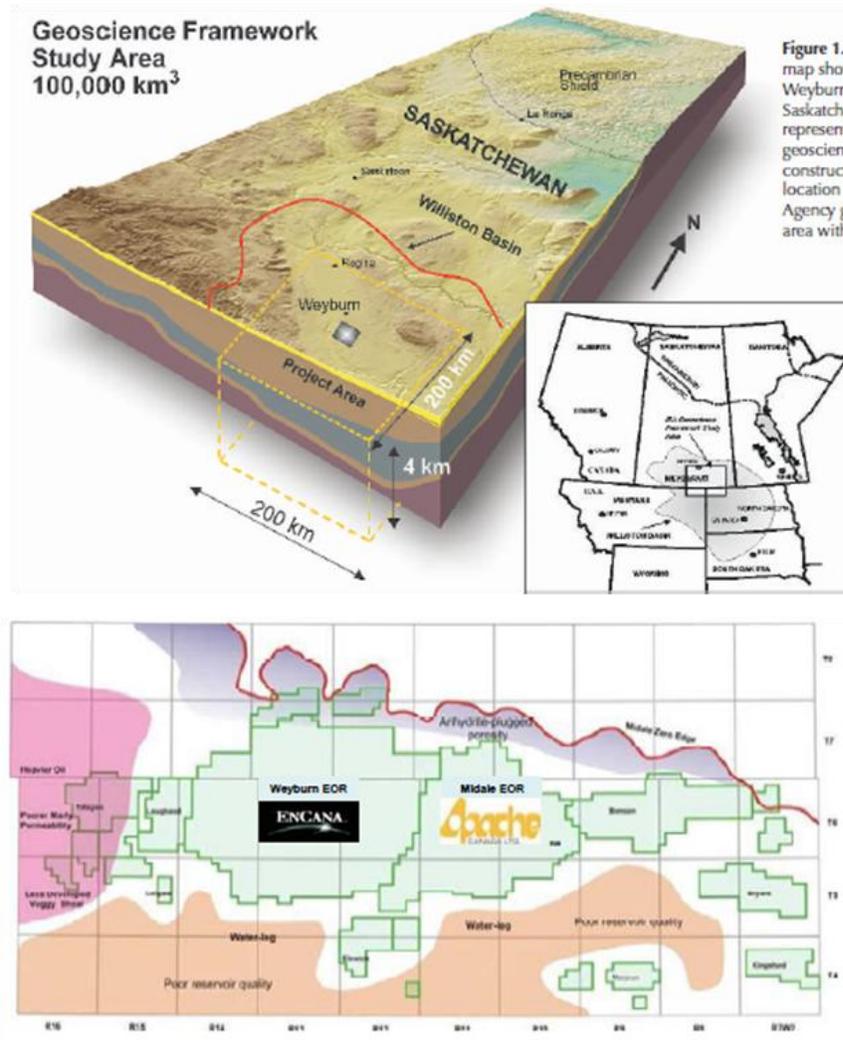


Figura 3-6.- Localización de los campos Weyburn y Midale. Preston et. al. 2009.

La tabla 3.3 muestra los datos más importantes de W&M en cuanto a extensión, estimaciones de petróleo originalmente cuantificado y recuperado y la capacidad de CO₂ por almacenar. Es de notarse que las reservas originalmente medidas para ambos campos eran de casi 2 mil millones de barriles: antes del inicio de las operaciones de EOR se habían recuperado 524 millones en ambos mientras que las estimaciones de

⁴ Preston et. al., Op. Cit., 2009



recuperación vía EOR se proyectan en más de 220 millones de barriles –además del almacenamiento de 34 millones de toneladas netas de CO₂.

	Weyburn (EnCana)	Midale (Apache)
Field Size	70 square miles	40 square miles
Original oil in place	1.4 billion barrels	515 million barrels
Oil recovery (pre-CO₂-EOR)	370 millions barrels	154 million barrels
Projected CO₂ IOR (2000-2035)	155 million barrels	67 million barrels
Projected CO₂ stored	30+ million tonnes* (gross) 26+ million tonnes (net)	10+ million tonnes* (gross) 8.5+ million tonnes (net)

Tabla 3-3.- Datos relevantes de los campos Weyburn y Midale. Monea, 2002⁵.

cta en W&M proviene del centro de Dakota del Norte (Beulah), de la planta de gas de síntesis de las Grandes Planicies (Dakota Gasification Company). Esta planta produce 54 millones de pies cúbicos de gas natural al año a partir de 6 Mt de lignito, donde el CO₂ es un subproducto con un volumen de 155 millones de pies cúbicos. El CO₂ tiene una pureza de 95% y menos de 2% de contenido de H₂S. Se transporta a través de un ducto de 320 km de longitud: 6400 t/día se dirigen a Weyburn y 1400 a Midale. La ubicación del origen del CO₂ y el ducto por el que se transporta se ilustran en la figura 3.7.

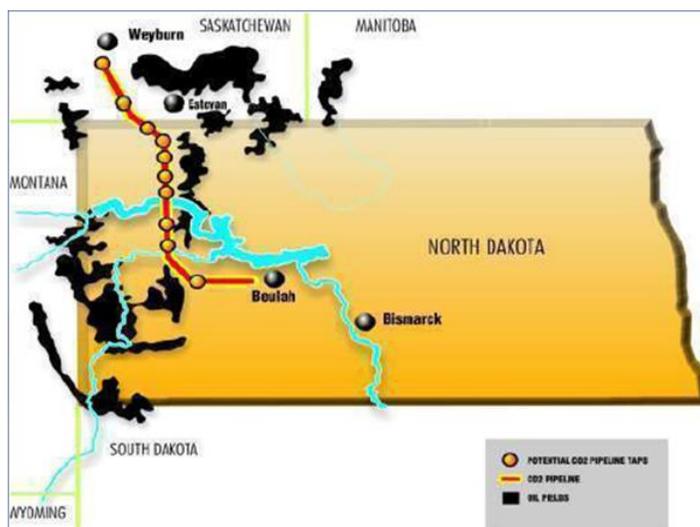


Figura 3-7.- Localización del origen del CO₂ de Weyburn y Midale. Monea, 2002.

⁵ Monea, M. (2002). CO₂ Enhanced Oil Recovery and Storage, the Weyburn Story. Industrial and Governmental perspectives.



En W&M el CO₂ se inyecta en estado gaseoso, lo que ayuda a la disolución del petróleo, reduce su viscosidad y lo hace fluir hacia los pozos productores. Una fracción de ese CO₂ llega a surgir a la superficie donde se separa de nuevo y se reinyecta al reservorio.

En las figuras 3.8 y 3.9 se puede apreciar la evolución de la producción en ambos campos. En cuanto al método de estimulación utilizado en la explotación destaca el aporte del CO₂ inyectado desde 2000 en Weyburn y desde 2005 en Midale.

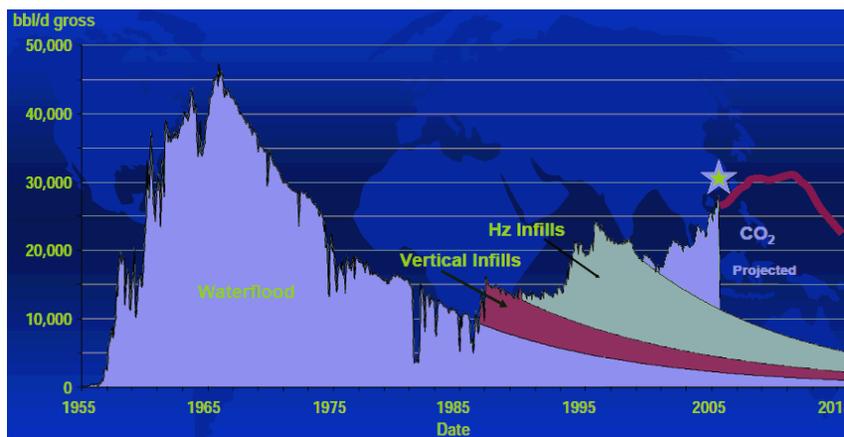


Figura 3-8.- Evolución de la producción en Weyburn. Monea, 2002.

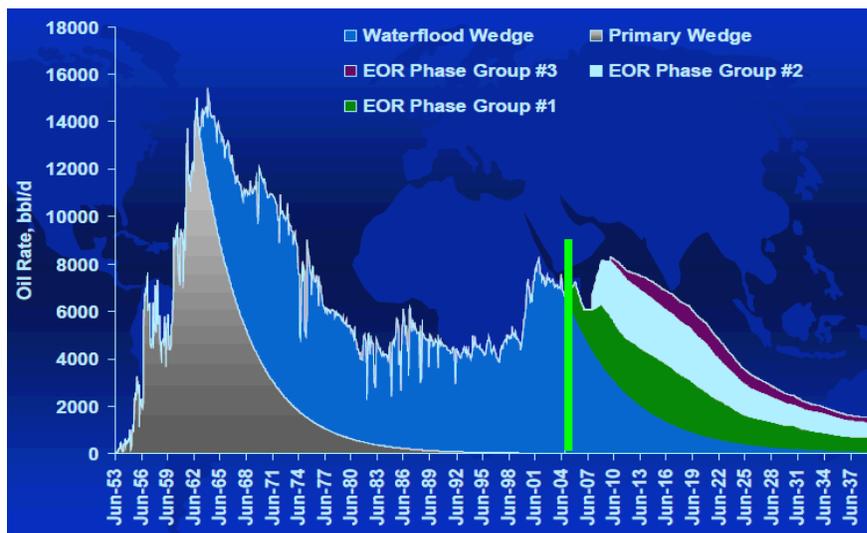


Figura 3-9.- Evolución de la producción en Midale. Monea, 2002.



Como puede verse en las figuras anteriores ambos campos han tenido reducciones en su producción, las cuales se han recuperado parcialmente mediante inyección de agua y CO₂ (Weyburn estuvo a punto de ser abandonado en los años noventa). EnCana prevé ahora mantener Weyburn en operación hasta 2025, gracias a la inyección de CO₂⁶.

W&M han constituido virtualmente un gran laboratorio de campo (denominado *IEA Greenhouse Gas R&D Programme: Weyburn CO₂ Monitoring and Storage Project*) desde 1999. Ahora se encuentra en una segunda fase cuyos objetivos son las evaluaciones económica y de seguridad a largo plazo del CO₂ en formaciones geológicas. El proyecto es coordinado por el Petroleum Technology Research Centre en Regina, Saskatchewan. Los organismos participantes se detallan en la tabla 3.4.

Who Is Participating in the IEA Weyburn CO ₂ Sequestration Assessment? ⁶	
Industry Partners EnCana Resources SaskPower Nexen Canada Ltd. Dakota Gasification Company BP TransAlta Utilities ENAA Japan TotalFina Elf Chevron Texaco	Government Partners IEA, Greenhouse Gas R&D Programme U.S. Department of Energy Natural Resources Canada Saskatchewan Industry & Resources Alberta Energy Research Institute European Community

Tabla 3-4.- Organismos participantes en el IEA Weyburn CO₂ Sequestration Assessment. Steadman, 2008.

Los resultados obtenidos hasta ahora han demostrado la importancia del adecuado funcionamiento del *caprock* del reservorio y la estabilidad geológica del sitio –caracterizada principalmente por la escasa presencia de fallas, fracturas y la ausencia de sismos de importancia. Sin embargo, las casi 34 millones de toneladas de CO₂ que se espera almacenar en el subsuelo representan apenas el 0.5% de las emisiones provenientes de combustibles fósiles de EUA y Canadá⁷.

Marco geológico

Willington, la cuenca que alberga los campos petroleros en cuestión, fue descubierta en 1954. Su extensión puede apreciarse en la figura 3.8. W&M residen en un cuerpo delgado de aproximadamente 30 m de espesor de rocas carbonatadas fracturadas del Misisípico –llamado formación Charles– que se depositaron

⁶ Steadman, E. N. y J. Harju (2008). "The Weyburn Oil Field - a Model for Value-Added Direct CO₂ Sequestration." 2.

⁷ Steadman. Op. Cit. 2008

en una plataforma somera. El reservorio se compone de dos miembros: el superior es una dolomía margosa de 0 a 10 m de espesor y el inferior es caliza Vuggy de 0 a 20 m de espesor, sellados por una dolomía anhidrítica y anhidritas de la Formación Evaporitas Midale. El miembro superior contiene estratos delgados de una caliza de fragmentos biógenos. Por su parte, la unidad inferior es una secuencia de orilla de costa con porosidad secundaria debida a un fracturamiento importante. La unidad margosa tiene una porosidad de 16 a 38% y una permeabilidad baja, de 1 a 50 mD, mientras que la Unidad Vuggy tiene una porosidad relativamente baja de 8 a 20% y una permeabilidad mayor, de entre 10 y 300 mD; la mayor permeabilidad de esta última resulta en una mejor recuperación de petróleo⁸. La disposición de las formaciones y unidades mencionadas se representa en la figura 3.10.

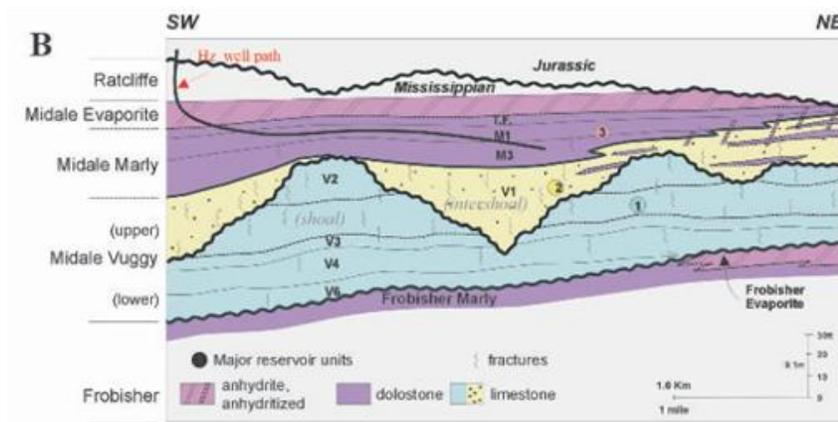


Figura 3-10.- Formaciones geológicas que intervienen en Weyburn y Midale. White, D.J. et. al., 2004.

El sistema de fracturamiento dominante en la zona es de rumbo NE-SW. Su orientación es aproximadamente paralela a la trayectoria de estrés dominante en la región y también corre paralela a los pozos horizontales direccionales perforados; el estado de esfuerzos horizontal se estima entre 18 y 22 MPa. El estado de esfuerzos vertical a nivel reservorio se debe a carga litostática y se estima en 34 MPa, determinado mediante densidad en núcleos de perforaciones.

Flujo de CO₂

El esquema de EOR comenzó en el año 2000 con un ritmo de inyección de 2.69 millones de m³/día de CO₂ (equivalente a 5000 t/día). En la actualidad se inyectan 3.39 millones de m³/día, de los cuales 0.71 millones

⁸ White, D.J. et. al., Op. Cit., 2004.



son reciclados de la producción de crudo. De esta forma, el esquema EOR contribuye con 5000 barriles diarios de la producción total de 20560 barriles diarios en el complejo Weyburn.

El reservorio está a 1450 m de profundidad y tiene una temperatura media de 63°C. Le fue estimada una presión de poro de 14 MPa al momento en que los campos fueron descubiertos, la cual ha variado entre 8 y 19 MPa durante el periodo de explotación con inyección de agua. Las mediciones actuales son del orden de 12.5 a 18 MPa con un promedio de 15 MPa, las cuales exceden los puntos críticos de presión y temperatura (7.4 MPa y 31°C) para el CO₂, por lo que éste reside en régimen supercrítico en el almacenamiento. Se estima que el CO₂ inyectado provoque una disolución menor de los minerales carbonatados hasta que el CO₂ no se disuelva en agua –al menos parcialmente– formando bicarbonatos, y que gracias a ello se equilibre (entrampado o retención iónica). La presencia de cantidades menores de silicatos en el reservorio puede mejorar la capacidad de secuestro de CO₂ dado que el entrampamiento mineral se efectúa entre los silicatos y el bióxido de carbono, precipitando carbonatos (ver capítulo V.2).

En la figura 3.10 se aprecia que el CO₂ se inyecta en el reservorio Midale mientras que la Evaporita Midale forma la primera barrera física del gas. Sin embargo, los lechos del reservorio Midale se truncan hacia el noreste con lechos rojos de la Formación Watrous, la cual constituye un segundo cierre físico. Por encima de la Fm Watrous existen varios acuíferos alternados entre gruesos acuitardos, los cuales constituyen un sistema hidroestratigráfico de flujos y barreras. Este complejo sistema hidrogeológico se presenta en la figura 3.11, ilustrando sus principales unidades estratigráficas desde el Precámbrico hasta el Reciente.

Monitoreo

Actualmente se desarrolla una metodología para monitorear a largo plazo el comportamiento del depósito, basada en microsismicidad, con la que se espera evaluar la respuesta de la inyección de CO₂. Se prevé que este procedimiento geofísico genere información sobre la localización, magnitud, fuente de los mecanismos sísmicos y su origen geológico, a fin de compararlos con la bitácora de inyectado y la variabilidad de la producción de petróleo. Así, es de esperarse que la sismicidad local pueda ser anticipada asociándola con la deformación del macizo rocoso (apertura de fracturas), la disolución de los yacimientos salinos subyacentes y la sismicidad asociada al régimen de esfuerzos regional.

Por otra parte, con respecto al monitoreo a corto plazo, hasta la fecha la microsismicidad no ha sido eficaz en comparación con otros proyectos similares. Por ahora se han instrumentado geófonos de pozo cementados 200 m arriba del reservorio (desde 2003); se estima que ambos métodos finalmente generen información que sirva para evaluar el comportamiento actualizado del depósito.

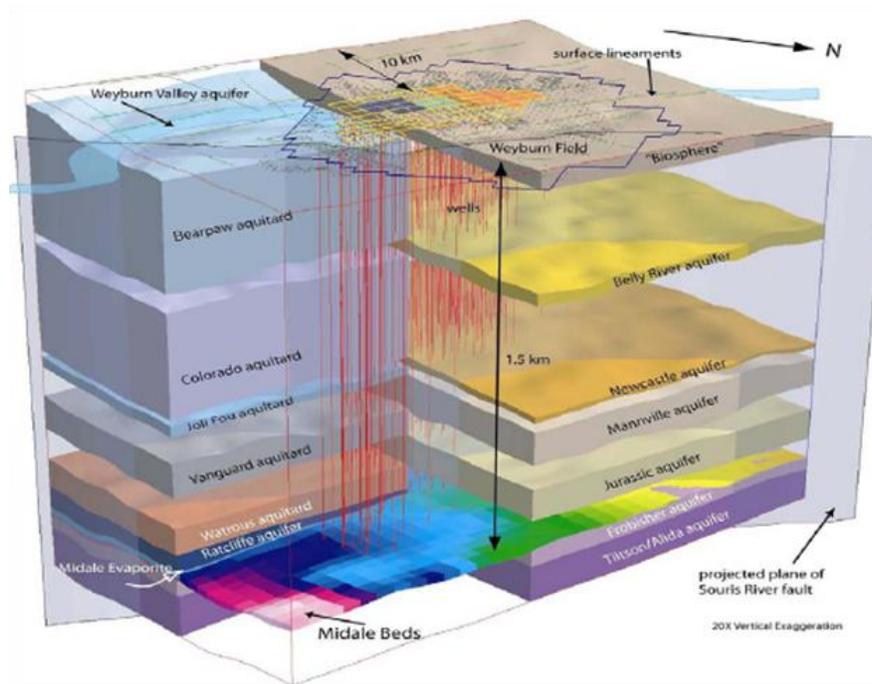


Figura 3-11.- Estructura geohidrológica y límites del reservorio Weyburn. Monea 2002.

In Salah

Generalidades

El proyecto In Salah⁹ contempla un desarrollo, en fases, de ocho campos de gas en la región sahariana central de Argelia, sita en la cuenca de Ahnet-Timinoun. La fase inicial considera la explotación de tres campos al norte de la zona: Krechba, Taguentour y Reg. Su localización puede apreciarse en la figura 3.12.

⁹ Iding, M. y P. Ringrose (2009). "Evaluating the impact of fractures on the long-term performance of the In Salah CO₂ storage site." *Energy Procedia* 1(2009): 2021-2028.



Figura 3-12.- Localización del proyecto In Salah. Keddam, 2003¹⁰.

El proyecto In Salah entró en operación en 2004; desde entonces ha capturado 2.5 Mt de CO₂. Tiene su reservorio en el sitio Krechba y actualmente se le considera el depósito de CO₂ continental en acuífero salino más grande (sin considerar EOR), además de ser el primero que se lleva a cabo en un campo de gas en producción. El CO₂ de Krechba proviene de tres campos de gas del que es removido y reinyectado en un acuífero salino de edad carbonífera. El depósito está a 1880 m de profundidad, a 175 bar de presión y 93°C de temperatura. La figura 3.13 muestra una sección del campo Krechba e ilustra la disposición de los cinco pozos productores y los tres de inyección.

¹⁰ Keddam, M., M. Morris, et. al. (2003). Carbon Dioxide Storage: The In Salah Gas Project in Central Algeria: 3.

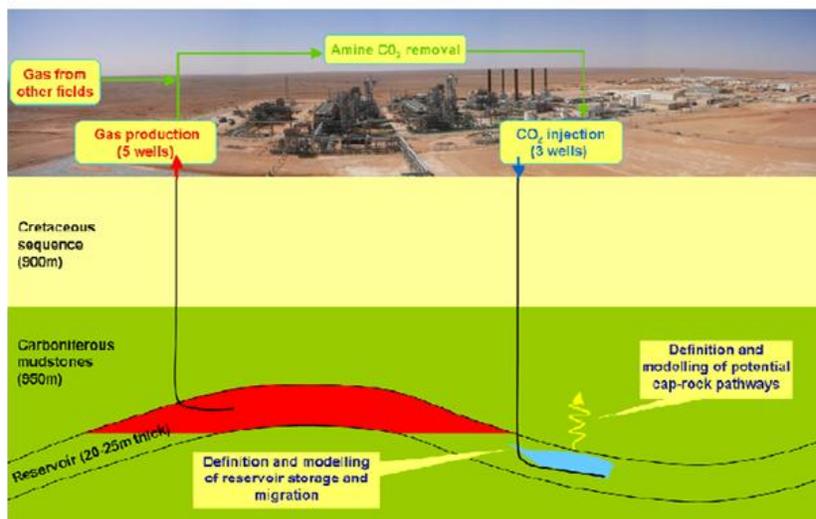


Figura 3-13.- Sección esquemática de In Salah y sus aspectos más importantes. Iding et. al., 2009.

El campo es operado por tres compañías petroleras, Sonatrach (33%), BP (35%) y Statoil (32%)¹¹. Produce nueve millones de pies cúbicos de gas natural al año a partir de arenas carboníferas y devónicas. En el centro del proceso en Krechba el contenido de CO₂ se reduce de entre 5 y 10% a 0.3% (que corresponde al límite de contenido de CO₂ para poder exportar gas natural). Esto permite reducir 60% la huella ecológica del proyecto¹².

El CO₂ es comprimido a 175 bar y posteriormente reinyectado a la Fm Tournaisian (de edad carbonífera) a través de tres pozos horizontales, a la vez que el mismo campo es drenado por cinco pozos productores de gas ubicados en la misma formación pero por encima del campo receptor¹³. El proyecto contempla inyectar aproximadamente 1 Mt de CO₂ anualmente hasta lograr un total de entre 14 a 17 Mt. La figura 3.14 muestra los perfiles de producción de gas y el del almacenamiento de CO₂ esperado.

¹¹ Riddiford, F., I. Wright, et al. (2005). "Monitoring geological storage: the In Salah gas CO₂ storage project." 6.

¹² Riddiford. et. al. Op. Cit., 2005.

¹³ StatoilHydro (2008). "In Salah CCS": http://www.statoilhydro.com/AnnualReport2008/en/Sustainability/Climate/Pages/5-3-2-5_InSalahCCS.aspx.

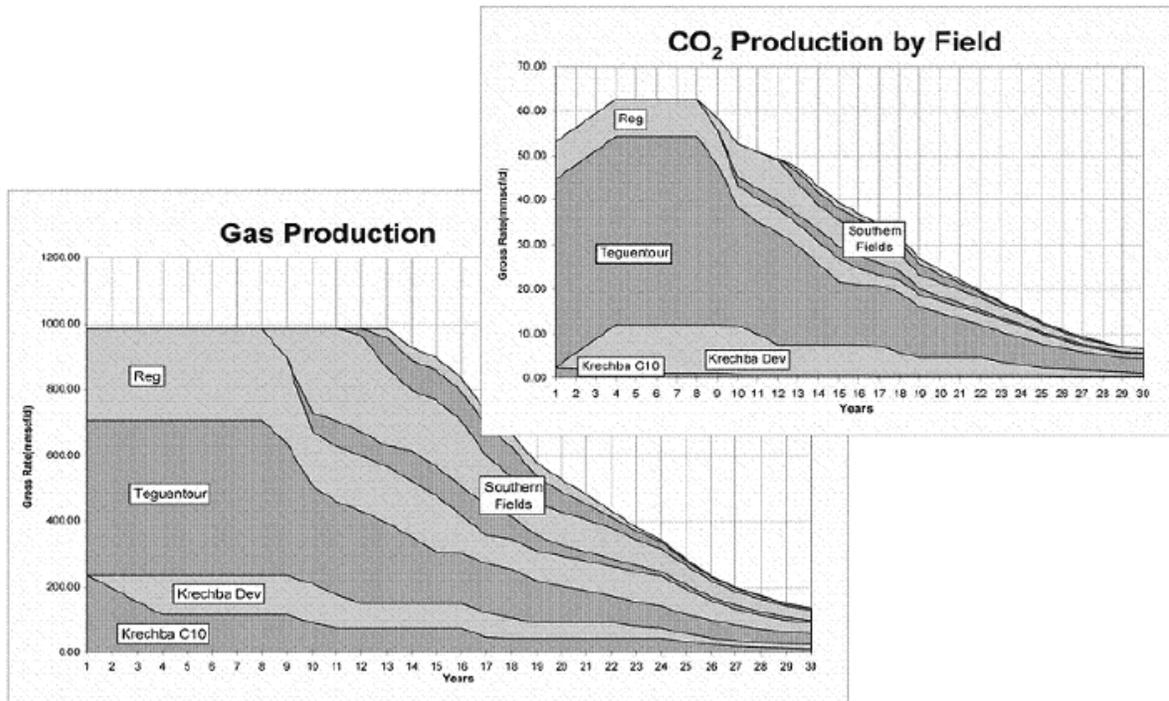


Figura 3-14.- Perfiles de producción y almacenamiento del campo Krechba. Riddiford et. al., 2005.

Marco geológico

El sello de Krechba está conformado por 900 m de la Formación Lutita Viscean; el campo fue descrito originalmente como un anticlinal con una expresión topográfica muy discreta, sin fallas significantes. Durante la etapa de perforación horizontal, en 2002, se descubrieron fracturas y fallas. Algunos pozos encontraron fracturas conductivas incluso en el *caprock* de la Lutita Viscean. Actualmente se reconoce la existencia de un sistema de fallas de transcurrencia donde el estado mayor de esfuerzos horizontal corre de NW-SE y es superior al estado de esfuerzos vertical. El análisis de esfuerzos indicó que el potencial de presión en la zona de cizalla en el sistema es de cerca de 2.1 MPa. Las fallas más importantes se observan en la figura 3.15.

Posteriormente se utilizaron diferentes herramientas para comprobar la existencia de sistemas de fractura y fallas –como la pérdida de lodo de perforación. En el pozo KB520 incluso se llegó a estimar que la apertura en fracturas era de 1 mm, mientras que en pérdidas menores de lodo se reconoció que las grietas podrían ser del orden de 0.5 mm, ambos casos en la Fm Viscean (sello) y en la Fm Tournaisian (reservorio). Por otra parte, en el pozo KB14 se encontraron pérdidas mayores de lodo; los registros indicaron que el espesor de las fracturas que lo propiciaban también eran del orden de 0.5 a 1 mm. Un resumen de la información relacionada a fracturamiento y sus principales parámetros se presenta en la figura 3.16.

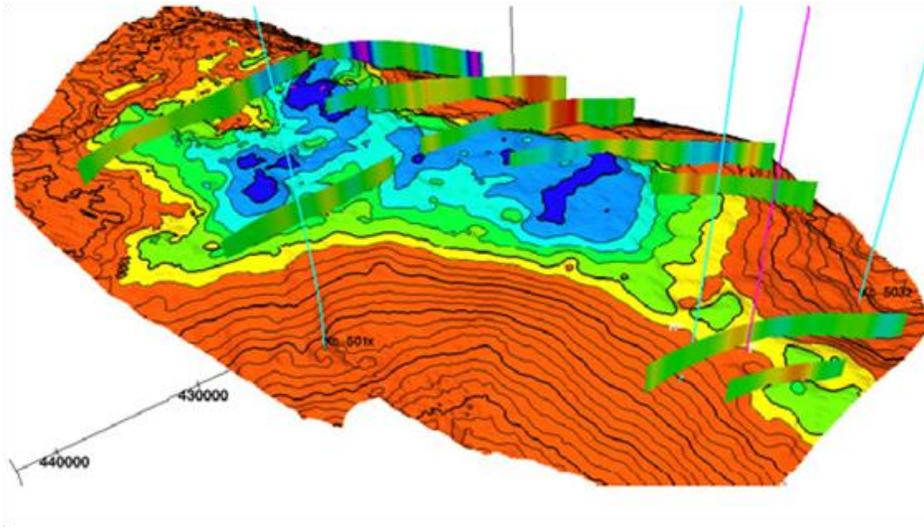


Figura 3-15.- Contorno de la cima del yacimiento Krechba indicando fallas principales. Iding et. al. 2009.

Se han identificado sistemas de fracturamiento (tanto naturales como inducidos) por la explotación del campo de gas, lo cual constituye el factor más importante al evaluar la seguridad del reservorio. Dado que la permeabilidad está claramente controlada por fallas y fracturas es imperativo entonces conocer la distribución espacial de éstas; su orientación, conductividad y contribución general a la permeabilidad efectiva. Las fuentes principales de información que contribuyeron a llegar a estas conclusiones fueron afloramientos, datos sísmicos, registros de pozo e información sobre microfracturamiento obtenido a partir de núcleos. A las fracturas se les ha estimado baja capacidad de almacenamiento pero altos valores de permeabilidad, comparadas con la matriz de rocas circundante.

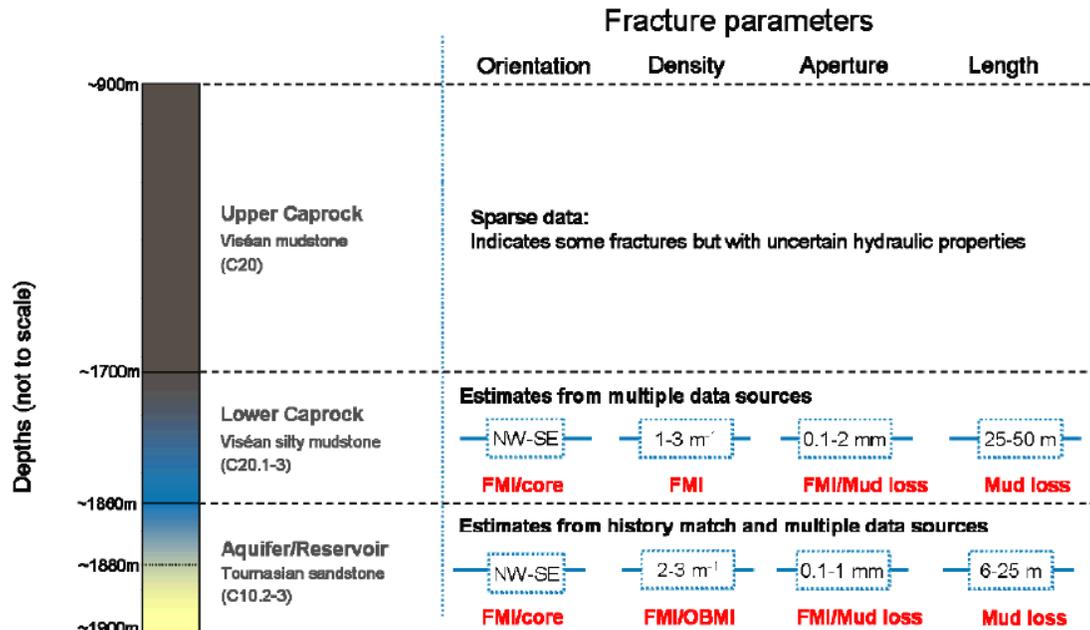


Figura 3-16.- Parámetros del almacén y sus sellos (900 a 1900 m) inferidos de diferentes fuentes de información. Iding, et. al., 2009.

Monitoreo

Aunque la presencia del gas que se explota del mismo reservorio ha permitido el almacenamiento durante al menos 200 millones de años, In Salah constituye una prueba fehaciente de la capacidad de almacenar gas en forma segura, toda vez que incluye un programa serio para monitoreo a largo plazo. Una vez inyectado, el CO₂ se retiene en forma capilar, mediante disolución en el agua y adsorción en granos de arena de la formación. Sin embargo, existe una fuerza de flotación que trata de regresar el CO₂ a la superficie por lo que el sistema de monitoreo debe comprobar que esta parte del ciclo no ocurra a largo plazo. Este sistema existe desde 2004 y tiene un costo de 30 millones de USD; participan en él los tres socios del proyecto (Sonatrach, BP y Statoil) de la mano con grupos de investigación y desarrollo de Europa y Estados Unidos. El medio más importante que utiliza es sísmica 4D para la observación del agua potable que se extrae de pozos en la zona. El modelado y la simulación para conocer el movimiento del CO₂, así como el desarrollo de software especializado, tienen la capacidad de permitir la visualización de diferentes modelos y representaciones del acuífero.

No obstante los esfuerzos realizados a la fecha, en 2007 el sistema de monitoreo de pozos descubrió una pequeña migración de CO₂ a la superficie a través del espacio anular del pozo KB5. Este pozo se cerró y fue estabilizado.

Una destacada innovación es la que ha aportado la tecnología de percepción remota DInSAR (*Differential Interferometric Synthetic Aperture Radar*), la cual permite determinar el ritmo de deformación que presenta el terreno geológico donde se encuentran los pozos de inyección y de producción, a consecuencia de ambos procesos. La tecnología DInSAR se basa en sustraer de una imagen de radar anterior el estado

actual de elevación de la superficie del terreno. La elevación media de In Salah oscila entre 420 y 580 msnm; la tecnología ha resultado ser muy exitosa gracias a la aridez del terreno y la consecuente inexistencia de vegetación. DInSAR es sin duda un sistema de monitoreo muy eficaz que debería probarse en otros proyectos similares.

En síntesis, los resultados dictan que el levantamiento de zonas en torno a los pozos de inyección es del orden de 7 mm al año mientras que la subsidencia debida a los pozos de explotación de gas natural es de 4 mm al año. Las figuras 3.17 a 3.19 muestran la importancia de estos resultados: la localización de los pozos de inyección y producción en imagen LandSat y la evolución de las zonas de emergencia y levantamiento, con datos recopilados entre julio de 2004 y mayo de 2008.

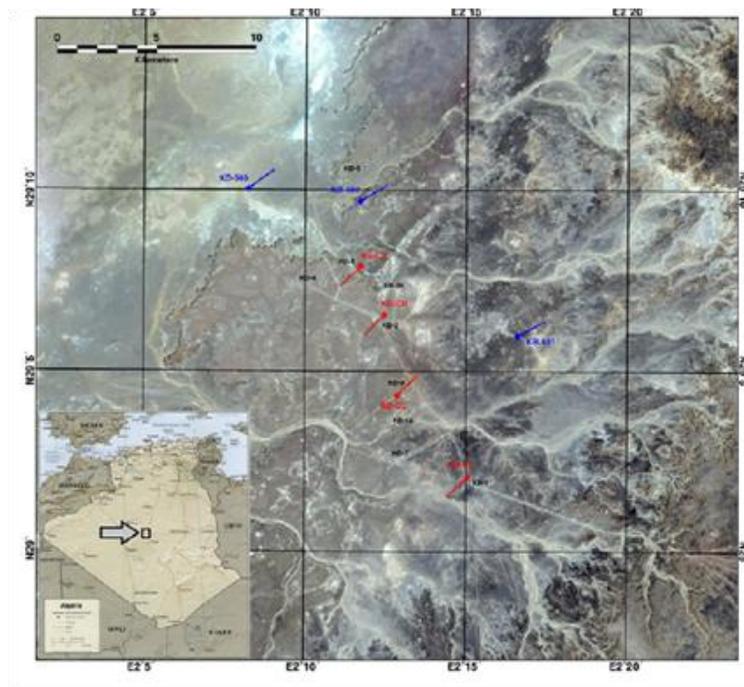


Figura 3-17.- Imagen Landsat7 ETM+ de la región de In Salah. Los pozos de inyección se muestran en azul y los de producción en rojo. Onuma,2009¹⁴.

¹⁴ Onuma, T. y S. Ohkawa (2009). "Detection on surface deformation related with CO₂ injection by DInSAR at In Salah, Algeria." *Energy Procedia* 1(2009): 2177-2184.

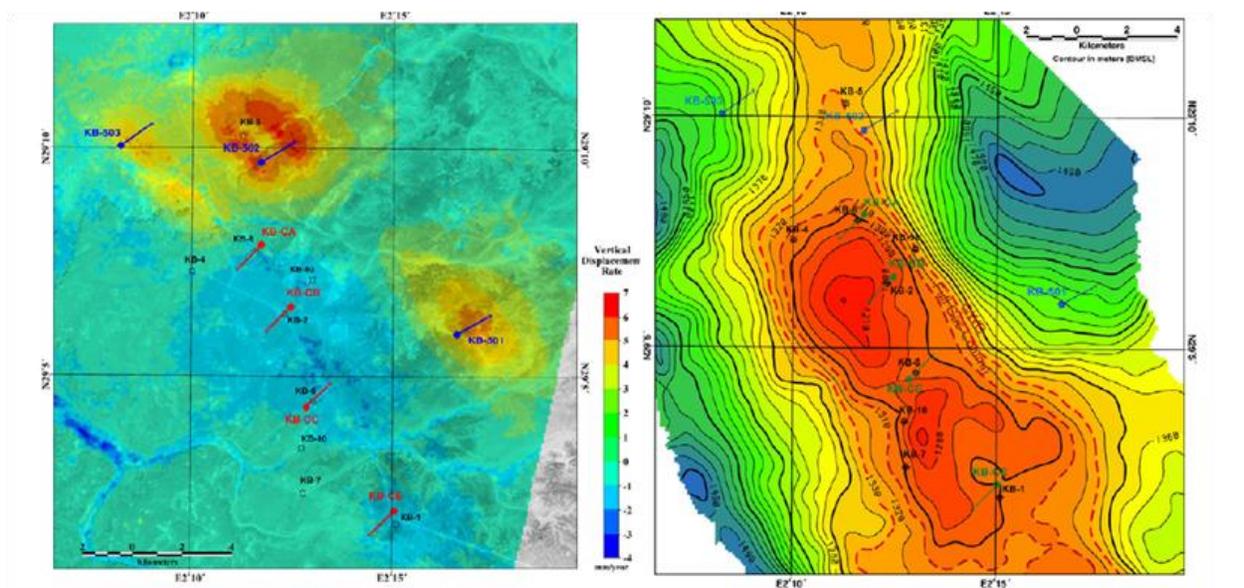


Figura 3-18.- Desplazamientos en el periodo del 31 julio 2004 al 31 mayo 2008. Zonas en azul denotan subsidencia y coinciden con la localización de los pozos de producción; zonas en amarillo y rojo son zonas de emergencia y coinciden con los pozos de inyección. Onuma, 2009.

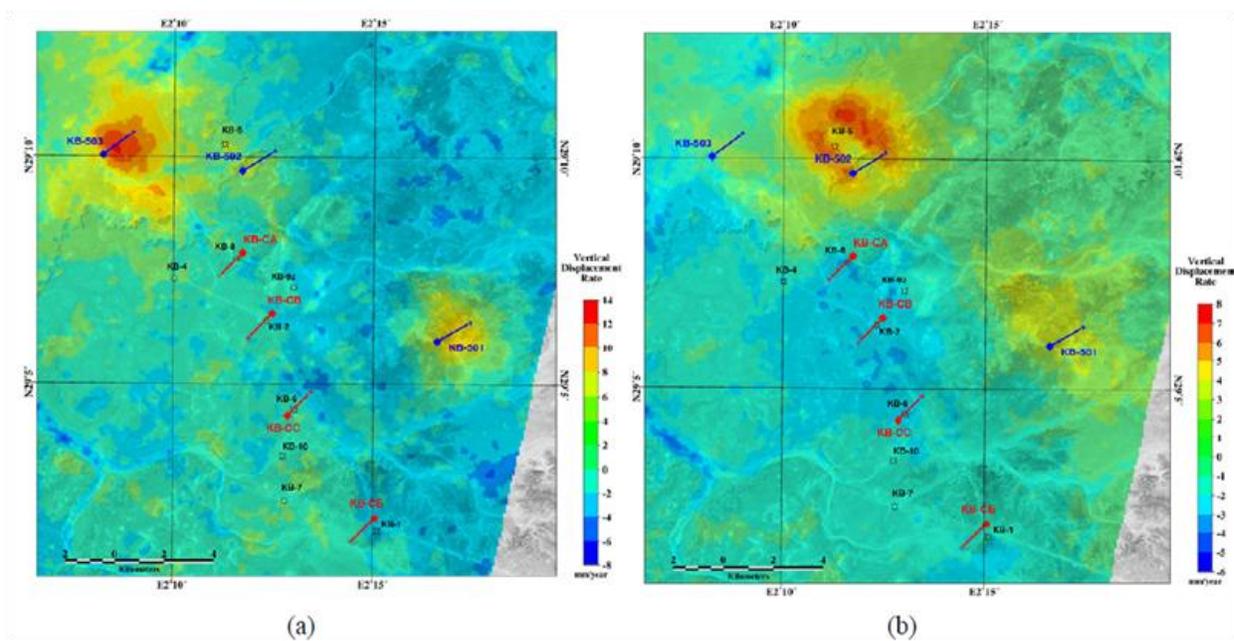


Figura 3-19.- Tasas de desplazamiento detectadas por DInSAR del 31 de julio 2004 al 24 de mayo 2008 en mm/año. Nótese el predominio en torno al pozo 503. Onuma, 2009.



Bibliografía

- Iding, M. y P. Ringrose (2009). "Evaluating the impact of fractures on the long-term performance of the In Salah CO₂ storage site." *Energy Procedia* 1(2009): 2021-2028.
- Keddam, M., M. Morris, et. al. (2003). Carbon Dioxide Storage: The In Salah Gas Project in Central Algeria: 3.
- Monea, M. (2002). CO₂ Enhanced Oil Recovery and Storage, the Weyburn Story. Industrial and Governmental perspectives.
- Onuma, T. y S. Ohkawa (2009). "Detection on surface deformation related with CO₂ injection by DInSAR at In Salah, Algeria." *Energy Procedia* 1(2009): 2177-2184.
- Preston, C., S. Whittaker, et. al. (2009). "IEA GHG Weyburn-Midale CO₂ monitoring and storage project - moving forward with the final phase." *Energy Procedia* 1(2009): 1743-1750.
- Riddiford, F., I. Wright, et. al. (2005). "Monitoring geological storage - the In Salah gas CO₂ storage project." 6.
- Solomon, S. (2007). Carbon Dioxide Storage: Geological Security and Environmental Issues - Case Study on the Sleipner Gas field in Norway: 128.
- StatoilHydro (2008). "In Salah CCS": http://www.statoilhydro.com/AnnualReport2008/en/Sustainability/Climate/Pages/5-3-2-5_InSalahCCS.aspx
- Steadman, E. N. y J. Harju (2008). "The Weyburn Oil Field - a Model for Value-Added Direct CO₂ Sequestration." 2.
- White, D. J., G. Burrowes, et. al. (2004). "Greenhouse gas sequestration in abandoned oil reservoirs: The International Energy Agency Weyburn pilot project." *GSA Today* 11(7): 4-10.



4. EVALUACIÓN DEL IMPACTO AMBIENTAL DE POSIBLES CENTRALES TÉRMICAS CON ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO₂ EN MÉXICO

Este capítulo se enfoca a evaluar la viabilidad ambiental de instalar centrales de generación de electricidad con captura de carbono en México. El país ocupa el décimo segundo lugar en emisiones de bióxido de carbono en el mundo con 1.4% del total global en 2006¹. Si bien el Sector Eléctrico mantiene permanentemente el compromiso de mejorar su desempeño ambiental no es posible abstraerse de la realidad económica del país, la cual no hace posible contar con un parque de generación que emplee predominantemente fuentes de bajas emisiones de GHG. El análisis que se presenta a continuación considera los impactos ambientales de un eventual proceso de captura y almacenamiento geológico de carbono en plantas térmicas de carbón, haciendo uso del análisis de ciclo de vida (LCA).

La historia de la industria eléctrica en México data de 1879². Desde entonces el sector eléctrico mexicano genera el fluido haciendo uso de una gama amplia de tecnologías. Esto es resultado lógico del desarrollo que ha tenido a lo largo de 130 años: varias de sus instalaciones sobrepasan el siglo de antigüedad mientras que también existen centrales generadoras con tecnología de vanguardia. A diciembre de 2010, el total de capacidad instalada que contaba el sector era de 52 mil MW si se considera la capacidad nominal de las plantas operadas por CFE y la energía contratada con Productores Externos de Energía (PEE).

Dicha capacidad instalada se logra mediante 177 centrales cuya distribución por tipo de tecnología se muestra en la figura 4.1³. Dicha figura incluye también las plantas del sector privado. En la figura 4.2 se muestra la distribución considerando el tipo de combustible empleado en cada central.

¹ Boden, T. A., G. Marland, et al. (2009). "Global Regional and National Fossil-Fuel Emissions." Oak Ridge National Laboratory-Carbon Dioxide Information Analysis Center.

² Reséndiz-Núñez, D. (1994). El sector eléctrico en México. México, D.F., Fondo de cultura económica.

³ CFE (2009). Programa de obras del sector eléctrico 2009-2018. México, D.F., Comisión Federal de Electricidad.

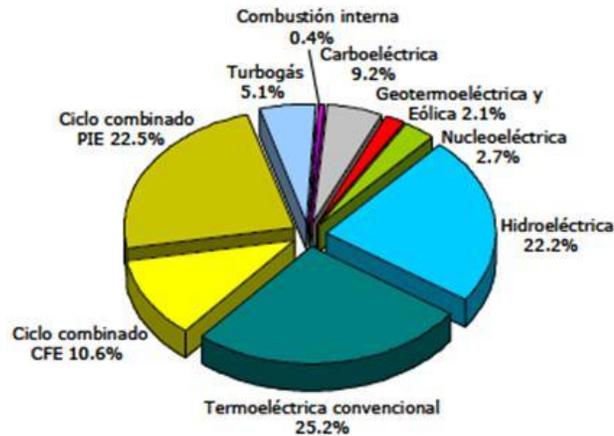


Figura 4-1.- Porcentajes de generación de electricidad en México por tipo de tecnología. CFE. 2010.

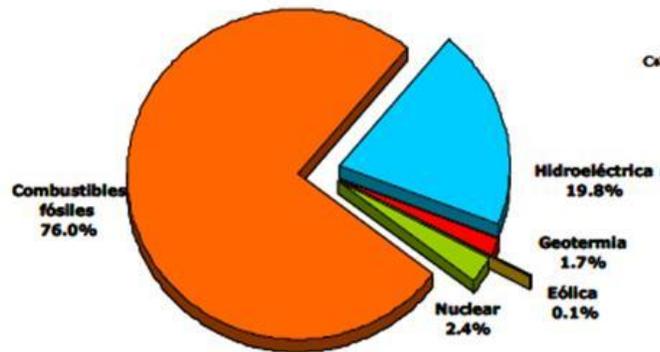


Figura 4-2.- Porcentajes de generación de electricidad en México por tipo de combustible. CFE. 2010.

El 76% de la energía eléctrica que se genera en México se hace mediante combustibles fósiles (principalmente combustóleo, carbón, gas natural y diesel) que emiten al ambiente más de 100 millones de toneladas anuales de bióxido de carbono⁴. Aunque los planes del gobierno son incrementar cada vez más tecnológicas de generación que prescindan de estos combustibles, la realidad del país obliga a pensar que las fuentes alternas de energía seguirán siendo marginales al menos durante dos décadas más. Para sostener el ritmo de crecimiento del país la expectativa más realista, por ahora, es seguir promoviendo la generación mediante gas natural, hidroeléctricas y probablemente reconvertir paulatinamente las instalaciones que utilizan combustóleo en plantas a base de carbón mineral. Éstas se sumarían a las tres centrales del sector eléctrico que utilizan carbón para cubrir su objetivo (Carbón I y II en Coahuila y Lázaro Cárdenas en Michoacán). Esto

⁴ CFE. Inventario de Emisiones .2010.



implica que en lugar de utilizar 15 millones de toneladas de carbón al año, el consumo se incrementaría hasta alcanzar un máximo de 33 millones a partir del año 2018, proyectándose que se sostendría en ese nivel al menos hasta el año 2030.

En este contexto resulta pertinente el análisis de alternativas que el sector eléctrico puede adoptar para disminuir las emisiones de CO₂. A corto y mediano plazo, una de las soluciones viables para disminuir el ritmo de emisiones de GHG es el almacenamiento geológico de CO₂, al menos mientras combustibles menos dañinos al ambiente estén disponibles a escala industrial. A la vez de aumentar el aprovechamiento de la hidro y nucleoelectricidad.

La tecnología de almacenamiento de gases en reservorios geológicos ya existe. Si bien es cierto que hasta ahora se ha dirigido hacia otros fines, ya es conocida. Tan sólo en Canadá hay cerca de 40 proyectos de inyección de gas ácido (H₂S y CO₂) en formaciones geológicas, mientras que en el mundo existen alrededor de 70 proyectos donde se inyecta CO₂ con fines de EOR⁵. Sin embargo, existen realmente pocos proyectos de escala importante (mínimo 1 Mt de inyección de CO₂ al año) y que cuenten con un sistema de monitoreo que garantice que no existan fugas a la atmósfera a largo plazo. Se pueden mencionar Weyburn en Canadá (inyección de CO₂ como subproducto de gas de síntesis con fines de EOR), Sleipner en Noruega (inyección de CO₂ subproducto de un campo de gas natural en el mar del Norte) e In Salah en Argelia (mismo fin anterior pero inyectando CO₂ en el mismo campo del que se extrae gas natural, en el Sahara argelino). Sin embargo, ninguno de estos casos fue promovido por la necesidad de secuestrar CO₂ proveniente de la quema de combustibles fósiles en la generación de electricidad.

Como se mencionó, México produce una cantidad importante de CO₂ por la predominancia de combustibles fósiles en su parque generador de electricidad, por lo que conviene analizar alternativas para minimizar sus emisiones al ambiente, entre ellas la inyección a medios geológicos.

Aunque hay más de 80 centrales térmicas⁶ en el territorio, existen limitantes geológicas que restringen los posibles sitios de inyección (este tema se verá ampliamente en el subcapítulo V.5 o se puede ampliar en el artículo de Dávila et. Al. 2010⁷). La figura 4.3 muestra la distribución de centrales térmicas de México por medio de puntos azules en un contexto de los principales centros emisores de CO₂ en el país. En donde destaca por mucho que la industria eléctrica es la de mayor aporte y aquellas regiones del país.

⁵ Riddiford, F., I. Wright, et al. (2005). "MONITORING GEOLOGICAL STORAGE THE IN SALAH GAS CO2 STORAGE PROJECT." 6.

⁶ CFE. Op. Cit. 2010

⁷ Dávila Serrano, M., O. Jiménez, et al. (2010). "A preliminary study of regional geologic carbon sequestration in Mexico." *International Journal of Physical Science* 5(5): 408-414.

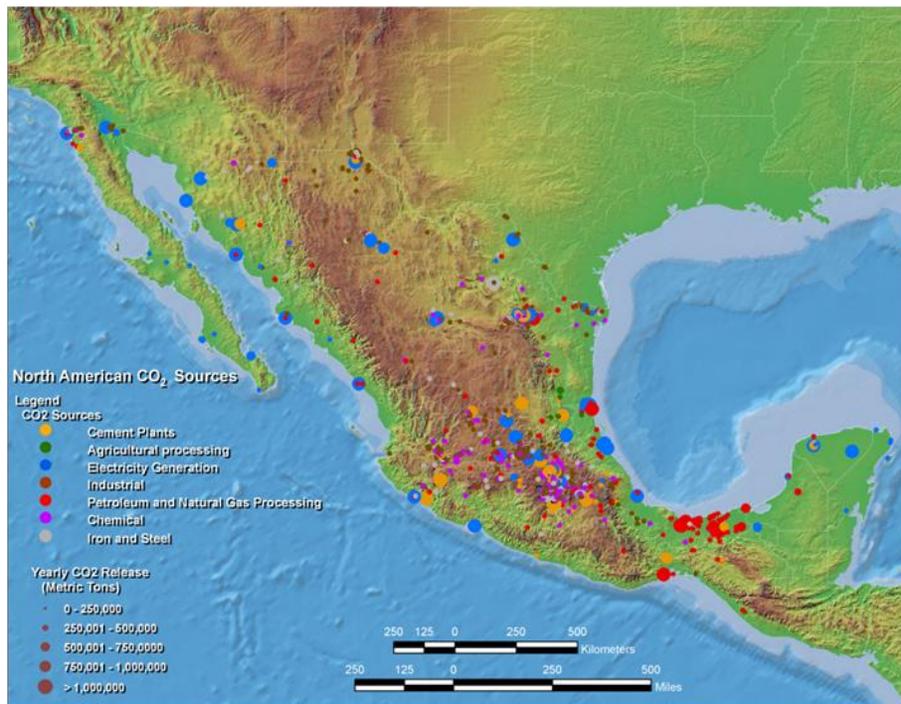


Figura 4-3.- Principales fuentes fijas de CO₂ en México. Los puntos azules se refieren a las centrales de generación de energía eléctrica mientras que su diámetro se refiere a la magnitud de las emisiones. CFE.2010.

Métodos

El LCA es una herramienta que se usa para evaluar integralmente el impacto de productos y procesos, desde la extracción de materias primas hasta su disposición final, pasando por su uso y distribución. La Organización Internacional para la Estandarización (ISO, por sus siglas en inglés) cuenta con una serie de normas y guías para la implementación de LCAs. El estudio comprendido en este capítulo se apega hasta donde fue posible a las normas ISO 14040 y 14044 pues por la falta de bases de datos locales del tipo requerido, se debió acudir a bases de datos extranjeras, sobre todo europeas, por lo que el estudio aquí presentado tiene un carácter conceptual, más que de detalle. En general, un LCA consiste de cuatro partes:

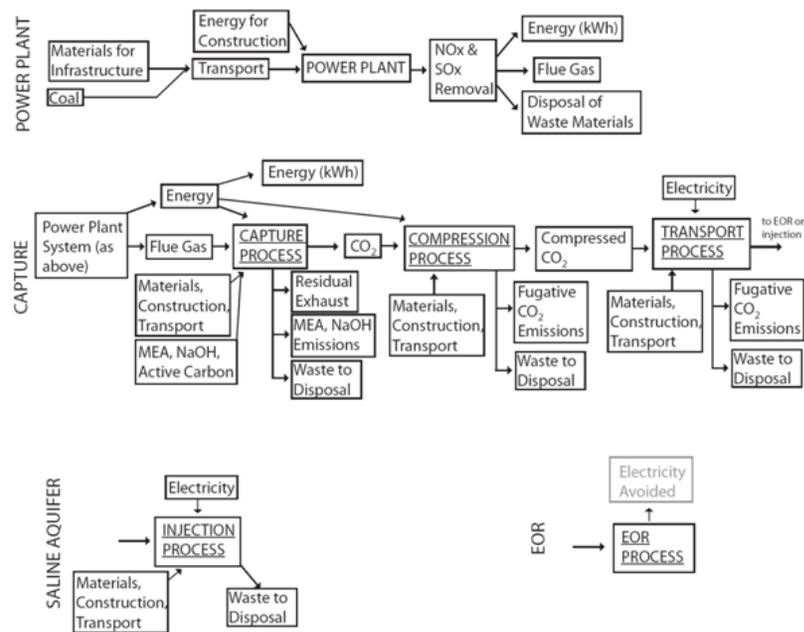
- 1) Definición del objetivo y el alcance del estudio.
- 2) Inventario de ciclo de vida (LCI), el cual recopila datos de campo, registrando idealmente entradas y salidas de los principales procesos unitarios. Para análisis complejos este paso requiere cantidades importantes de información y es común usar bases de datos para hacer el proceso expedito y confiable.
- 3) Evaluación del impacto de ciclo de vida (LCIA), por medio del cual los impactos son categorizados para facilitar su comparación. En esta parte suele normalizarse y ponderarse la información. Existen pocos

métodos para el LCIA, los cuales básicamente difieren en las categorías de impacto que toman en cuenta y en la ponderación que asignan a las mismas.

- 4) Interpretación de resultados, donde se compilan los resultados y se analizan para postular las recomendaciones procedentes. Es común incluir análisis de sensibilidad en esta etapa.

Objetivo y alcance

El objetivo de este LCA es evaluar el potencial impacto ambiental de un almacenamiento geológico de una central carboeléctrica teórica en México. Para tal fin se supusieron tres sistemas diferentes. El primero considera una central carboeléctrica de referencia, existente en el país o con posibilidades de construirse en el corto plazo. El segundo integra a la misma central un sistema de captura tipo post-combustión, compresión de CO₂ capturado, transporte vía gasoducto e inyección en un acuífero salino profundo (ASP) teórico. El tercero es



igual al segundo salvo que la inyección geológica se realiza en un esquema de EOR en lugar de ASP. Los límites de los sistemas y sus esquemas simplificados se muestran en la figura 4.4.

Figura 4-4.- Esquema que muestra los límites de los sistemas propuestos. En el primero la central térmica se incluye en la parte superior. Los otros dos contienen además de la parte superior, la intermedia (Captura) y las inferiores, ASP o EOR, según corresponda. Stanley, 2009⁸.

⁸ Stanley, J. (2009). Life Cycle Assessment of coal fired power plants with carbon capture and storage in Mexico. Final paper for the MISTI MIT-Mexico internship program. México, D.F., MIT-CFE.



Existen otros estudios de LCA aplicados a CCS, entre los que destacan los de Korre, Nie et. al.⁹; Khoo y Tan 2006¹⁰; Koorneef, van Keulen et. al. 2008¹¹; Odeh y Cockerill 2008¹²; Pehnt y Henkel 2009¹³. Dichos estudios presentan diferencias entre sí, principalmente en lo que concierne a profundidades y modelos empleados, a más de decir que ninguno se ha enfocado a México ni a ningún otro país no industrializado. El análisis aquí presentado se adaptó a México y es, en buena medida, resultado de modificaciones a estos trabajos preexistentes por lo que sólo se debe estimar su carácter conceptual.

En un LCA es necesario determinar una Unidad Funcional (UF) –o unidad de comparación– que representa la manera de facilitar comparaciones con sistemas similares. En este caso se empleó como UF 1 kWh (3.6 x 10⁶ J) de electricidad producida.

El método de evaluación elegido fue el CML¹⁴ 2001, que básicamente valora categorías de impacto en un marco de referencia estipulado a nivel mundial en 1995. Las categorías de impacto que se consideran son agotamiento abiótico, acidificación, eutroficación, calentamiento global, agotamiento de la capa de ozono, toxicidad humana, ecotoxicidad en cuerpos de agua dulce, ecotoxicidad en agua marina, ecotoxicidad terrestre y oxidación fotoquímica.

Inventario de ciclo de vida

El análisis de LCA requiere del acopio de cantidades importantes de información. Para este trabajo mucha de ella fue tomada de la base de datos Ecoinvent v2.0 disponible comercialmente. Siempre que fue posible se utilizó información correspondiente a América Latina, o la global en su defecto. Cuando se dispuso de datos específicos de México se hicieron las adecuaciones necesarias para procesos Ecoinvent, como aquellos que se refieren a las industrias del cemento, electricidad y polietileno (dichos procesos y las modificaciones efectuadas se describen más adelante). El análisis de ciclo de vida fue recopilado y evaluado con el software SimaPro.

⁹ Korre, A., Z. Nie, et al. (2009). "Life cycle modelling of fossil fuel power generation with post combustion CO₂ capture." *Energy Procedia* **1**(1): 3771-3778.

¹⁰ Khoo, H. H. and R. B. H. Tan (2006). "Life cycle investigation of CO₂ recovery and sequestration." *Environmental Science & Technology* **40**(12): 4016-4024.

¹¹ Koorneef, J., T. van Keulen, et al. (2008). "Life cycle assessment of a pulverized coal power plant with post-combustion capture, transport and storage of CO₂." *International Journal of Greenhouse Gas Control* **2**(4): 448-467.

¹² Odeh, N. A. and T. T. Cockerill (2008). "Life cycle GHG assessment of fossil fuel power plants with carbon capture and storage." *Energy Policy* **36**(1): 367-380.

¹³ Pehnt, M. and J. Henkel (2009). "Life cycle assessment of carbon dioxide capture and storage from lignite power plants." *International Journal of Greenhouse Gas Control* **3**(1): 49-66.

¹⁴ Institute of Environmental Science – Universidad de Leiden, Holanda



Si bien el análisis aquí presentado podría adecuarse a cualquier central térmica en México, para realizar un análisis tanto integral (etapas que debe cubrir un LCA) como conceptual (nivel de detalle de los datos incluidos) se utilizaron datos de una central en la región noreste del país, específicamente la de Tuxpan, Veracruz. Con los estudios llevados hasta ahora para la construcción de un proyecto demostrativo de inyección de CO₂ con fines de almacenamiento, se plantea a Tuxpan para la construcción de una carboeléctrica o la reconversión de la planta existente en el sitio a una que se alimente de carbón.

Debido a las distancias implicadas se debe considerar el transporte. Las distancias aproximadas se muestran en la tabla 4.1 (mediando la aclaración que mucha información sobre requerimientos de infraestructura y energía para un proyecto CCS fueron tomados de literatura existente)¹⁵.

Material	Origen	FFCC (km)	Carretera (km)
Acero	Monclova, Coahuila	855	155
Acero	México D.F.	325	155
Cobre	San Luis Potosí, San Luis Potosí	325	155
Cemento	Poza Rica, Veracruz		50
Polietileno	Coatzacoalcos, Veracruz		445
Planta de captura	Houston, Texas	1500	155
Carbón	Sabinas, Coahuila	960	155

Tabla 4-11.- Distancias para transporte de materiales de construcción a la zona de Tuxpan. Por economía convencional y ambiental se supuso el uso de ferrocarril cuando la opción fue viable.

Se supuso que el desmantelado de la central al final de su vida útil se haga como material de reutilización o chatarra, por lo que se tomó en cuenta el transporte de regreso a los sitios de fundición y se consideró como entrada los metales producto del reciclado. El escombros resultante del desmantelamiento se consideró como relleno de zonas que así lo permiten; en la base de datos Ecoinvent se utilizó la opción de proceso de relleno inerte.

¹⁵ Koornneef, J., T. van Keulen, et al. (2008). "Life cycle assessment of a pulverized coal power plant with post-combustion capture, transport and storage of CO₂." *International Journal of Greenhouse Gas Control* 2(4): 448-467.



Central eléctrica

La mayoría de datos para la central térmica modelada fueron tomados de la sección de Ecoinvent correspondiente a plantas carboeléctricas. La central Tuxpan tiene seis unidades de 350 MW y se alimenta de combustóleo, aunque para este ejercicio se supuso que quema carbón operando a una eficiencia de 35.7%. El carbón provendría de la región de Sabinas, Coahuila. Para fines del estudio sólo se tomó en cuenta una unidad de 350 MW y la cantidad de carbón se adecuó a la eficiencia señalada. Del mismo modo, el proceso Ecoinvent se adaptó al poder calorífico del carbón de Sabinas (de 5,300 a 5,400 cal/g), a la distancia de transporte del carbón desde la cuenca de Sabinas y a los traslados de materiales de construcción. La tabla 4.2 muestra los parámetros más importantes.

Parámetro	Unidad	Central eléctrica	Central eléctrica con CCS
Potencia	MW	350	350
Potencia efectiva	MW	350	229
Vida útil	Años	30	30
Operación	hr/año	7800	7800
Eficiencia	%	35.7	23.4
Tasa rendimiento carbón	kg/MJ	.0448	.0448

Tabla 4-2.- Parámetros usados en la central eléctrica con y sin CCS.

Proceso de captura de CO₂

El modelo empleado utiliza un sistema de captura post-combustión: después de la desulfurización el gas de combustión se filtra a través de una planta de captura que contiene un solvente basado en amina, el cual absorbe el CO₂ y otros componentes. Para este caso se consideró el solvente monoetanolamina (MEA) que es el más comúnmente usado y referido en la literatura^{16,17,18}. La MEA absorbe del 85 al 95% del CO₂ presente en los gases de combustión. En términos simples el gas de combustión pasa a una cámara con MEA donde ésta atrapa el CO₂, después el solvente –ahora enriquecido con CO₂– se recalienta para que el CO₂ colectado se desprenda. Aunque una parte de MEA se recupera y reutiliza una cantidad importante se pierde en emisiones o

¹⁶ GHG, I. (2000). Leading options for the capture of CO₂ emissions at power stations. Cheltenham, U. K.

¹⁷ Rao, A. B. and E. S. Rubin (2003). "A technical, economic, and environmental assessment of amine-based CO₂ capture technology for power plant greenhouse gas control : Environmental Science and Technology, 2002, 36, (20), 4467-4475." *Fuel and Energy Abstracts* **44**(5): 330-330.

¹⁸ Abu-Zahra, M. R. M., L. H. J. Schneiders, et al. (2007). "CO₂ capture from power plants: Part I. A parametric study of the technical performance based on monoethanolamine." *International Journal of Greenhouse Gas Control* **1**(1): 37-46.



en forma de sales estables calientes (HSS)¹⁹. El impacto ambiental de las emisiones de MEA no se incluye en el proceso de ponderación del método de evaluación de impactos CML 2001, por lo que se sumó a los factores que estimó Huijbregts en 2005²⁰. La formación de impurezas de HSS de los gases de combustión reaccionan con la MEA y forman residuos sólidos que deben disponerse adecuadamente. El modelo de LCA de Koorneef (2008) incluye dicha disposición, suponiéndola en un incinerador de residuos de fondo. En México este tipo de residuos podrían incinerarse en una planta cementera, pero para términos prácticos se supuso un incinerador de residuos municipales por la conveniencia para la base de datos. Las emisiones se estimaron usando la herramienta de Doka (2002)²¹.

Las tablas 4.3 y 4.4 muestran los parámetros considerados para el proceso de captura y los requerimientos de infraestructura, mientras que la composición de los residuos de fondo se pueden apreciar en la tabla 4.5. Muchos datos de infraestructura y parámetros del proceso de captura fueron conseguidos por contacto directo de Jessica Stanley²² con Koorneef (2008) y la empresa Fluor de Holanda, un fabricante de este tipo de instalaciones.

La energía utilizada para recalentar la MEA rica en CO₂ y liberar el CO₂ se toma directamente del vapor o la electricidad producida por la central, de donde resulta una reducción de la producción del complejo térmico (al igual que los requerimientos para la compresión del bióxido de carbono) que equivale en términos generales a disminuir de 350 a 229 MW la potencia efectiva, o una reducción de la eficiencia de 35.7 a 23.4%.

Parámetro	Unidades	Proceso	Referencias
Remoción de CO ₂	%	90	IPCC (2005), 85-95%
Remoción de SO ₂	%	90	Rao y Rubin (2002), Koorneef et. al. (2008)
Remoción de NO _x	%	1.25	Rao y Rubin (2002)
Remoción de HCl	%	95	Rao y Rubin (2002)
Remoción de HF	%	90	Koorneef et. al. (2008), basado en Strazisar

¹⁹ IPCC (2005). Op. Cit.

²⁰ Huijbregts, M. A. (2005). Appendix I: toxicity potentials for monoethanolamine, diethanolamine, triethanolamine, diisopropylamine, sulfolane and methanol, Environmental Impact of Solvent Scrubbing of CO₂ (2006), IEA Greenhouse Gas R&D Programme.

²¹ Doka, G. (2002). Calculation tool for waste disposal in hazardous waste incinerators HWI for Ecoincident 2000. Zurich, Switzerland.

²² Stanley, J. (2009). Life Cycle Assessment of coal fired power plants with carbon capture and storage in Mexico. Final paper for the MISTI MIT-Mexico internship program. México, D.F., MIT-CFE.



			(2003)
Remoción de PM	%	50	Iijima et. al. (2007), Rao y Rubin (2002)
Uso de NaOH	kg/tCO ₂	0.13	Rao y Rubin (2002)
Uso de carbón activado	kg/tCO ₂	0.075	Chapel et. al. (1999)
Uso de MEA	kg/tCO ₂	2.34	Koorneef et. al. (2008), basado en Knudsen et. al. (2006), Chapel et. al. (1999), IEA GHG (2006), Rao et. al. (2004).
Recuperación de MEA	kg/tCO ₂	0.20	Koorneef et. al. (2008)
Emisión de MEA	kg/tCO ₂	0.014	IEA GHG (2006), Thitakamol et. al. (2007)
Residuos de fondo	kg/tCO ₂	2.4	IEA GHG (2006), Thitakamol et. al. (2007)
Energía empleada para la captura	kWh/tCO ₂	245	Se asume que 4 GJ de vapor son necesarios para recuperar 1 t de CO ₂ (Alie, Backham et al. 2005; Rao, Rubin et al. 2006), con una relación de energía de 0.2 GJ _{electricidad} /GJ _{vapor} (see Peeters, Faaij et al. 2007)
Energía para la compresión	kWh/tCO ₂	111	Koorneef et. al. (2008) asume la compresión a 11 MPa
Emisiones de CO ₂ fugitivas en la compresión	tCO ₂ /MW/año	23.2	IPCC (2006)
Emisiones de CO ₂ fugitivas a través del gasoducto	tCO ₂ /km/año	2.32	IPCC (2006)
Longitud del gasoducto	km	250	

Tabla 4-3.- Parámetros importantes en los procesos de captura y transporte.



Proceso	Cantidad	Unidad
Acero y aleaciones secundarias	317	ton
Concreto	1	m ³
Transporte, carretera	49290	Tkm
Transporte, FFCC	480000	Tkm
Vida útil	30	años
Acero para reciclaje	317	ton
Concreto para relleno inerte	2.4	ton

Tabla 4-4.- Datos de LCI de la infraestructura de captura. De Koorneef et. al.(2008), basados en contacto directo con el fabricante Fluor (Holanda).

Elemento	Masa (kg/kg)
O	2.53×10^{-1}
H	8.83×10^{-2}
C	4.28×10^{-1}
S	8.33×10^{-5}
N	1.79×10^{-1}
P	7.51×10^{-5}
Cl	4.90×10^{-2}
Br	8.00×10^{-5}
F	1.50×10^{-3}
As	1.70×10^{-6}
Cu	1.00×10^{-7}
Hg	1×10^{-9}
Se	1.74×10^{-5}
Zn	2.00×10^{-7}
Fe	1.10×10^{-6}
Ca	1.30×10^{-6}
Al	4.00×10^{-7}
K	1.80×10^{-5}



Na	8.21 x 10 ⁻⁴
----	-------------------------

Tabla 4-5.- Composición elemental estimada de residuos de fondo de la unidad de captura²³.

Proceso	Cantidad	Unidad
Concreto	65	m ³
Diesel y combustóleo para construcción	1978	GJ
Electricidad	61 (ó 219)	MWh (GJ)
Acero y aleaciones pesadas secundarias	3.25	ton
Acero y aleaciones ligeras secundarias	61.8	ton
Cobre	7	ton
Polietileno, HDPE	20	ton
Capacidad del compresor	40	MW
Vida útil	20	años
Transporte, carretera	20916	Tkm
Transporte, FFCC	38317	Tkm
Cobre para reciclado	7	ton
Acero para reciclado	55	ton
Concreto para relleno inerte	156	ton

Tabla 4-6.- Datos de LCI para la infraestructura de compresión. De Koorneef et. al. (2008), basado en Faist Emmenegger et. al. (2003)²⁴.

Compresión y transporte

Una vez limpio, el CO₂ se comprime a 11 MPa para transportarse a través de un gasoducto. La infraestructura para la compresión se estimó de la literatura y se detalla en la tabla 4.6. La infraestructura del gasoducto se modeló en Ecoinvent adaptando un gasoducto de alta capacidad. Los requerimientos de energía de compresión y transporte se toman también directamente de la central, contribuyendo a la resultante baja de eficiencia.

²³ Koorneef et. al. (2008). Op. Cit.

²⁴ Faist Emmenegger, M., T. Heck, et al. (2003). Erdgas-Schabilanzen von Energiesystemen. Swiss Center for Life Cycle Inventories. Dübendorf and Villigen, Switzerland, Paul Scherrer Institute.



La longitud del gasoducto de 250 km se estableció tomando en cuenta los resultados preliminares de cuencas sedimentarias antiguas existentes en esa región de México²⁵ (ver posibles zonas de inyección en subcapítulo V.5). Esta longitud se adapta también a la existencia de cuencas petroleras en explotación y exhaustas de Pemex (por ejemplo, Chicontepec) por lo que podría pensarse incluso para un aprovechamiento de EOR. Sin embargo, también existen condiciones en el subsuelo mexicano a distancias mayores, por lo que este aspecto se tomó en cuenta en el análisis de sensibilidad que se presenta más adelante.

Inyección

Para la evaluación de impacto ambiental se modelan dos escenarios de inyección: en acuífero salino profundo (ASP) y como parte de un esquema EOR. Para ambos casos el análisis presupone que el gas que se almacena no escapa a la atmósfera, como lo asumen los proyectos productivos actuales y lo establece la literatura²⁶.

En la opción ASP los pozos de inyección deberán perforarse. La información respectiva se encuentra en la tabla 4.7, fue recopilada de literatura sobre la materia y supone el proceso de perforación de pozo petrolero en continente como el más común. El gas es previamente comprimido a 15 MPa antes de la inyección y la energía utilizada proviene de la red, no de la central.

Proceso	Cantidad	Unidad
Pozo de exploración y producción en continente	18	km
Arena	712000	ton
Acero, no aleaciones, secundarios	3800	ton
Acero, aleaciones pesadas, secundarios	8100	ton
Concreto	10463	m ³
Cobre	425	ton
Transporte, carretera	74406310	Tkm
Transporte, FFCC	7153175	Tkm
Vida útil	30	años
Acero para reciclado	11900	ton

²⁵ Dávila et. al. (2009). Op. Cit.

²⁶ Holloway, S., J. M. Pearce, et al. (2005). "A Review of Natural CO₂ Occurrences and Their Relevance to CO₂ Storage." IEA Green House Gas R&D Programme: 124.



Acero para reciclado	425	ton
Concreto para relleno inerte	25111	ton
Exploración petróleo, gas natural y minerales sólidos	54000000	USD

Tabla 4-7- Datos de LCI para la inyección en acuífero salino profundo.
La mayor parte de Koorneef et .al. (2008).

Para el escenario del CO₂ en EOR se consideró que la infraestructura y los pozos para la inyección ya existen (los perforados previamente para producción de hidrocarburos podrían ser aprovechados). Dado que la inyección aporta al proceso de recuperación de hidrocarburos, esta modalidad se vuelve menos demandante de energía y disminuye a sólo 94 kWh/t (338 MJ/t)de hidrocarburo en lugar de 138 kWh/t²⁷ (498 MJ/t) . Ya que este proceso ahorra una cierta cantidad de energía, es posible que el esquema de EOR aquí bosquejado sea demasiado simplista y subestime los verdaderos impactos ambientales, pero es consistente con lo establecido dentro de los límites del sistema.

Resultados

De manera general, los sistemas analizados reducen drásticamente los impactos ambientales en lo que toca a la categoría calentamiento global (GWP, *Global Warming Potential*), además de exhibir reducciones en acidificación y oxidación fotoquímica. No obstante, el resto de las categorías muestran incrementos importantes. El esquema general de resultados se detallan en la figura 4.5 y la tabla 4.8. Los resultados obtenidos muestran indicios de una demanda significativa de recursos –específicamente carbón– y un incremento de energía para el proceso de captura.

²⁷ Khoo y Tan, (2006), Op. Cit.

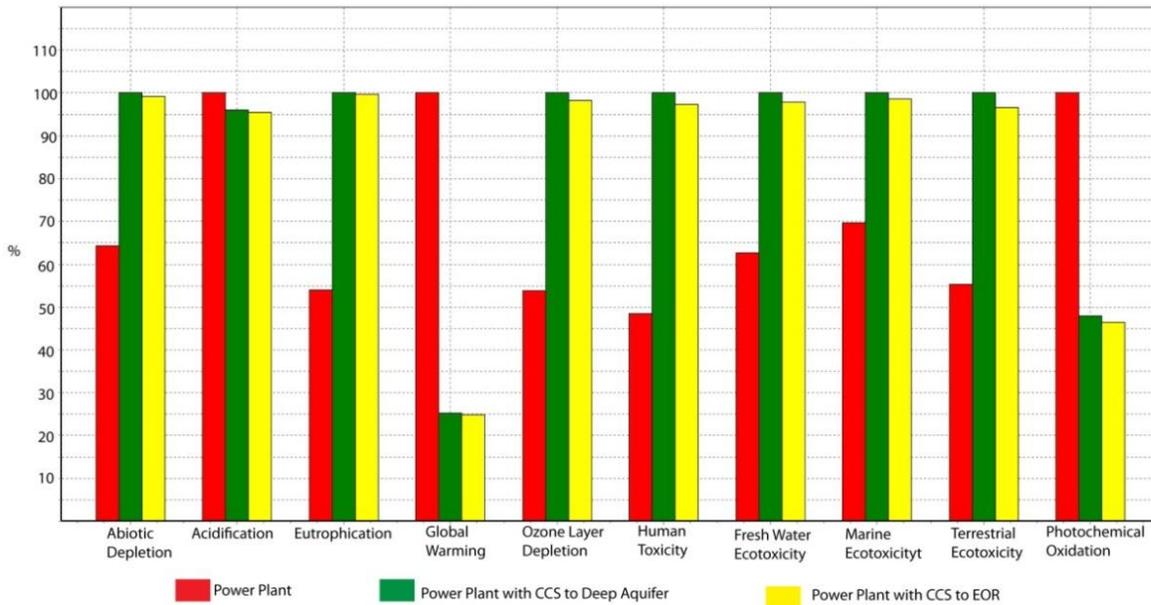


Figura 4-5.- Comparativo general de los sistemas analizados. Las columnas muestran el impacto de cada categoría en porcentaje, siendo 100% el mayor. La evaluación se llevó a cabo con el método CML 2001 adicionando el impacto de MEA a escala mundial de 1995.

Categoría	Unidad	Planta eléctrica	Planta con CCS acuífero salino	Planta con CCS y EOR
Agotamiento abiótico	kg Sb eq	0.00786	0.0122	0.0121
Acidificación	kg SO ₂ eq	0.0033	0.00317	0.00315
Eutroficación	kg PO ₄ ³⁻ eq	0.000397	0.000736	0.000734
Calentamiento global	kg CO ₂ eq	1.02	0.257	0.255
Agotamiento capa de ozono	kg CFC-11 eq	7.05E-09	1.31E-08	1.29E-08
Toxicidad humana	kg 1.4-DB eq	0.275	0.567	0.551
Ecotoxicidad agua dulce	kg 1.4-DB eq	0.0692	0.111	0.108
Ecotoxicidad marina	kg 1.4-DB eq	152	219	216
Ecotoxicidad terrestre	kg 1.4-DB eq	0.000811	0.00147	0.00142
Oxidación fotoquímica	kg C ₂ H ₄	8.68E-05	4.16E-05	4.03E-05

Tabla 4-8.- Resultados generales por categoría de los tres sistemas analizados.

Para todas las categorías del escenario EOR se evidencia un impacto menor que para el de ASP. Esto se debe a dos razones: la existencia previa de infraestructura de inyección y el hecho que la inyección de CO₂ es un



proceso ya existente por sí mismo en la industria petrolera –lo que en términos generales permite un ahorro de energía en el balance general energético con un esquema CCS.

Agotamiento abiótico

La categoría de agotamiento abiótico mide el desgaste de recursos materiales del planeta –esencialmente combustibles fósiles y minerales– y se expresa en kg de antimonio equivalentes (Sb eq). El impacto se calcula basado en términos de últimas reservas medidas y tasas de extinción²⁸. Los dos escenarios de CCS tiene un impacto significativo en esta categoría; 0.00786 kg Sb para la central térmica; 0.0122 y 0.0121 para las opciones ASP y EOR, que equivalen a 56% y 54% de incremento, respectivamente. Esto se debe al carbón extra que se requeriría para la operación de estos sistemas. El incremento de carbón significa el 96% de contribución a esta categoría. Otras aportaciones al incremento en esta categoría, ciertamente menores, provienen de los materiales de construcción del proceso CCS.

Acidificación

La acidificación es una categoría de impacto que mide aquella en aire o agua, expresada en kg de SO₂ equivalentes. En esta categoría se notó una ligera reducción en el impacto al ambiente por el uso de los sistemas CCS, con una reducción de 4.5 y 3.9% para EOR y ASP, respectivamente. Los químicos que más contribuyen a la acidificación son NO_x, amonía, SO₂ y N₂O. El proceso de captura también reduce el SO₂ y los NO_x de los gases de combustión, toda vez que en el caso de los NO_x la reducción se compensa por emisiones en otras partes del proceso, dando como resultado que la reducción del SO₂ del proceso de captura sea la que cause realmente la reducción en el proceso CCS. En el proceso completo la opción EOR reduce 74.8% de SO₂ equivalente contra 74.3% en ASP.

Eutroficación

Esta categoría mide el impacto de los macronutrientes adicionales a los ecosistemas, los cuales se estiman en kg de PO₄³⁻ equivalentes. Las plantas con CCS resultaron en un impacto adicional debido al incremento de la quema de carbón. Hay un aumento de 84.5% para EOR y 82.5% para el sistema ASP. Este incremento se debe a los materiales de construcción, la exploración geofísica y las emisiones del proceso de captura, específicamente amonía, la cual es leve comparada con el carbón. Los químicos con el mayor impacto son NO_x del proceso de

²⁸ Guineé, J. B., Ed. (2002). Handbook on Life Cycle Assessment: operational guide to the ISO standards. Eco-Efficiency in Industry and Science. Dordrecht, Netherlands, Kluwer Academic Publishers.

captura, amonía al aire y fosfatos y nitratos al agua. En este caso, la remoción de una fracción de NO_x no es suficiente para equilibrar las emisiones adicionales representadas por la eficiencia reducida de la planta y los materiales y transportes necesarios para la infraestructura de CCS. De hecho, las emisiones adicionales de NO_x de otras partes de la planta CCS representan una parte significativa del impacto en esta categoría.

Calentamiento global

Esta categoría estima el potencial de calentamiento global en términos de calentamiento de la atmósfera en una escala de 100 años, definida por el IPCC, expresada en kg CO₂ equivalentes. La reducción de esta categoría es el objetivo principal de la instalación de una central con CCS: la opción ASP reduce 74.8% el impacto y la EOR hace lo propio en 75.1 %; de 1.02 kg CO₂ eq/kWh en la planta térmica a 0.257 para ASP y 0.254 para EOR. Si bien una reducción al 100% sería deseable es entendible que no se logre por merma, debido sobre todo a la eficacia de 90% de la MEA como solvente de CO₂. Otras partes del proceso CCS también contribuyen al potencial de calentamiento global (GWP) y se muestran en la figura 4.6. Para los procesos con CCS sólo 92% del GWP es debido al CO₂, mientras que para la planta de referencia el 99% se debe al CO₂. Otros contribuyentes son metano, NO₂, CO y etano. Para los procesos con CCS el N₂O y el metano tienen un impacto mayor. El proceso más significativo a la categoría es la quema de carbón, si bien el transporte, construcción, la disposición de residuos de fondo y la producción de amonía y acero también figuran entre los diez principales contribuyentes (figura 4.7).

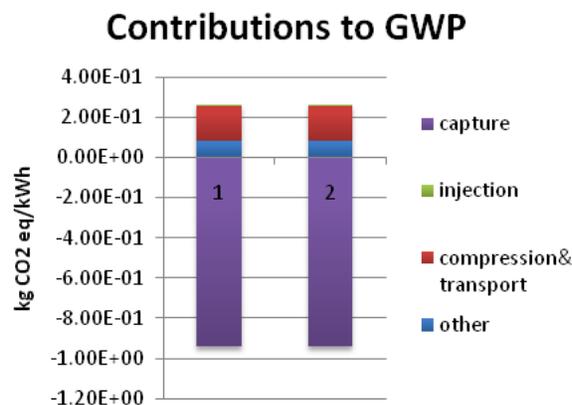


Figura 4-6.- Contribución al calentamiento global en la cadena de CCS. La barra de la izquierda corresponde al sistema ASP y la derecha a EOR. La energía de compresión y transporte contribuyen bastante mientras que el impacto por inyección es leve.

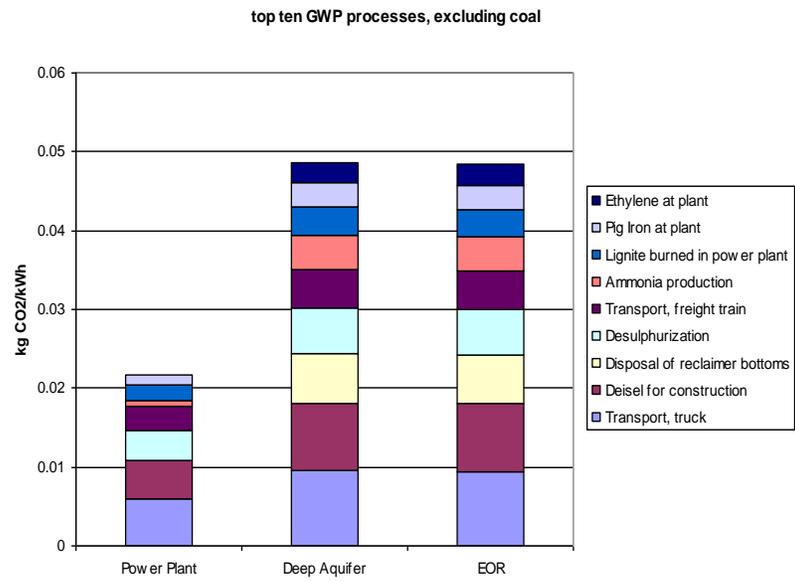
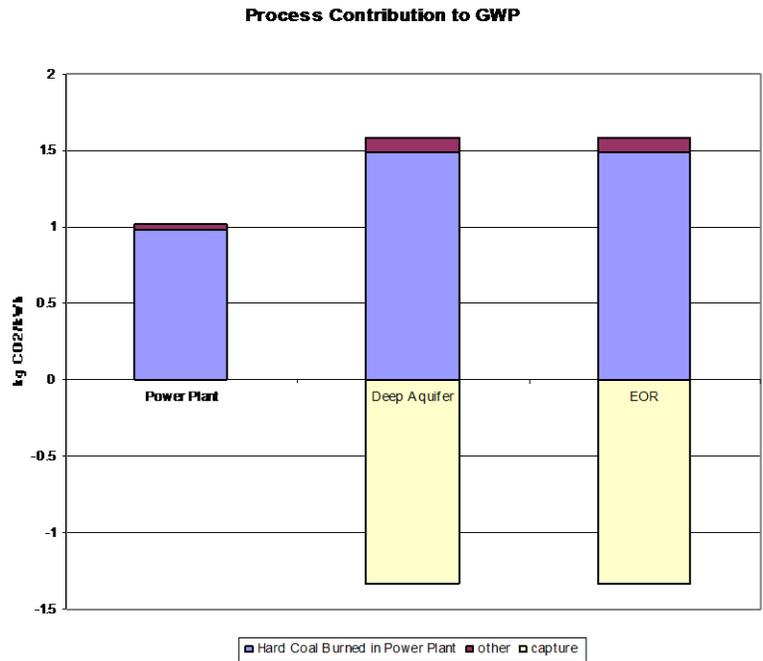


Figura 4-7.- Contribución por tipo de proceso al calentamiento global. Gráfica superior: el carbón es, por mucho, el principal contribuidor. Inferior: Desglose de los 10 contribuidores más importantes excluyendo carbón.



Toxicidad humana

Esta categoría se refiere al impacto a la salud humana por sustancias tóxicas y se mide en kg de 1.4 diclorobenceno (DB) equivalentes. Los sistemas CCS mostraron un impacto mayor en esta categoría como resultado del incremento de la quema de carbón y la disposición de sus cenizas. El empleo del solvente MEA es el proceso con el segundo mayor impacto en esta categoría, contribuyendo con el 22%, toda vez que el sistema de ASP incrementa la categoría 106% mientras que el EOR lo hace en 100%. Los químicos más significativos en el aumento de esta categoría son hidrocarburos poliaromáticos, cromo, óxido de etileno, arsénico, vanadio y selenio.

Ecotoxicidad en agua dulce

Esta categoría de impacto mide los efectos tóxicos de los procesos en medios acuáticos continentales y también se mide en kg de 1.4 DB equivalentes. Ambos sistemas muestran un aumento en esta categoría, de 59.8% para ASP y de 56.3% para EOR. En este caso no es la quema del carbón lo que causa directamente el impacto sino el depósito de cenizas, cuyo volumen se incrementa aún más por la baja en eficiencia de la central. Las emisiones de vanadio, berilio, níquel, cobalto, cobre selenio y molibdeno son los elementos presentes en las cenizas que contribuyen más a esta categoría, ya que se lixivian de rellenos o tiraderos típicos.

Ecotoxicidad marina

Trata del potencial de daño a los sistemas oceánicos y también se determina en kg de 1.4 DB equivalentes. Los sistemas con CCS tienen un impacto importante en esta categoría, con un incremento de 43.5% para el almacenamiento en ASP y 41.6% para EOR. De forma similar a la ecotoxicidad en agua dulce, las emisiones provenientes de residuos depositados como ceniza influyen determinadamente en esta categoría. Los químicos que más impactan son berilio, vanadio, selenio, níquel, cobalto y molibdeno en agua; y selenio, berilio, ácido fluorhídrico y barita en aire. El proceso de captura reduce las emisiones de ácido fluorhídrico al aire, de 16 kg 1.4 DB eq/kWh a 2.79; sin embargo esto no alcanza a compensar el resultado global de manera que los sistemas con CCS benefician a la categoría.

Ecotoxicidad terrestre

Mide el impacto tóxico de las sustancias emitidas a ecosistemas terrestres; también se mide en kg de 1.4 DB equivalentes. En esta categoría los sistemas CCS tienen un impacto importante: incrementos de 74.4% en EOR y 80.6% para ASP comparados con la planta de referencia. Los procesos que más contribuyen al incremento



son la quema de carbón y la producción de acero necesaria para la infraestructura de CCS. Las emisiones que más aportan son mercurio, arsénico, vanadio y cromo VI al aire.

Oxidación fotoquímica

Esta categoría estima la formación de sustancias químicas como ozono y CO que reaccionan con la luz del sol para producir compuestos que constituyen esmog²⁹. Se mide en kg de etileno equivalente. Los sistemas CCS tuvieron un impacto en la reducción de oxidación fotoquímica de 53.5% y 52% en EOR y ASP, respectivamente, debido a menores emisiones de SO₂, CO, metano, etano, pentano butano y tolueno.

²⁹ Guinée, (2002). Op. Cit.

Análisis de sensibilidad

En esta fase del estudio se varían algunos parámetros a fin de entender mejor los resultados generales ante un posible cambio de escenario. Esto es particularmente importante para aquellos parámetros sobre los que se tenga incertidumbre o que impacten significativamente los resultados.

El primer parámetro analizado fue la longitud de gasoducto. La longitud inicial de 250 km se comparó con longitudes de 0 y 500 km. La figura 4.8 muestra esta comparación para la planta con CCS en modalidad ASP con las diferentes longitudes planteadas: inyección en sitio (0 km) y gasoductos de 250 y 500 km. El análisis confirma que la distancia afecta linealmente los sistemas: a mayor longitud de gasoducto mayores los impactos.

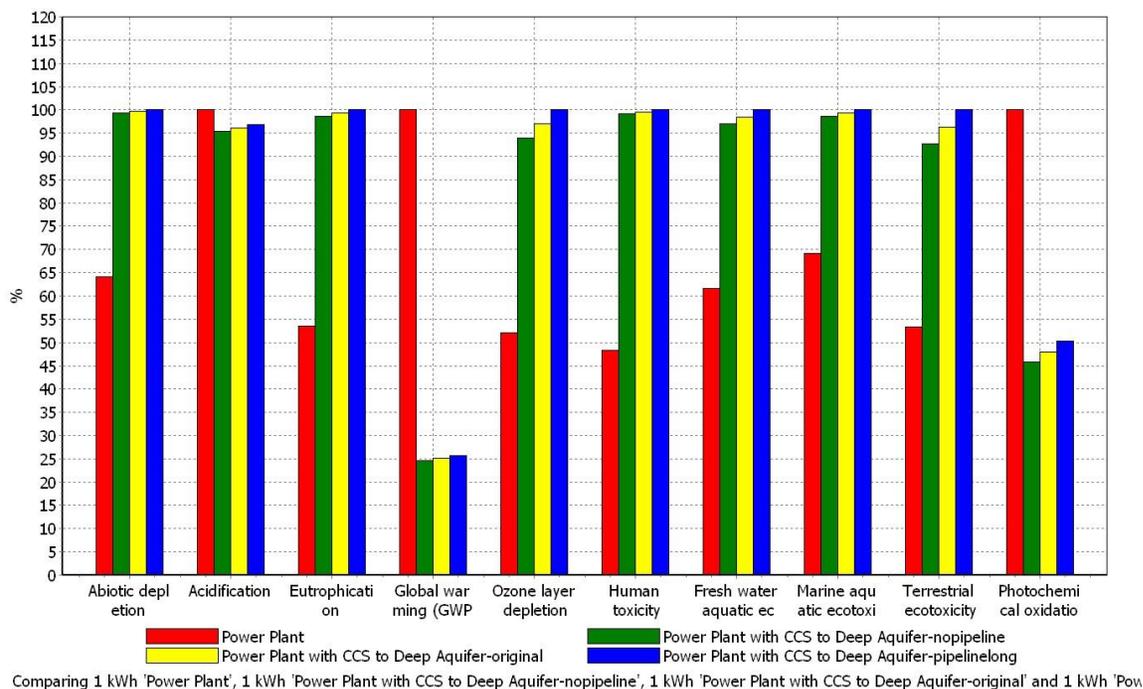


Figura 4-8.- Cambios en el impacto al sistema CCS en ASP debido a variaciones en la longitud de gaseoducto. El color rojo representa la planta de referencia, verde significa inyección en sitio, amarillo 250 km y azul gasoducto de 500 km.

Dado que el uso de carbón impacta significativamente a todas las categorías, se analizó el incremento de la eficiencia en la planta a una de régimen supercrítico de 45%. La figura 4.9 muestra el análisis de sensibilidad de modificar la eficiencia de la central original y en las opciones de CCS en ASP y EOR. En todos los casos el

incremento de la eficiencia reduce los impactos en todas las categorías –aun sin sistema de CCS– lo cual es consistente con la idea de que a mayor eficiencia menor es el impacto ambiental.

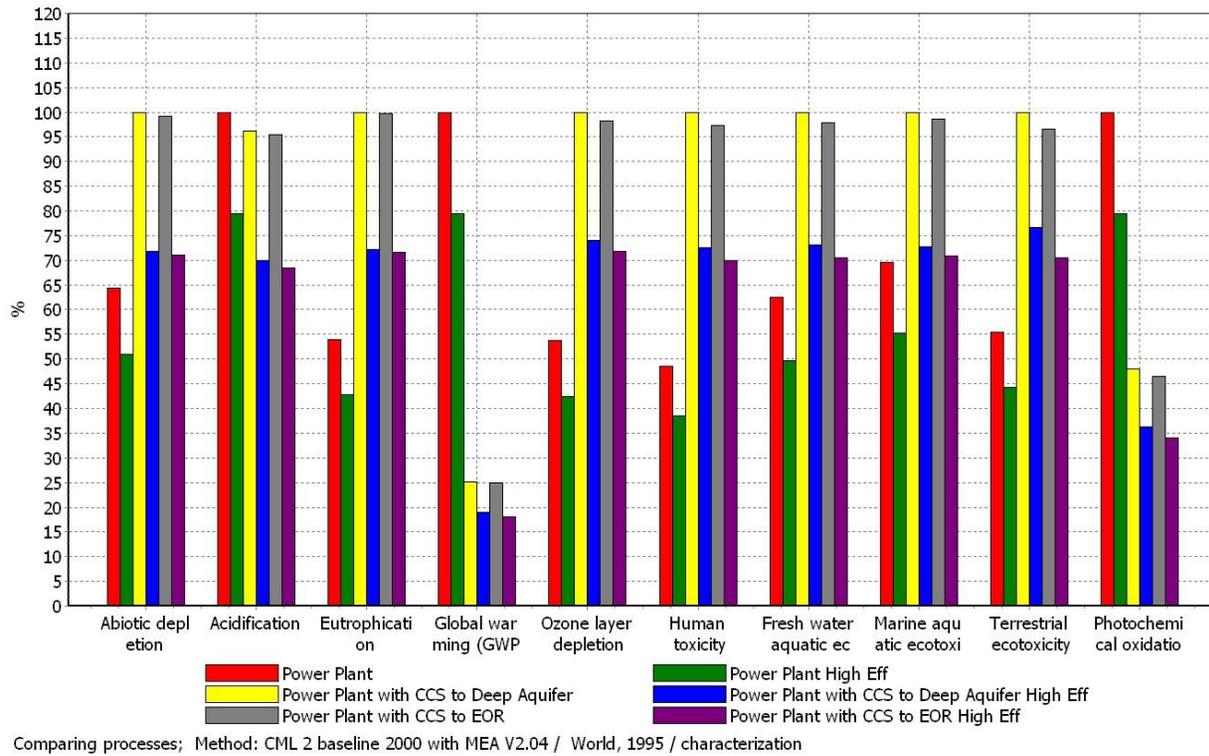


Figura 4-9.- Cambios en el impacto debido a un incremento de la eficiencia de la central. Se muestran todos los casos con 35.7% de eficiencia original y eficiencia supercrítica de 45%.

Otro factor que afecta la reducción de la eficiencia en los casos con CCS es la energía requerida para el proceso de captura, específicamente por el requerimiento de calor para la regeneración de MEA. Es de esperarse que este aspecto en particular mejore a medida que la tecnología avance. Para este ejercicio se tomaron los límites inferiores y superiores encontrados en la literatura y se compararon con el usado originalmente (figura 4.10) para el sistema CCS en ASP. La energía total es una combinación del calor estimado que se requiere directamente por el vapor y el factor de equivalencia de energía para la conversión de vapor a electricidad, ambos de los cuales tienen rangos. El rango de requerimiento va de 3.5 a 6 GJ_{vapor}/tCO₂³⁰ y el factor de

³⁰ Rao, Rubin. et. al. 2006.



equivalencia de energía de 0.094³¹ a 0.329 GJ_e/GJ_{vapor}³². Con el uso de estos parámetros el límite superior del requerimiento de calor asciende a 572 kWh/tCO₂ y el inferior desciende a 115 kWh/tCO₂; ambos rangos se muestran junto al de 245 kWh/tCO₂ usado originalmente. El menor requerimiento de energía reduce el impacto en todas las categorías, en porcentajes iguales, pero sin llegar a ser lineal.

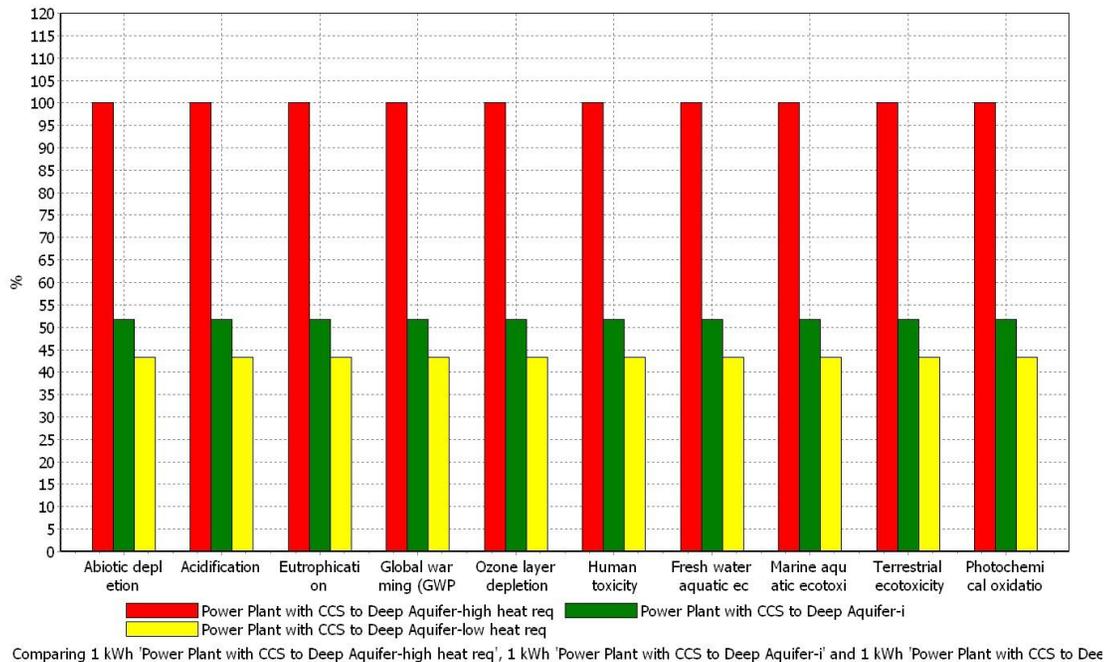


Figura 4-10.- Comparación de impactos para sistemas CCS con ASP con variaciones en el requerimiento de calor para el proceso de captura. En rojo el límite superior de 572 kWh/tCO₂, verde el caso de estudio de 245 kWh/tCO₂ y amarillo el límite inferior de 115 kWh/tCO₂.

³¹ Mimura, T., H. Simayoshi, et al. (1997). "Development of energy saving technology for flue gas carbon dioxide recovery in power plant by chemical absorption method and steam system." *Energy Conversion and Management* **38**(Supplement 1): S57-S62.

³² Buchanan, T. (2000). Evaluation of Innovative Fossil Fuel Power Plants with CO₂ Removal. In: C. EPRI Palo Alto. R. P. Prepared by Parsons Energy and Chemicals Group, U.S. Department of Energy-Office of Fossil Energy, Germantown, MD U.S. Department of Energy/NETL Pittsburgh, PA (Editor).

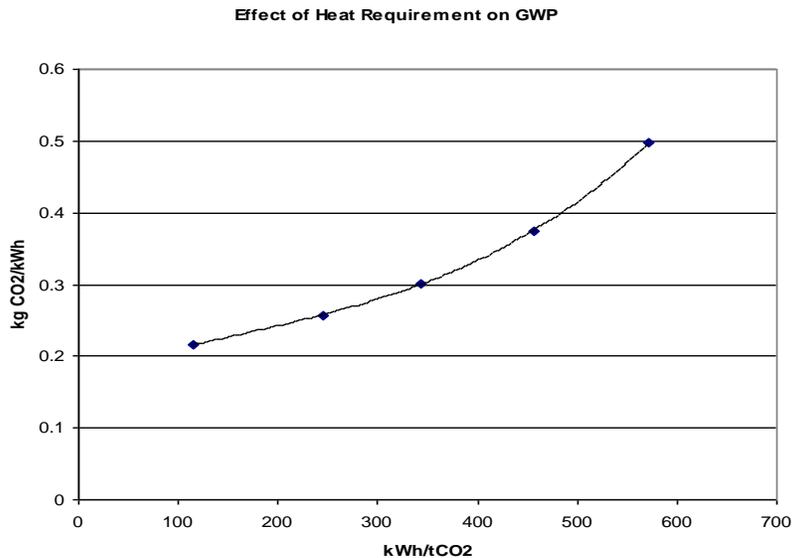


Figura 4-11.- Relación entre los requerimientos de energía para la captura y el impacto en la categoría GWP. Aunque no se trata de una relación lineal conserva cierta congruencia de comportamiento. Todas las categorías de impacto reaccionan del mismo modo.

Implicaciones de una central con CCS para México

En lo visto por este estudio se ha determinado que la tecnología de CCS con almacenamiento geológico efectivamente reduce el impacto de GWP en un 75% –con algunos otros beneficios adicionales como la disminución de la acidificación y la oxidación fotoquímica. No obstante, el resto de las categorías de impacto muestran incrementos.

Entre las desventajas que este análisis arroja se puede mencionar el hecho de que, por una parte, México tendría una gran dependencia tecnológica de países industrializados para llevar a cabo un proyecto de almacenamiento geológico de CO₂ en centrales térmicas –lo cual en términos pragmáticos se traduce en traslado de bienes y servicios con la consecuente derrama de energéticos– y, por otra, que las centrales con las que el país cuenta y que de alguna forma han servido como referencia son de régimen subcrítico. Se estima que el panorama podría mejorar en alguna medida si existiera la posibilidad de aspirar a contar con centrales cuya eficiencia de origen fuera al menos supercrítica, como lo muestra el análisis de sensibilidad. La literatura al respecto corrobora que en varias categorías de impacto que en este trabajo resultan negativas se ven favorecidas por el uso de un sistema CCS³³.

Una conclusión que se desprende de la figura 4.9 es que, en teoría, el análisis de sensibilidad muestra que sustituir cuatro centrales térmicas convencionales (de la misma capacidad instalada como las que ahora se

³³ Koorneef 2008. Op. Cit.



encuentran en México) por cuatro centrales supercríticas aportarían el mismo beneficio en términos de GWP que la instalación de un sistema CCS, con la ventaja adicional de que varias de las categorías de impacto disminuirían.

Por otra parte, aunque el aspecto económico no se aborda en este trabajo, sería conveniente que análisis futuros lo hicieran –sobre todo para demostrar que en México un sistema CCS sólo es redituable en la modalidad de EOR³⁴. Además de este punto se puede concluir, gracias a los análisis aquí presentados, que ambientalmente el sistema EOR tiene un menores impacto que el ASP.

En lo que respecta a tecnologías de solventes para separar CO₂ es de esperarse que en el futuro inmediato se desarrollen nuevas y más eficientes opciones que demanden menos energía para la regeneración del ciclo y el consecuente decremento de impactos. De hecho, existen ya algunos estudios piloto donde se demuestra que el MEA mezclado con metildietanolamina (MDEA) podría mejorar sustancialmente los impactos mencionados³⁵.

³⁴ Lacy, T. R. (2005). Geologic Carbon Dioxide Sequestration for the Mexican Oil Industry: An Action Plan. Maestro en Ciencias, Massachusetts Institute of Technology.

³⁵ Idem, R. (2006). "Pilot plant studies of the CO₂ capture performance of aqueous MEA and mixed MEA/MDEA solvents at the University of Regina CO₂ capture technology development platn and the Boundary Dam CO₂ capture demonstration." Industrial & Engineering Chemistry Research **45**(8): 2414-2420.



Bibliografía

- Abu-Zahra, M. R. M., L. H. J. Schneiders, et al. (2007). "CO₂ capture from power plants: Part I. A parametric study of the technical performance based on monoethanolamine." *International Journal of Greenhouse Gas Control* 1(1): 37-46.
- Alie, C., L. Backham, et al. (2005). "Simulation of CO₂ capture using MEA scrubbing: a flowsheet decomposition method." *Energy Conversion and Management* 46(3): 475-487.
- Boden, T. A., G. Marland, et al. (2009). "Global Regional and National Fossil-Fuel Emissions." Oak Ridge National Laboratory-Carbon Dioxide Information Analysis Center.
- Buchanan, T. (2000). Evaluation of Innovative Fossil Fuel Power Plants with CO₂ Removal. In: C. EPRI Palo Alto. R. P. Prepared by Parsons Energy and Chemicals Group, U.S. Department of Energy-Office of Fossil Energy, Germantown, MD
- U.S. Department of Energy/NETL Pittsburgh, PA (Editor).
- CFE (2009). Programa de obras del sector eléctrico 2009-2018. México,D.F., Comisión Federal de Electricidad.
- Chapel, D. G., C. L. Mariz, et al. (1999). Recovery of CO₂ from Flue gasses: commercial trends. . Canadian Society of Chemical Engineers Annual Meeting, Saskatoon, Saskatchewan.
- Dávila Serrano, M., O. Jiménez, et al. (2010). "A preliminary study of regional geologic carbon sequestration in Mexico." *International Journal of Physical Science* 5(5): 408-414.
- Doka, G. (2002). Calculation tool for waste disposal in hazardous waste incinerators HWI for Ecoincent 2000. Zurich, Switzerland.
- Faist Emmenegger, M., T. Heck, et al. (2003). Erdgas-Schabilanzen von Energiesystemen. Swiss Center for Life Cycle Inventories. Dübendorf and Villigen, Switzerland, Paul Scherrer Institute.
- GHG, I. (2000). Leading options for the capture of CO₂ emissions at power stations. Cheltenham, U. K.
- Guineé, J. B., Ed. (2002). Handbook on Life Cycle Assessment: operational guide to the ISO standards. Eco-Efficiency in Industry and Science. Dordrecht, Netherlands, Kluwer Academic Publishers.
- Holloway, S., J. M. Pearce, et al. (2005). "A Review of Natural CO₂ Occurrences and Their Relevance to CO₂ Storage." IEA Green House Gas R&D Programme: 124.
- Huijbregts, M. A. (2005). Appendix I: toxicity potentials for monoethanolamine, diethanolamine, triethanolamine, di-isopropylamine, sulfolane and methanol, Environmental Impact of Solvent Scrubbing of CO₂ (2006), IEA Greenhouse Gas R&D Programme.



- Idem, R. (2006). "Pilot plant studies of the CO₂ capture performance of aqueous MEA and mixed MEA/MDEA solvents at the University of Regina CO₂ capture technology development plant and the Boundary Dam CO₂ capture demonstration." Industrial & Engineering Chemistry Research **45**(8): 2414-2420.
- Iijima, M., T. Takashina, et al. (2007). Long-term demonstration of CO₂ recovery from the flue gas of a coal-fired power station. Technical review--Mitsubishi Heavy Industries 44 (2). **44**.
- IPCC (2005). IPCC Special report on carbon dioxide capture and storage. Cambridge, UK and New York USA.
- IPCC (2006). Chapter 4: fugitive emissions. 2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories, Vol 2 energy. IGES, Japan, Prepared by the National Greenhouse Gas Inventories Program. **2**.
- Khoo, H. H. and R. B. H. Tan (2006). "Life cycle investigation of CO₂ recovery and sequestration." Environmental Science & Technology **40**(12): 4016-4024.
- Knudsen, J. N., P.-J. Vilhelmsen, et al. (2006). "CASTON 1 t/h CO₂ absorption pilot plant at the Elsam Kraft A/S Esbjerg power plant--First year of operation and experience." Proceedings of the Greenhouse Gas Control Technologies, Trondheim, Norway **8**.
- Koornneef, J., T. van Keulen, et al. (2008). "Life cycle assessment of a pulverized coal power plant with post-combustion capture, transport and storage of CO₂." International Journal of Greenhouse Gas Control **2**(4): 448-467.
- Korre, A., Z. Nie, et al. (2009). "Life cycle modelling of fossil fuel power generation with post combustion CO₂ capture." Energy Procedia **1**(1): 3771-3778.
- Lacy, T. R. (2005). Geologic Carbon Dioxide Sequestration for the Mexican Oil Industry: An Action Plan. Maestro en Ciencias, Massachusetts Institute of Technology.
- Mimura, T., H. Simayoshi, et al. (1997). "Development of energy saving technology for flue gas carbon dioxide recovery in power plant by chemical absorption method and steam system." Energy Conversion and Management **38**(Supplement 1): S57-S62.
- Odeh, N. A. and T. T. Cockerill (2008). "Life cycle GHG assessment of fossil fuel power plants with carbon capture and storage." Energy Policy **36**(1): 367-380.
- Peeters, A. N. M., A. P. C. Faaij, et al. (2007). "Techno-economic analysis of natural gas combined cycles with post-combustion CO₂ absorption, including a detailed evaluation of the development potential." International Journal of Greenhouse Gas Control **1**(4): 396-417.
- Pehnt, M. and J. Henkel (2009). "Life cycle assessment of carbon dioxide capture and storage from lignite power plants." International Journal of Greenhouse Gas Control **3**(1): 49-66.



- Rao, A. B. and E. S. Rubin (2002). "A technical, economic, and environmental assessment of amine-based CO₂ capture technology for power plant greenhouse gas control." Environmental Science & Technology **36**(20): 4467-4475.
- Rao, A. B. and E. S. Rubin (2003). "A technical, economic, and environmental assessment of amine-based CO₂ capture technology for power plant greenhouse gas control : Environmental Science and Technology, 2002, 36, (20), 4467-4475." Fuel and Energy Abstracts **44**(5): 330-330.
- Rao, A. B., E. S. Rubin, et al. (2004). An integrated modeling framework for carbon management technologies. Technical Documentation: Amine-based CO₂ capture storage systems for fossil fuel power plant. . Pittsburgh, USA, Carnegie Mellon University. **1**.
- Rao, A. B., E. S. Rubin, et al. (2006). "Evaluation of potential cost reductions from improved amine-based CO₂ capture systems." Energy Policy **34**(18): 3765-3772.
- Reséndiz-Núñez, D. (1994). El sector eléctrico en México. México,D.F., Fondo de cultura económica.
- Riddiford, F., I. Wright, et al. (2005). "MONITORING GEOLOGICAL STORAGE THE IN SALAH GAS CO₂ STORAGE PROJECT." 6.
- Stanley, J. (2009). Life Cycle Assessment of coal fired power plants with carbon capture and storage in Mexico.Final paper for the MISTI MIT-Mexico internship program. México,D.F., MIT-CFE.
- Strazisar, B. R., R. R. Anderson, et al. (2003). "Degradation pathways for monoethanolamine in a CO₂ capture facility." Energy & Fuels **17**(4): 1034-1039.
- Thitakamol, B., A. Veawab, et al. (2007). "Environmental impacts of absorption-based CO₂ capture unit for post-combustion treatment of flue gas from coal-fired power plant." International Journal of Greenhouse Gas Control **1**(3): 318-342.



5. CARACTERIZACIÓN CONCEPTUAL A NIVEL CUENCA PARA ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO

De acuerdo con Bachu et. al. (2007)¹, la estimación de la capacidad de almacenamiento en medios geológicos depende principalmente de la escala y resolución (ver capítulo 2 de este trabajo). La escala comprende cinco etapas: país, cuenca, regional, local y sitio. En la evaluación a escala país usualmente se considera la identificación de áreas en cuencas sedimentarias; para el caso de México los datos se encuentran disponibles de forma pública en cantidad suficiente. A nivel cuenca se realizaron las primeras estimaciones de capacidad de almacenamiento; este capítulo describe primero la evaluación a nivel país y después a nivel cuenca, con lo que se abordan las dos primeras etapas de la citada metodología.

En la primera parte de esta investigación se llevó a cabo un análisis de los rasgos sísmicos, volcánicos y tectónicos en combinación con la litología y geología de la superficie del país, el cual fue dividido en siete zonas basadas en dichas características –excluyendo algunas áreas y clasificando aquellas que tienen mayor potencial para estudios a mayor detalle. A las zonas analizadas se les denominó zonas de inclusión y de exclusión.

SELECCIÓN PRELIMINAR DE REGIONES EN MÉXICO CON POTENCIAL PARA ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE BIÓXIDO DE CARBONO

La información, mapas de tectónica, litología, de rasgos sísmicos y volcánicos fueron obtenidos de varias fuentes, principalmente instituciones gubernamentales y de investigación que poseen información en bases de datos tales como CENAPRED² (Centro Nacional de Prevención de Desastres, 2009) y el SSN³ (Servicio Sismológico Nacional, 2009). Esta información se compiló en una base de datos de más de 500 artículos y mapas y posteriormente fue analizada y seleccionada para configurar una serie de mapas temáticos. Una vez obtenidos esos mapas se compararon y combinaron en un mapa final para obtener las zonas con potencial de almacenamiento de CO₂, utilizando el software de información geográfica ESRI-ArcGIS. Los criterios generales que se utilizaron para el análisis de la información se mencionan a continuación.

En el contexto tectónico resalta una margen convergente y un arco volcánico actualmente activos en la costa occidental y la franja central-transversal del territorio mexicano. Los efectos asociados a este régimen de esfuerzo tectónico extensional y compresivo están representados principalmente por la interacción de las placas tectónicas de Cocos, Pacífica y Norteamericana, así como por diferentes procesos magmáticos

¹ Bachu, S., D. Bonijoly, et. al. (2007). "CO₂ storage capacity estimation: Methodology and gaps." Greenhouse Gas Control 1(4): 430-443.

² CENAPRED (2001). Diagnóstico de peligros e identificación de riesgos de desastres en México: Atlas Nacional de Riesgos de la República Mexicana. México D.F., Secretaría de Gobernación: 222.

³ SSN (2009). Servicio Sismológico Nacional. Instituto de Geofísica, <http://www.ssn.unam.mx/>



asociados. Estos fenómenos también tienen que ver con la generación de fallamiento superficial. Ambos casos constituyen criterios de exclusión por el riesgo que significa la inestabilidad de la corteza terrestre en presencia de dichos fenómenos. Para la delimitación de zonas de inclusión-exclusión se tomaron en cuenta fallas activas⁴ importantes y documentadas en el país. Dada la extensión de las fallas consideradas, el tectonismo del territorio mexicano explica las fallas que se integraron a la cartografía a fin de incluir o excluir ciertas regiones geológicas.

Por otra parte, el tectonismo también es la explicación del vulcanismo activo en el país. Las zonas volcánicas de México han sido estudiadas exhaustivamente por muchos años y constituyen un criterio de exclusión dada su inestabilidad geológica con miras al objetivo de almacenamiento geológico que ocupa a este trabajo. Otro aspecto asociado al tectonismo y al vulcanismo es el que se refiere a manifestaciones geotérmicas. Las zonas del territorio nacional dentro de campos geotérmicos conocidos ayudaron a delimitar regiones volcánicas activas y a precisar zonas de exclusión.

Los procesos señalados anteriormente (tectónicos, volcánicos y geotérmicos) conformaron los principales criterios de exclusión. En contraparte, las zonas del país que no cumplen estos criterios, aunadas a la presencia de paquetes importantes de rocas sedimentarias –tanto en continente como en el litoral del Golfo de México– definieron las zonas de inclusión.

Rasgos tectónicos, sísmicos y volcánicos

México tiene una fisiografía muy variada y heterogénea. Cada provincia fisiográfica es resultado de la erosión actuando durante tiempos de escala geológica sobre diferentes cuerpos estratigráficos y sujetos a diversos episodios tectónicos. La tectónica del país se encuentra determinada principalmente por la zona de subducción, localizada a lo largo de casi toda la costa del Pacífico, por el sistema *rift* en el Golfo de California y por el sistema de fallas Motagua-Polochic en el sur-sureste del país^{5 6 7 8 9 10} (figura 5.1). Estos rasgos tectónicos definen los riesgos potenciales a gran escala que el país podría enfrentar desde el punto de almacenamiento de CO₂ debido a las zonas de debilidad que constituyen por sí mismos. Por otra parte, las zonas activas de vulcanismo activo que caracterizan al centro del país (Cinturón o Eje Neovolcánico) presentan conductos francos desde grandes profundidades hasta la superficie y son proclives a aumentos

⁴ Falla activa es aquella que ha tenido actividad demostrable en los últimos 10,000 años.

⁵ Elders, W. A. (1972). "Crustal spreading in southern California." *Science* 178: 15-24.

⁶ Burkart, B. (1978). "Offset Across the Polochic Fault in Chiapas and Guatemala." *Geology* 6: 328-332.

⁷ Wallace, R. E. (1984). "Patterns and timing of late Quaternary faulting in the Great Basin Province and relation to some regional tectonic features." *J. Geophys. Res.* 89: 5763-5770.

⁸ Luhr, J. F. (1985). "Active rifting in south-western Mexico: manifestations of an incipient eastward-spreading ridge jump." *Geology* 13: 54-57.

⁹ Allan, V. F. (1986). "Geology of the Northern Colima and Zacoalco Grabens SW Mexico." *Geol. Soc. Am.* 97: 473-485.

¹⁰ Meneses, J. (1986). Tectonic evolution of the strike-slip fault province of Chiapas, Mexico. Ph.D., Univ. of Texas.

importantes de temperatura en el subsuelo, lo que puede inducir presurización fuera de control al gas que eventualmente se almacenara. Los volcanes activos también están asociados a subducción pacífica.^{11 12 13 14}

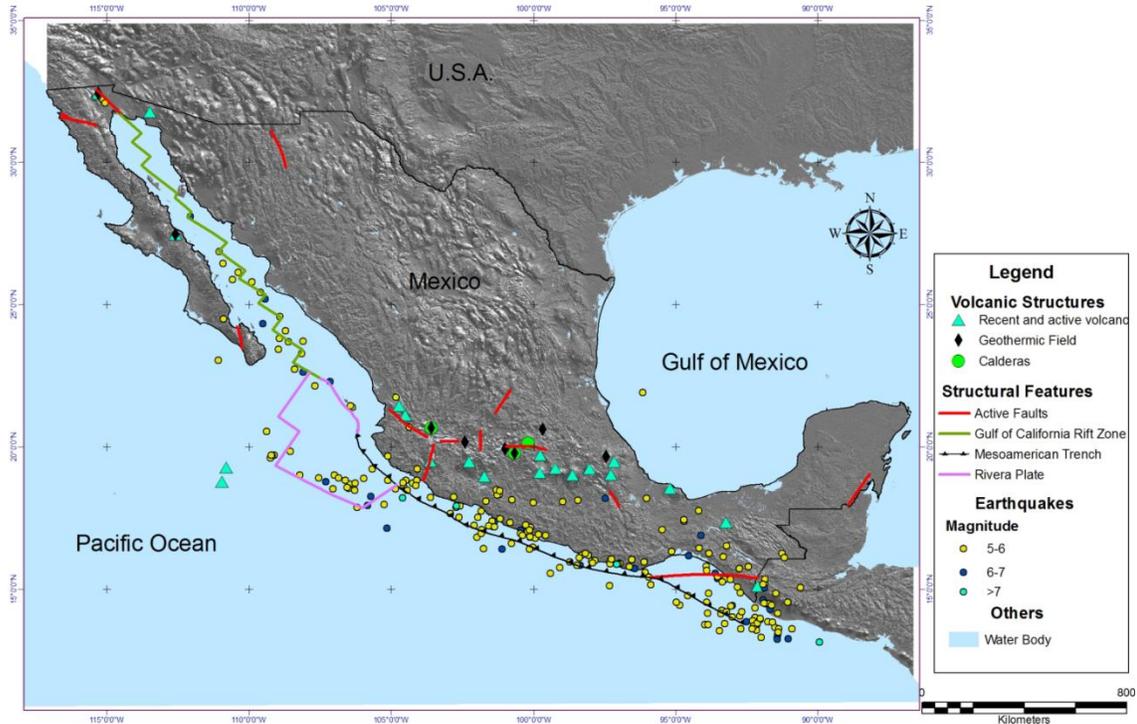


Figura 5-1.- Principales rasgos tectónicos de México. Dávila et. al. (2010)¹⁵

Otro aspecto para determinar zonas de exclusión fue la presencia de sismos. Aunque la sismicidad no es un factor de riesgo por sí misma, sí lo es si se le considera argumento del dinamismo de zonas de falla, convección, apertura de la corteza y vulcanismo, que constituyen en sí agentes de riesgo directo. Aunque en la figura 5.1 sólo se muestran los sismos más importantes ocurridos desde 1998 (magnitud superior a 5 en la escala de Richter^{16 17}) se recopilaron los registros sísmicos de los últimos 100 años. En esta figura

¹¹ Suter, M. (1995). "The Acambay graben. Active intra-arc extension in the TransMexican Volcanic Belt, Mexico." *Tectonics* 14: 1245-1262.

¹² Nieto-Samaniego, A., S. A. Alaniz-Álvarez, et. al. (1997). "La deformación Cenozoica postlaramídica en la parte meridional de la Mesa Central, México." *Rev. Mex. Cienc. Geol.* 14: 13-25.

¹³ Macías, J. L. (2005). "Geología e historia eruptiva de algunos de los grandes volcanes activos de México." *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*, 57(3): 379-424.

¹⁴ Macías, J. L., L. Capra, et. al. (2004). "The 26 May 1982 breakout flows derived from failure of a volcanic dam at El Chichón, Chiapas, Mexico." *GSA Bulletin* 116(1): 13.

¹⁵ Dávila Serrano, M., O. Jiménez, et. al. (2010). "A preliminary study of regional geologic carbon sequestration in Mexico." *International Journal of Physical Science* 5(5): 408-414.

¹⁶ CENAPRED (2001). Op. Cit.

¹⁷ SSN (2009). Op. Cit.

deberá notarse que los sismos más fuertes se concentran a lo largo del límite entre las placas tectónicas del Pacífico y el Eje Neovolcánico.¹⁸

La figura 5.2 muestra los rasgos sobresalientes de la actividad hidrotermal en México, la cual está directamente relacionada con la volcánica. Los datos se clasifican de acuerdo a su entalpía o nivel de temperatura. El hidrotermalismo se utilizó, al igual que la sismicidad, como argumento de apoyo para la delimitación de zonas de actividad volcánica y de fallamiento activo, los cuales representan elementos de juicio para exclusión.¹⁹

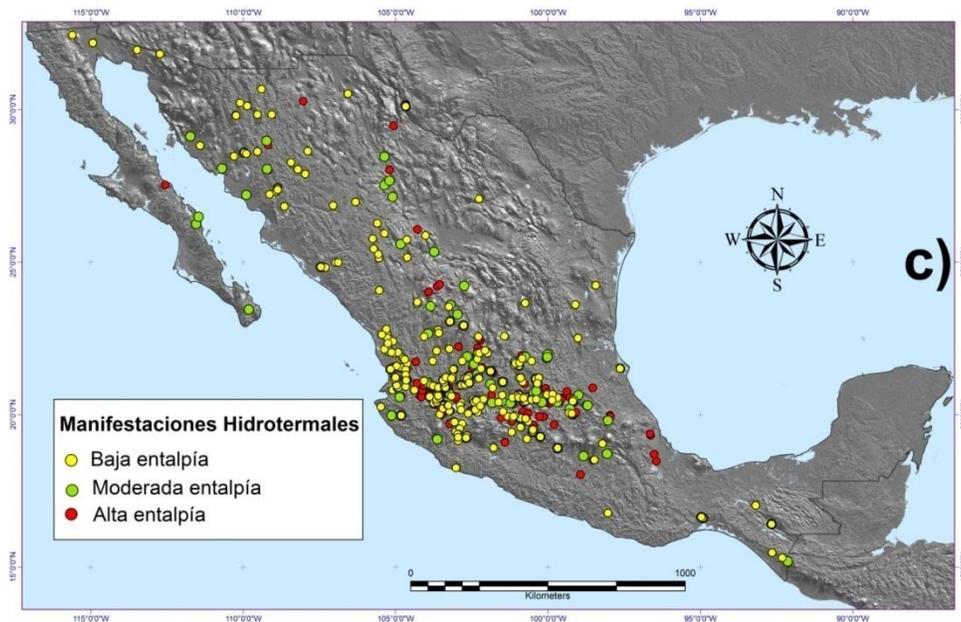


Figura 5-2.- Principales manifestaciones hidrotermales en la República Mexicana. Ordaz-Méndez (2009)

El último criterio para excluir una zona como almacén de CO₂ es una litología que implique baja permeabilidad a nivel de superficie –en la corteza terrestre. Las principales provincias geológicas que difícilmente podrían ofrecer posibilidades de almacenamiento debido a la notoria baja permeabilidad-porosidad asociado a su tipo de roca se mencionan a continuación (figura 5.3).

¹⁸ Pardo, M. y G. Suárez (1995). "Shape of Subducted Rivera and Cocos Plates in southern Mexico: seismic and tectonic implications." *J. Geophys. Res.* 100(12357-12373).

¹⁹ Ordaz-Méndez, C. A., M. Flores-Armenta, et. al. (2009). Potencial Geotérmico de la República Mexicana. Morelia, Michoacán, Comisión Federal de Electricidad, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos: 10.

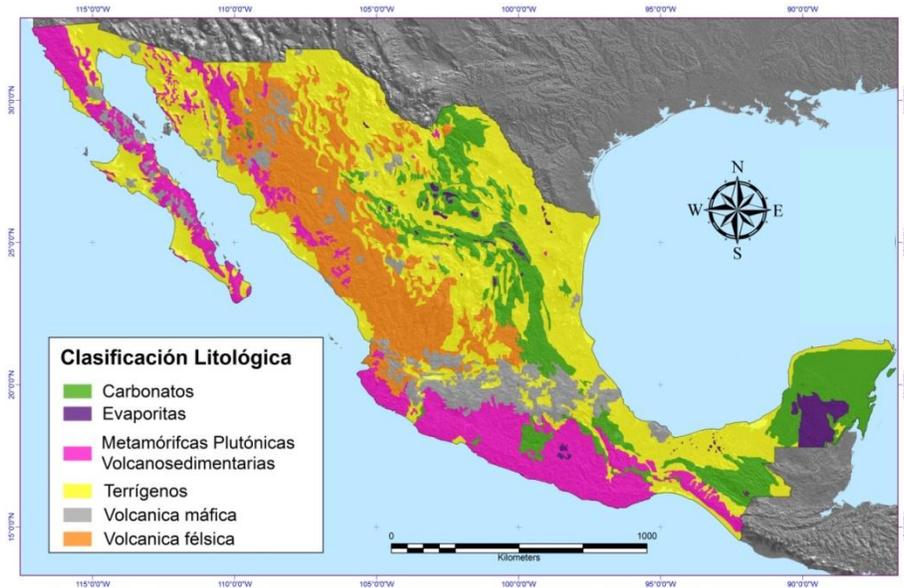


Figura 5-3.- Principales grupos litológicos a nivel superficie en la República Mexicana. Dávila, et. al. (2010)

La Sierra Madre Occidental y la península de Baja California conforman estructuras de rocas ígneas mayormente de composición félsica^{20 21}. Otro gran grupo de rocas cristalinas de composición máfica^{22 23} se encuentran en lo que conocemos como Cinturón Transmexicano o Eje Neovolcánico, que es resultado de la actividad tectónica de la placa de Cocos subduccionando a la placa Norteamericana en la trinchera de Acapulco. Estos grandes paquetes de rocas ígneas se excluyen como posibles zonas de almacén de CO₂ a causa de su baja permeabilidad. La Sierra Madre del Sur tampoco ha sido considerada por la misma razón, aunque en este caso la litología de la región es bastante más compleja –existen rocas tipo metamórfico y sedimentario además de ígneas²⁴. El argumento de la baja permeabilidad en rocas ígneas ha sido cuestionado por Prasad et. al., quien establece que ciertos tipos de basaltos tienen excelente permeabilidad²⁵. Aun así, las rocas basálticas de México son las más jóvenes de las secuencias ígneas y no se estima que tendrían suficiente profundidad como para constituir buenos almacenes, toda vez que se

²⁰ Félsica: Grupo de rocas ígneas formadas predominantemente por minerales ricos en sílice y feldespatos potásicos sobre minerales feldespáticos sódicos cálcicos y ferromagnesianos.

²¹ Ferrari, L., M. Valencia-Moreno, et. al. (2005). "Magmatismo y tectónica en la Sierra Madre Occidental y su relación con la evolución de la margen occidental de Norteamérica." Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, 57(3): 343-378.

²² Máfica: Grupo de rocas ígneas formadas predominantemente por minerales feldespáticos sódico-cálcicos y ferromagnesianos sobre sílice y feldespatos potásicos.

²³ Gómez-Tuena, A., M. T. Orozco-Esquivel, et. al. (2005). "Petrogénesis ígnea de la Faja Volcánica Transmexicana." Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, 57(3): 227-283.

²⁴ Morán-Zenteno, D., M. Cerca, et. al. (2005). "La evolución tectónica y magmática cenozoica del suroeste de México: avances y problemas de interpretación." Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, 57(3): 319-341.

²⁵ Prasad, P. S. R., D. S. Sarma, et. al. (2009). "Geological sequestration of carbon dioxide in Deccan basalts: preliminary laboratory study." Current Science (00113891) 96(2): 288-291.



acepte que secuencias ígneas no forman parte de los criterios de inclusión (el capítulo 2 estableció una profundidad mínima de 800 m para lograr CO₂ en estado supercrítico).

Desde el punto de vista de tipos de roca, el resto del país podría tener regiones atractivas para constituir sitios de almacenamiento si en ellas no intervinieran otros factores de exclusión distintos a la litología. En forma general el oriente del país cumple con estas características, en especial los estados aledaños al Golfo de México, ya que esta parte del territorio consiste predominantemente de rocas sedimentarias, aunque de varias composiciones. Esta zona abarca las Sierras Madre Oriental, la Madre de Chiapas^{26 27}, la Planicie Costera del Golfo y la Plataforma de Yucatán.

Las rocas sedimentarias proveen mejor permeabilidad que otros tipos de roca. Esta característica es primaria cuando resulta de los intersticios que se forman en la trama de la roca como producto del acomodamiento de granos (rocas terrígenas, detríticas o granulares como es el caso de los conglomerados, areniscas, limolitas y lutitas). También puede ser secundaria si los huecos se formaron después de la génesis de la roca. El ejemplo más común es la formación *carst*, o disolución en las rocas de origen de depósitos químicos (calizas y dolomías), aunque otro tipo de permeabilidad secundaria puede deberse a fracturamiento, en cuyo caso no es exclusivo a rocas sedimentarias.

Además de la predominancia de rocas sedimentarias, otro argumento a favor de la región oriental del país como la apropiada para almacenamiento geológico es la presencia de provincias productoras de gas y petróleo, que en sí están depositados en reservorios que demandan permeabilidad.

La información recopilada y organizada en mapas mediante el software de información geográfica ESRI-ArcGIS permitió dividir el país en siete regiones (figura 5.4). Las zonas A y B se consideraron áreas continentales de exclusión; la zona G es de exclusión marina. Las zonas C, D y E son zonas continentales de inclusión y la zona F corresponde a una zona de inclusión de tipo marino.

²⁶ Pindell, J. L. (1993). Regional synopsis of Gulf of Mexico and Caribbean evolution. Mesozoic and early Cenozoic development of the Gulf of Mexico and Caribbean region: a context for hydrocarbon exploration. Houston, Gulf Coast Section SEPM Foundation, 13th Annual Research Conference Proceedings.

²⁷ Padilla, R. (2007). "Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México." Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana 59(1): 19-42.

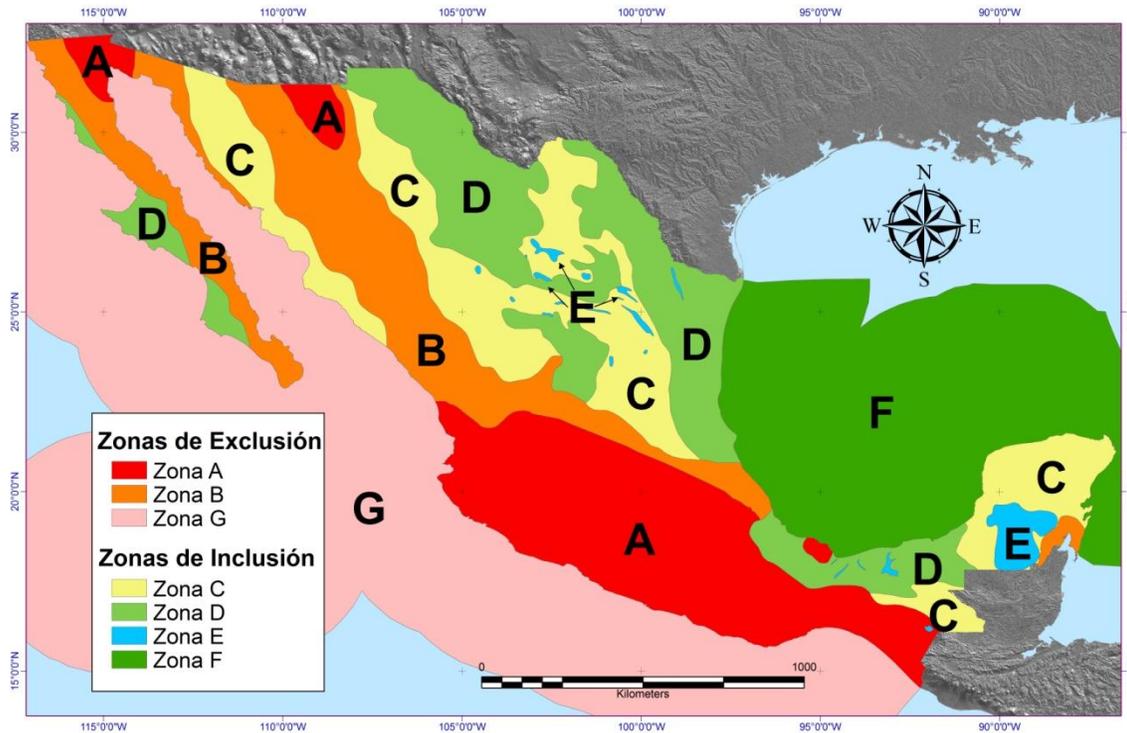


Figura 5-4.- Distribución de zonas de inclusión-exclusión a nivel país para fines de almacenamiento geológico de CO₂.
Dávila et. al. (2010)

La zona A es una zona de exclusión donde no es recomendable el almacenamiento del CO₂ pues está constituida por rocas ígneas, metamórficas y volcanosedimentarias, alta actividad sísmica y volcánica, fallamiento activo y características hidrotermales.

La zona B está compuesta de rocas metamórficas, volcánicas y volcanosedimentarias, presenta moderada actividad sísmica y fallamiento, además de características volcánicas e hidrotermales. Esta zona no es recomendable para el almacén geológico aunque podría considerarse menos riesgosa que la A porque corresponde a una actividad sísmica menos activa, mas la composición de sus rocas es poco prometedora en cuanto a capacidad de almacenamiento.

La zona C es una zona de inclusión que debe ser estudiada a mayor detalle. La parte norte se caracteriza por cuencas formadas por sedimentos terrígenos continentales y rocas volcánicas asociadas con sierras. Hay menor cantidad de rocas carbonatadas y cuerpos intrusivos. En la zona centro-este dominan cinturones carbonatados plegados creando terrenos montañosos. La porción sureste se encuentra dominada por rocas calcáreas sin plegamiento significativo, particularmente en la península de Yucatán. Esta zona tiene baja sismicidad y no presenta información sobre presencia de fallas activas.

La zona D también es una zona de inclusión recomendable para un estudio a mayor detalle. Presenta rocas terrígenas de diferentes edades y ambientes de depósito, expuestas principalmente como cuencas o depósitos costeros marinos. así como rellenos fluvio-aluviales con poco o nulo riesgo sísmico ni información

de fallas activas. Esta zona tiene las mejores expectativas debido a la presencia de abundantes cuencas petroleras y de gas, e incluso zonas de recuperación secundaria de petróleo, así como instalaciones de infraestructura energética.

La zona E es una zona de inclusión con depósitos evaporíticos comúnmente asociados a calizas, lutitas, arenisca, conglomerados y dolomías de diferentes edades, sin riesgo sísmico o fallas activas reportadas. Si bien los sedimentos evaporíticos son de casi nula permeabilidad (acuicludos) y por lo tanto no recomendados como depósitos, por lo mismo pueden constituir excelentes sellos que podrían capitalizarse si debajo de ellos existiesen sedimentos de permeabilidad importante para instaurar el depósito en sí.

La zona F es zona marina de inclusión. Presenta sedimentos clásticos recientes principalmente en ambientes marinos que rellenan las plataformas y cuencas del Golfo. Hay poco riesgo sísmico y no existe información concreta sobre fallas activas. Al igual que la zona D tiene un potencial de almacenamiento en campos petroleros marinos profundos. Para fines prácticos la siguiente etapa de estudio (nivel cuenca, descrito en la siguiente sección) abarca únicamente la plataforma continental.

La zona G representa una zona marina de exclusión en la costa Pacífico, no recomendable para almacenamiento de CO₂. Se caracteriza por sedimentos terrígenos depositados principalmente en ambientes marinos recientes a gran profundidad, pero presenta alta actividad tectónica y sísmica.

En la tabla 5.1 se ponderan los factores considerados para determinar las zonas de inclusión y exclusión.

Criterio Principal	Tipo de Roca (%)						Sismos (%) (1998-2009)	Valores de Entalp'a (%)			Fallas Activas	Volcanes Activos	
	C	E	MPV	T	VB	VF	Magnitud >5	Alta >200%	Media 150-220%	Baja 90-150%			
EXCLUSION	A	5	2	50	20	15	8	40	90	80	75	70	80
	B	5	0	20	10	5	60	0	5	10	20	30	20
	G	0	0	0	100	0	0	50	0	0	0	0	0
INCLUSION	C	30	20	3	35	2	10	3	5	10	5	0	0
	D	2	1	0	85	2	10	5				0	0
	E	0	100	0	0	0	0	0				0	0
	F	0	0	0	100	0	0	2				0	0

Tabla 5-1 Criterios para definir zonas de inclusión y exclusión para almacenamiento geológico de CO₂. Los valores numéricos representan el porcentaje relativo basado en estimaciones a nivel superficie. C: secuencias carbonatadas, E: evaporíticas, MPV: series metamórfica, plutónica y volcanosedimentaria; T: secuencias terrígenas, VB: serie volcánica básica, VF: serie volcánica félsica.

Las fallas activas se consideran como tal cuando han tenido un desplazamiento registrado durante los últimos 10,000 años, aproximadamente (Dávila et. al., 2010)

EVALUACIÓN DEL POTENCIAL DE ALMACENAMIENTO DE LAS PRINCIPALES CUENCAS SEDIMENTARIAS DE MÉXICO

En esta sección se explica el método utilizado para hacer un cálculo del potencial de almacenamiento de CO₂ en una formación rocosa que se encuentre en subsuelo mexicano, a una profundidad mayor a 800 m y

dentro de las zonas de inclusión previamente definidas. Esta metodología tiene como objetivo determinar, de forma general, el volumen teórico de CO₂ que sería posible almacenar en una formación geológica tomando como base un volumen de roca con propiedades conocidas de porosidad efectiva, saturación de agua irreductible, permeabilidad intrínseca y cierta relación entre espesor neto almacenante y espesor total. En la metodología de Bachu y colaboradores (2007) corresponde al segundo nivel en grado de detalle, también llamado nivel “cuenca”.

Consideraciones geológicas

Desde el punto de vista de los factores geológicos que inciden en las consideraciones de almacenamiento se sigue el patrón generalmente utilizado en la industria petrolera, donde las trampas estratigráficas y estructurales, así como las rocas sello, juegan un papel decisivo dentro de las provincias geológicas. Debido a que el concepto provincia se asemeja al de cuenca se ha preferido utilizar el primero debido a la falta de límites bien definidos y a que el término “cuenca” lleva a pensar en una forma deprimida morfológicamente con una zona más profunda hacia el centro, situación que no siempre se verifica en las provincias seleccionadas.

Las provincias resultantes dentro de las zonas de inclusión se localizan predominantemente en los estados vecinos al Golfo de México. Tienen límites cuyos contornos llegan a coincidir en algunas partes con las llamadas “cuencas sedimentarias” en el ámbito petrolero (French y Scherk, 1997). Por lo mismo, la información pública disponible sobre el subsuelo es mayor que en las provincias identificadas en la parte centro-norte del territorio mexicano. Las once provincias o cuencas delimitadas se muestran en la figura 5.5.

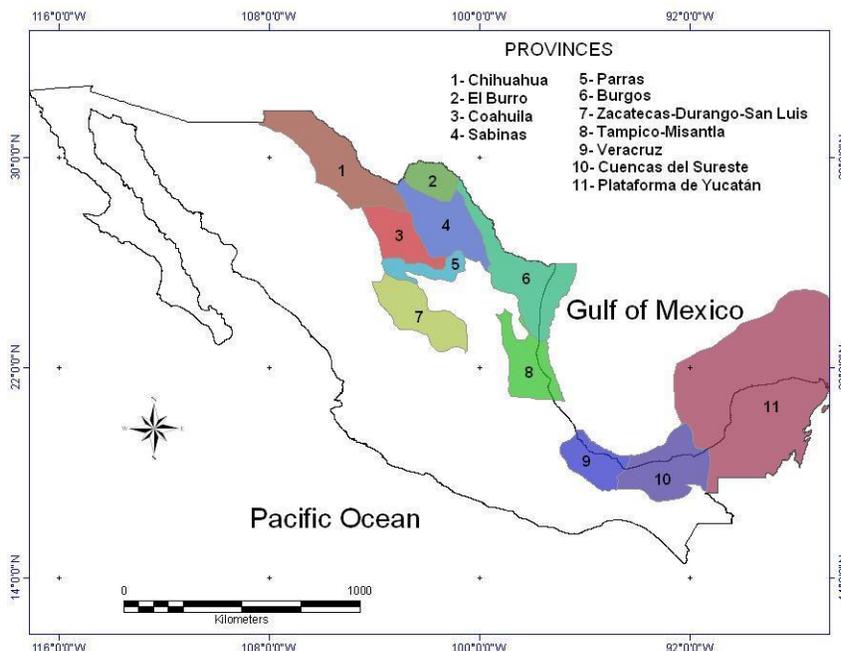




Figura 5-5.- Provincias identificadas de acuerdo a su potencial geológico para almacenar CO₂ y delimitadas al interior de las zonas de inclusión alrededor del Golfo de México, norte y centro del territorio mexicano.

El estudio de las provincias se ha realizado considerando la transición de escala y detalle correspondiente, de manera que su análisis sea lo más completo posible. Éste se basa en la interpretación de la geología superficial de secciones regionales geológico-estructurales (longitudes entre 50 y 200 km), en información sobre el tipo de litología y en ambientes de depósito conocidos gracias a pozos perforados que se encuentran referidos en bibliografía pública.

El tipo de roca considerado se refiere exclusivamente a una caracterización litológica de la formación rocosa de acuerdo al contenido mayor, ya sean carbonatos, terrígenos, arcillas o evaporitas. De esta manera se cita, por ejemplo, a una secuencia carbonatada cuando ésta está compuesta en su mayoría por calizas.

Por otro lado, aunque hubiera sido deseable, no se han utilizado isopacas para el cálculo del espesor de las formaciones geológicas que potencialmente pueden convertirse en unidades almacén, debido a la falta de información sistemática en profundidad. En su lugar se asignaron espesores y áreas generales estimando geometrías con criterios geológicos reconocibles en secciones estratigráficas y estructurales de carácter regional.

Por lo anterior cabe señalar que persiste cierta incertidumbre geológica debido a que los datos utilizados para los cálculos provienen de información pública, artículos científicos e informes inéditos de carácter geológico, geofísico, hidrológico y petrofísico que, si bien disponibles, son escasos en número si se toma en cuenta la gran extensión territorial abarcada. Reducir dichas imprecisiones deberá ser uno de los objetivos de una futura investigación que corresponda al tercer nivel de la metodología de Bachu. Se adoptó esta forma de estimación debido a la imposibilidad de acceder a fuentes de información de subsuelo de profundidad suficiente, pues ésta es comúnmente restringida al tratarse de información de la industria petrolera.

Capacidad de almacenamiento

Es necesario mencionar que para las estimaciones de la capacidad teórica de almacenamiento no se tomaron en cuenta variables económicas, de ingeniería, de desarrollo industrial o tecnológico ni de carácter legal o normativo. Tal como corresponde a esta escala de investigación el trabajo se efectuó exclusivamente a nivel geológico.

A este nivel, el concepto de capacidad de almacenamiento considera el CO₂ en fase libre, sin considerar su reacción con el reservorio que lo contenga (formación litológica). Es decir, no se toman en cuenta su solubilidad, su entrapamiento mineral ni su posibilidad de fuga a la atmósfera –ver mecanismos de retención de CO₂ en el capítulo 2. Sólo se considera el volumen de CO₂ que puede ser retenido en el espacio poroso disponible en la formación por medio de trampa estructural y/o estratigráfica.



Para conocer la capacidad de almacenamiento de una formación rocosa se analizaron en primera instancia varios estudios que proponen métodos de cálculo (Bradshaw et. al., 2005²⁸; Bachu et. al., 2007; Tarkowski et. al., 2009²⁹; Brennan y Burruss, 2003³⁰). En general, estos consideran variables distintas para reservorios en antiguos yacimientos de gas y petróleo, en yacimientos de carbón y en acuíferos profundos de agua salina.

De dichas propuestas metodológicas se definió que, dadas las variables disponibles, el único procedimiento viable es el que se refiere a acuíferos salinos profundos. No se considera el almacenamiento en lechos de carbón no minables puesto que las únicas cuencas carboníferas bien conocidas en el país son las regiones de Sabinas y Río Escondido, Coahuila, que están en explotación, mientras que las reportadas en los estados de Sonora y Oaxaca tienen una complejidad estructural tal que pondría en entredicho la hermeticidad del almacenamiento. Por lo que toca a campos petroleros exhaustos por el momento no se puede decir que la industria petrolera en México esté en posibilidades de aportar una evaluación integral a nivel país –más allá de algunos estudios puntuales sobre EOR– pero no cabe duda que este escenario cambiará a corto plazo y deberá considerarse en futuras investigaciones.

Cálculo del volumen teórico de CO₂

Para el cálculo del volumen teórico se consideraron dos fases principales. La primera consiste en la selección de horizontes litológicos objetivo que correspondan a rocas atractivas desde los puntos de vista porosidad-permeabilidad, profundidad (entre 800 y 2,500 m), hermeticidad estructural y estratigráfica. La segunda fase comprende la aplicación de una ecuación con variables cuyos valores se asignaron a partir de las características petrofísicas de pozos identificados en la literatura.

De manera general el proceso de estimación de capacidades engloba un conjunto de observaciones, deducciones y cálculos a partir de parámetros disponibles en mapas geológicos, secciones estratigráfico-estructurales construidas ex profeso, datos de pozos de la industria petrolera y variables petrofísicas.

Los parámetros críticos para el posible reservorio son: profundidad del reservorio (800 a 2,500 m), espesor (más de 50 m), porosidad (mayor a 20%), cantidad porcentual de arena, arcilla y carbonatos, heterogeneidad de la secuencia de roca considerada y, para efectos del cálculo de volumen, se utilizó la relación espesor neto/espesor total a fin de estimar de forma expresa la fracción de la formación geológica susceptible de convertirse en reservorio. Asimismo se tomó en cuenta la presencia de capas sello, discontinuidades estratigráficas y fallas geológicas.

Dentro del proceso de estimación no se consideraron los siguientes factores dinámicos del reservorio: presión de la formación rocosa, temperatura, salinidad, edad y química del agua de formación, reacción

²⁸ Bradshaw, J. y T. Dance (2005). "Mapping geological storage prospectivity of CO₂ for the world's sedimentary basins and regional source to sink matching." *GHGT-7*: 583-592.

²⁹ Radoslaw, T., U.-M. Barbara, et. al. (2009). "CO₂ storage capacity of deep aquifers and hydrocarbon fields in Poland - EU GeoCapacity Project results." *Energy Procedia* 1(2009): 2671-2677.

³⁰ Brennan, S. T. y R. Burrus (2003). "Specific Sequestration Volumes: A Useful Tool for CO₂ Storage Capacity Assessment." *USGS*: 14.



con el CO₂, regímenes hidrológicos o de disolución. La información sobre estos factores es inexistente hasta el momento.

Primera fase de estimación

Se realizó un análisis detallado de la geología superficial a escalas desde 1:250,000 hasta 1:4,000,000. De dicho análisis se definieron provincias que comparten características geomorfológicas, estratigráficas, estructurales y tectónicas similares. Asimismo se identificaron las secuencias de roca más generales de acuerdo a su contenido general de carbonatos, terrígenos y evaporitas. Con esta información se generaron secciones geológicas que cruzan las principales estructuras de cada una de las provincias. Las longitudes de dichas secciones son considerables (50 a 200 km) dadas las escalas consideradas para el cálculo.

Una vez obtenidas las secciones se asociaron a información de pozos de donde se interpretan los siguientes datos: litología, edad o posición cronoestratigráfica, formación geológica, ambiente de depósito y propiedades petrofísicas como volumen de arcilla, porosidad efectiva, saturación de agua irreductible, permeabilidad intrínseca y fracción de espesor neto.

La información anterior es estandarizada de manera tal que corresponda de forma similar en un radio de entre 10 y 20 km alrededor de cada pozo considerado. Si la información se juzga mínimamente suficiente y se estima atractiva desde el punto de vista de profundidad, espesor, porosidad y hermeticidad, el sector se selecciona para cuantificar su potencial de capacidad, en caso contrario se desecha.

Segunda fase de estimación

Los parámetros críticos obtenidos en la fase anterior se sustituyen en la fórmula propuesta por Bachu para acuíferos salinos profundos:

$$V_{CO_2t} = V\phi(1-S_{wirr}) \cong Ah\phi(1-S_{wirr}) \quad \text{ec. 1}$$

Donde Ah equivale al volumen obtenido, ϕ es la porosidad efectiva y S_{wirr} es la saturación de agua irreductible.

Al resolver dicha ecuación se obtiene el volumen teórico de almacenamiento cuyo resultado queda expresado en unidades de volumen. Para obtener la capacidad de almacenamiento en términos de masa se multiplica la densidad del CO₂ a 60°C y 150 bar de presión, es decir 600 kg/m³, valor que es usado para determinar cuánto CO₂ puede ser almacenado en un espacio poroso no ocupado por saturación de agua residual (Brennan y Burrus, 2003).

Resultados

Con la metodología mencionada se estimaron cinco de las 11 provincias³¹ que componen las zonas de inclusión. El potencial teórico de almacenamiento de CO₂ estimado es de aproximadamente 82 Gt de CO₂ en secuencias terrígenas y calcáreas en acuíferos salinos de las zonas de inclusión consideradas. Para ello se evaluaron 90 sectores diferentes (tabla 5.2). Los resultados obtenidos, no obstante el hecho de que el territorio no ha sido estudiado en su totalidad (aún restan seis análisis a nivel cuenca en el enfoque de acuífero salino y todo el país desde el punto de vista de EOR), son suficientes para demostrar que es posible almacenar geológicamente el CO₂ emitido por la mayoría de las centrales térmicas del oriente del país –las emisiones totales de CO₂ del sector eléctrico son de 107 Mt/año³²; la capacidad cuantificada teóricamente hasta ahora es más de 760 veces ese valor. Si consideramos que la capacidad práctica es de un tercio de la teórica (capítulo 2, ejemplos de Estados Unidos y Canadá) aun así podría suponerse una capacidad de almacenamiento de más de 200 años sin considerar que hay partes del territorio pendientes de evaluación.

Para poner en perspectiva lo que podría significar esto, más adelante se presenta un resumen de la estimación de emisiones de CO₂ en el país para 2010 realizado por la CFE. En tal resumen puede apreciarse la localización relativa de algunas fuentes de emisión con respecto a los sumideros aquí evaluados.

PROVINCIA	POTENCIAL DE ALMACENAMIENTO TEORICO DE CO2 (Gt)	NÚMERO DE SECTORES EVALUADOS
VERACRUZ	15	21
TAMPICO-MISANTLA	9	12
BURGOS	17	31
CUENCAS DEL SURESTE	24	17
YUCATÁN	17	9
TOTAL	82	90

Tabla 5-2.- Resumen de sectores evaluados y capacidad teórica de almacenamiento en acuíferos salinos en México

Descripción de resultados por provincia

Para cada una de las provincias que se describen a continuación se hizo un análisis tanto de sus secciones geológicas como de las evaluaciones numéricas, que de suyo constituyen un grado de detalle muy superior

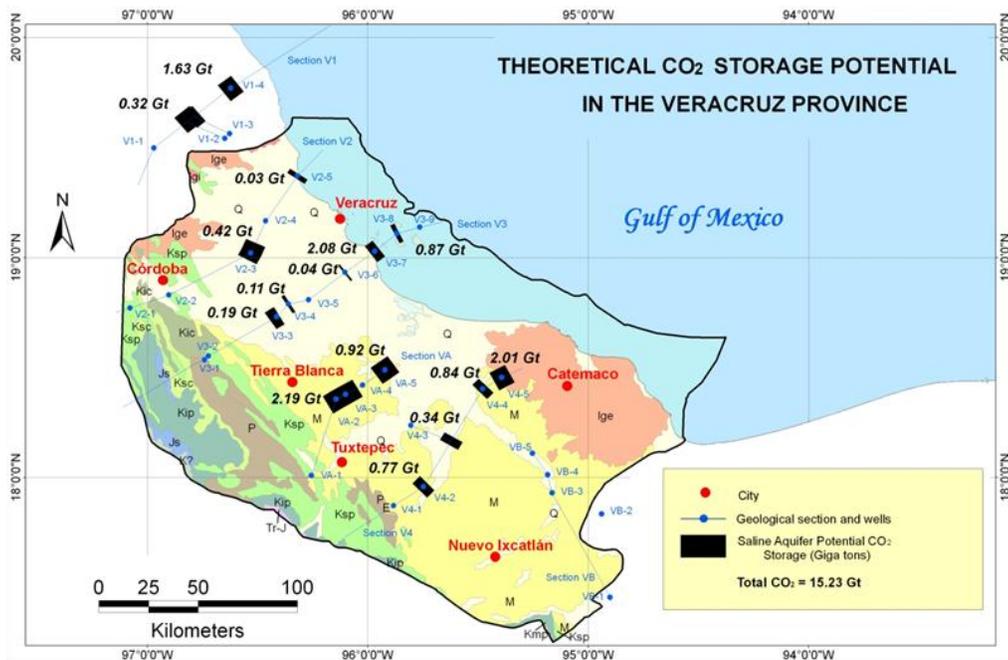
³¹ El programa de evaluación continuará en forma independiente a este trabajo de investigación.

³² CFE (2010). Inventario de emisiones de CO₂ en México.

al que puede exhibirse en estas páginas. Para fines de este trabajo se ha seleccionado solamente una sección tipo de cada provincia o cuenca; el resto de la información se encuentra disponible con el autor para quien desee ahondar más en los detalles de alguna zona en particular.

Provincia de Veracruz

La Provincia de Veracruz se encuentra ubicada en el oriente de México, en la porción central del estado del mismo nombre. Al norte limita con la Faja Volcánica Transmexicana, al sureste con el Complejo Volcánico de Los Tuxtlas, al occidente con la Sierra Madre Oriental y al este-noreste con el Golfo de México. La provincia está dividida en dos subprovincias geológicas bien definidas en el subsuelo: la primera corresponde al llamado Frente Tectónico Sepultado constituido por rocas calcáreas plegadas y deformadas por fallamiento inverso (Santiago et. al. 1984)³³; la segunda es conocida como Cuenca Terciaria de Veracruz, caracterizada principalmente por secuencias de rocas alternantes de lutitas, areniscas y conglomerados (Pemex, 2010)³⁴. La secuencia terrígena anterior está sobrepuesta a una secuencia de rocas carbonatadas del Cretácico y Jurásico presente en toda la región. La figura 5.6 muestra su geología superficial, la ubicación de las secciones geológicas regionales analizadas y varios de los pozos profundos utilizados.



³³ Santiago-Acevedo, J.; Carrillo-Bravo, J. y Martell-Andrade, B. (1984). Geología Petrolera de México. Evaluación de Formaciones en México - Schlumberger, p. 1-36.

³⁴ Pemex (2010). Provincia Petrolera Veracruz. Pemex Exploración y Producción. Versión 1.0, 38 p.

Figura 5-6.- Geología superficial de la provincia de Veracruz. Se muestran las secciones y pozos analizados. Se enmarcan también los segmentos que tienen posibilidades de almacenamiento geológico de CO₂. CFE-IPN (2010)³⁵

En esta provincia se construyeron y analizaron seis secciones geológicas a fin de realizar las estimaciones de capacidad teórica de CO₂. La figura 5.7 muestra una de ellas con el objeto de ejemplificar el tipo de estructura más típico de la provincia.

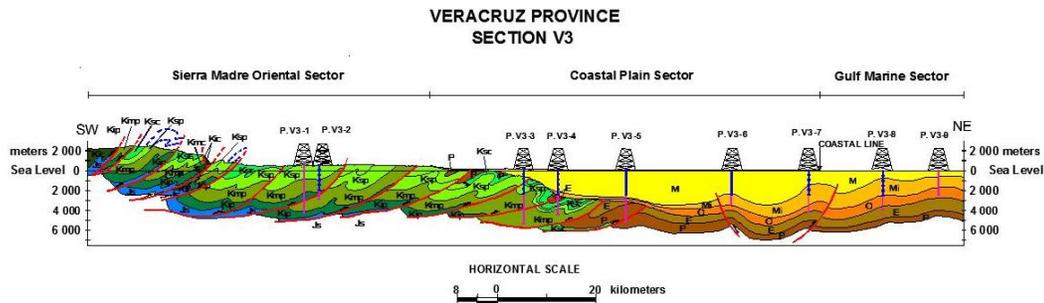


Figura 5-7- Sección regional V3. En la parte izquierda (suroeste) se muestra el fallamiento inverso de la sierra de Zongolica en rocas carbonatadas cretácicas; en el extremo contrario (noreste) se aprecian secuencias terrígenas sepultadas. CFE-IPN (2010)

La sección V3 está ubicada hacia el centro de la Provincia de Veracruz y tiene una longitud aproximada de 180 km. En sus partes occidental y central se aprecian secuencias carbonatadas plegadas y deformadas por sistemas de fallas inversas (Pemex, 2010); también en estas partes hay rocas del Cretácico Inferior que presentan cambios de facies de ambientes de cuenca a plataforma. Hacia la región centro-oriental hay secuencias del Cretácico Superior que presentan cambios de facies de ambientes de plataforma a cuenca. En la región centro-este se presentan secuencias silisiclasticas donde hay unidades del Paleoceno y Eoceno plegadas y afectadas por fallas inversas (Pemex, 2010). En la región oriental, hacia la zona marina, existen secuencias del Paleoceno al Plioceno que presentan conjuntos de falla de tipo inverso.

El análisis estratigráfico-estructural en esta provincia arrojó 21 sectores diferentes con posibilidades de almacenamiento, de los cuales cinco corresponden a secuencias carbonatadas y el resto a secuencias terrígenas. El potencial aproximado es de poco más de 15 Gt de CO₂.

Provincia Tampico-Misantla

Se localiza en la parte centro-oriental de México. Limita al norte con la Sierra de Tamaulipas y la Provincia de Burgos, al sur con la Sierra Madre Oriental y la Faja Volcánica Transmexicana, al poniente con la Sierra Madre Oriental y al oriente con el Golfo de México (López, E., 1979)³⁶. La provincia tiene una expresión

³⁵ CFE-IPN (2010). "Geología del subsuelo de las principales zonas de las cuencas sedimentarias marinas y continentales alrededor del Golfo de México". Reporte interno.

³⁶ López, E. (1979). Geología de México. Tomo II. Edición Escolar. México. 454 p.

superficial de franjas paralelas de rocas sedimentarias que afloran desde las estribaciones de la zona montañosa, en el poniente, hasta las actuales Planicie Costera y Plataforma Marina del Golfo de México, en el oriente (figura 5.8). En general las rocas sedimentarias más antiguas están en el poniente y van siendo más recientes conforme se avanza hacia el oriente, toda vez que también hay afloramientos de rocas ígneas extrusivas en el norte y sur.

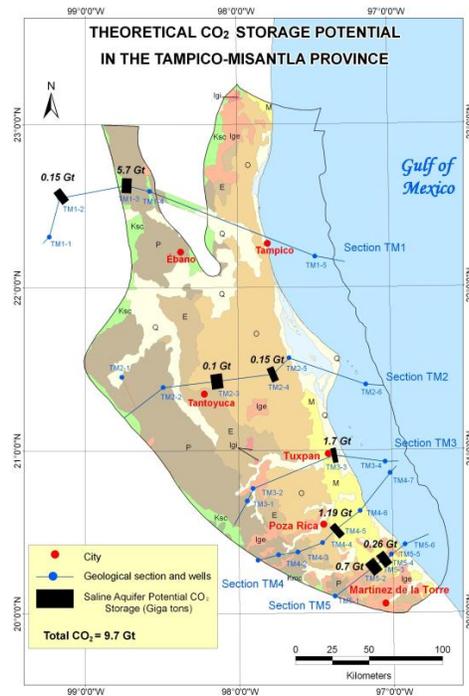


Figura 5-8.- Provincia Tampico-Misantla y ubicación de secciones geológicas regionales, pozos, geología superficial simplificada y sectores con potencial de almacenamiento geológico de CO₂ (adaptado de INEGI, 1981³⁷; CFE-IPN, 2010; Pemex, 2010b³⁸)

³⁷ INEGI (1981). Secretaría de Programación y Presupuesto. Cartas Geológicas de México.

³⁸ Pemex (2010b). Provincias Geológicas de México. Pemex Exploración y Producción, Versión 1.0, 18 p.

El subsuelo de esta provincia se caracteriza por tener un basamento de rocas graníticas y metamórficas del Precámbrico y Paleozoico (Lopez et, al., 2001³⁹), el cual se encuentra afectado por fallas debidas a esfuerzos extensivos originados durante la génesis del Golfo de México (Pindell y Dewey, 1982⁴⁰; Salvador, 1987⁴¹). Por lo mismo, lo más sobresaliente del basamento es su configuración en forma de fosas y pilares tectónicos de diferentes tamaños. Sobre dichos elementos tectónicos se han depositado desde lechos rojos y evaporitas hasta gruesas secuencias de carbonatos mesozoicos correspondientes a facies marinas de plataforma, talud y cuenca. Asimismo, y simultáneamente a un evento tectónico llamado Orogenia Laramide, se inició la acumulación de potentes secuencias de sedimentos terrígenos desde principios del Cenozoico (Santiago et. al., 1984⁴²).

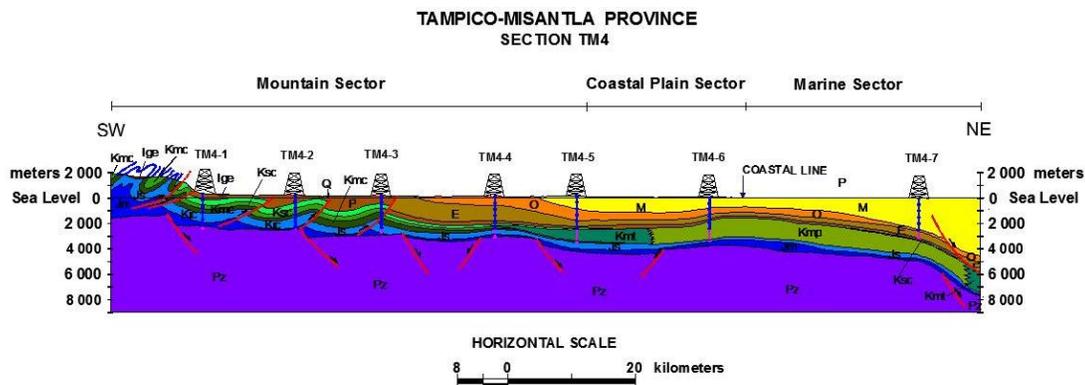


Figura 5-9.- Sección geológica regional TM4. De poniente a oriente se observa el rejuvenecimiento de las secuencias sedimentarias y los estilos de deformación geológico estructural (adaptado de López, 1979; INEGI, 1981; CFE-IPN, 2010; Pemex, 2010c⁴³)

Lo anterior puede observarse claramente en la sección geológica TM4 (figura 5.9), una de las seis secciones geológicas regionales estudiadas en esta provincia. De una longitud aproximada de 130 km, en la sección TM4 se observan fallas y bloques en el basamento, pliegues y cabalgaduras tectónicas en las secuencias carbonatadas del Cretácico –ubicadas al poniente– y una geometría con leve deformación tectónica en diferentes secuencias terrígenas del Cenozoico localizadas al oriente.

³⁹ Lopez, R., Cameron, K.L., Jones, N.W. (2001). Evidence for Paleoproterozoic, Grenvillian, and Pan-African age crust beneath northeastern México. *Precambrian Research*, 107, 195-214.

⁴⁰ Pindell, J. L. & Dewey, J. F. (1982). Permo-Triassic reconstruction of western Pangea and the evolution of the Gulf of Mexico/Caribbean region. *Tectonics*, 1, 179-211.

⁴¹ Salvador A. (1987). Late Triassic-Jurassic Paleogeography and origin of the Gulf of Mexico Basin. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*, V.71, p. 419-451.

⁴² Santiago, J., Carrillo, J., y Martell, B. (1984). Geología Petrolera de México. En: Marmissolle-Daguierre D. (Coor.) "Evaluación de Formaciones en México". Schlumberger, p. 1-36.

⁴³ Pemex (2010c). Provincia Petrolera Tampico-Misantla. Pemex Exploración y Producción, Versión 1.0. 48 p.



Del análisis estratigráfico y estructural de 12 sectores con potencial de almacenamiento se estimó una capacidad teórica de 9 Gt de CO₂ para esta provincia. Cuatro de dichos sectores corresponden a secuencias carbonatadas y ocho a secuencias terrígenas.

Provincia de Burgos

La Provincia de Burgos se encuentra ubicada en el noreste de México (figura 5.10). Limita al norte con el Río Bravo, al oriente con el Golfo de México, al sur y suroeste con la Provincia Tampico-Misantla y la Sierra de Cruillas y, al poniente, con una línea que forma contacto entre rocas del Cretácico y del Terciario, el cual se extiende en dirección sureste hasta el litoral del Golfo de México (López, E., 1979).

La provincia está constituida en el subsuelo por un basamento de rocas metamórficas e ígneas intrusivas, cuya distribución y relaciones geológicas no son bien conocidas⁴⁴. La cubierta sedimentaria comprende un paquete de rocas que van desde principios del Mesozoico hasta el Cenozoico y Cuaternario (López, E., 1979). El subsuelo tiene dos características importantes: por principio la existencia de potentes espesores de sedimentos terrígenos terciarios (constituidos principalmente por secuencias alternantes de areniscas y lutitas asociadas con abundantes cambios laterales de facies, cuerpos lenticulares arenosos y acuíferos debidos a fallas) y, en segundo lugar, su propio tipo geológico estructural, ya que las secuencias sedimentarias mencionadas presentan varios tipos de fallas normales –tanto de origen tectónico como sedimentario– debidas a eventos extensivos de carácter regional y local.

⁴⁴ Ortiz-Ubilla, A., Tolson, G. (2004). Structural interpretation of a seismic section in the Arcubuz-Culebra area, Cuenca de Burgos, NE Mexico. *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*.

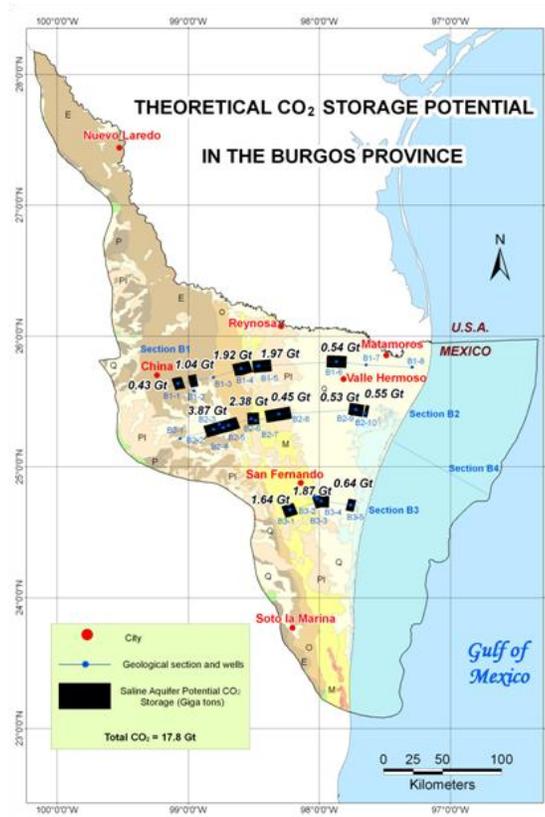


Figura 5-10.- Provincia de Burgos y ubicación de secciones regionales, pozos y geología superficial simplificada. Se muestran también los sectores con potencial de almacenamiento geológico de CO₂ (INEGI, 2002; CFE-IPN, 2010)

La sección B2 es una de las tres secciones geológicas regionales tomadas en cuenta para estimar la capacidad de almacenamiento de CO₂ en la parte continental de la provincia (figura 5.11). Esa sección está ubicada en el centro-norte de la provincia y tienen una longitud aproximada de 150 km. Su basamento está cubierto por rocas mesozoicas, cubiertas a su vez por secuencias sedimentarias del Terciario y Cuaternario. A lo largo de la sección es clara la variación de la edad y el tipo de deformación estructural de las unidades de roca. En el poniente se hallan rocas del Eoceno y Oligoceno mientras que hacia el oriente se observan rocas pertenecientes al Mioceno. De manera similar, las fallas presentan una cronología que va de las más antiguas, en el poniente, hacia las más recientes, en el oriente.

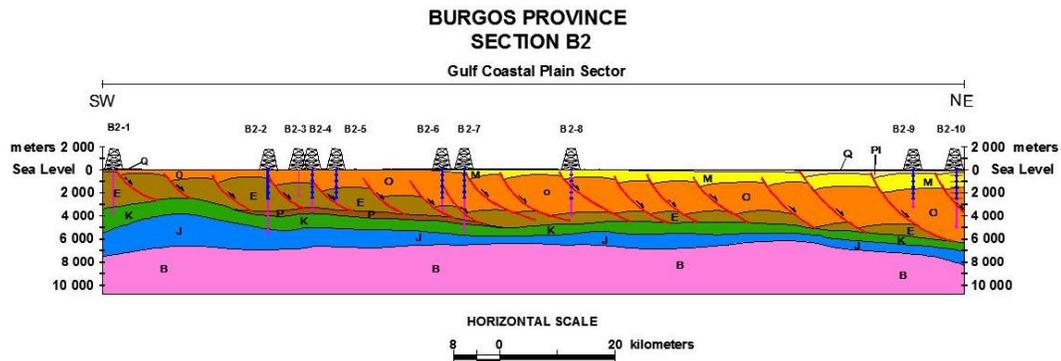


Figura 5-11.- Sección B2. De poniente a oriente se observa el rejuvenecimiento de secuencias sedimentarias terciarias así como la variación en su deformación geológica estructural (CFE-IPN, 2010)

Del análisis estratigráfico y estructural de 31 sectores potenciales de esta provincia se estimó un potencial de almacenamiento en secuencias terrígenas de aproximadamente 17 Gt de CO₂.

Provincias Cuencas del Sureste

Esta provincia se encuentra en la región sureste del país, en el extremo sur del Golfo de México. Se subdivide en las siguientes subprovincias del subsuelo: Salina del Istmo, Comalcalco y Macuspana, estas últimas separadas por el Pilar de Reforma-Akal (figura 5.12). A nivel superficie dichas subprovincias están limitadas al sur por la Sierra de Chiapas, al oriente por la Provincia y Plataforma Marina de Yucatán y al oeste por la Provincia de Veracruz; la provincia se interna al norte en el Golfo de México (Ambrose et. al., 2003⁴⁵; Pemex, 2010d⁴⁶; Pemex 2010e⁴⁷).

⁴⁵ Ambrose, W.A., Wawrzyniec, T.F., Fouad, K., Talukdar, S.C., Jones, R.H., Jennette, D.C., Holtz, M.H., Sakurai, S., Dutton, S.P., Dunlap, D.B., Guevara, E.H., Meneses, J., Lugo J., Aguilera, L., Berlanga, J., Miranda, L., Ruiz, J., Rojas, R., Solís H. (2003). Geologic framework of upper Miocene and Pliocene gas plays of the Macuspana Basin, Southeastern Mexico. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v.87, n.9, p. 1411-1435.

⁴⁶ Pemex (2010d). Provincias Petroleras de México. Pemex Exploración y Producción, Versión 1.0, México, 11 p.

⁴⁷ Pemex (2010e). Provincias Geológicas de México. Pemex Exploración y Producción, Versión 1.0, México, 18 p.

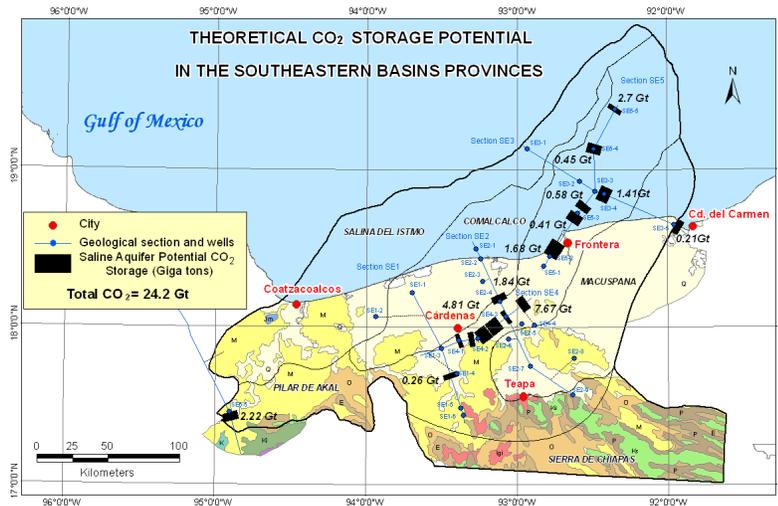


Figura 5-12.- Provincia Cuencas del Sureste y ubicación de secciones geológicas regionales, pozos, geología superficial simplificada y sectores con potencial de almacenamiento geológico de CO₂ (modificado de INEGI, 1981; CFE-IPN, 2010; Pemex 2010f⁴⁸)

El basamento de las subprovincias se conforma de bloques de rocas cristalinas de edad precámbrica y paleozoica (Pindell, 1985⁴⁹; Buffler y Sawyer, 1985⁵⁰; Sedlock et. al., 1994⁵¹), los cuales están cubiertos en su mayoría por varias secuencias estratigráficas claramente distinguibles. La primera es una secuencia mesozoica que corresponde a rocas continentales (lechos rojos) y marinas evaporíticas cubiertas por depósitos marinos de facies de plataforma y cuenca; después siguen depósitos terrígenos de facies aluviales, lagunares, deltaicas y marinas del Paleógeno (Ángeles et. al., 1994⁵²; Padilla, 2007⁵³). Finalmente, dichos depósitos están cubiertos por otros de carácter terrígeno y por facies de ambientes deltaico, lagunar y de aguas someras pertenecientes al Cenozoico (Santiago et. al., 1984; Narváez et. al., 2008⁵⁴).

⁴⁸ Pemex (2010f). Provincia Plataforma de Yucatán. Pemex Exploración y Producción. Versión 1.0, México, 17 p.

⁴⁹ Pindell, J.L. (1985). Alleghanian reconstruction and subsequent evolution of the Gulf of Mexico, Bahamas and Proto-Caribbean. *Tectonics*, v. 4, p. 1-39.

⁵⁰ Buffler, R.T. y Sawyer, D.S. (1985). Distribution of Crust and Early History, Gulf of Mexico Basin. *Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions*, v. 35. p. 333-344.

⁵¹ Sedlock, R., Ortega, G., Speed, R. (1994). Tectonostratigraphic terranes and tectonic evolution of México. *Geological Society of America Special Paper 278*, 153 p.

⁵² Ángeles, F. J., Reyes, N., Quezada, J.M., y Meneses J.R. (1994). Tectonic evolution, structural styles and oil habitat in the Campeche Sound, Mexico. *Transactions of the Gulf Coast Associations of Geological Societies*, v. XLIV, p. 53-62.

⁵³ Padilla R.J. (2007). Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México. *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*, tomo LIX, n.1, p. 19-42.

⁵⁴ Narváez, J. Y., Belenes, J. Moral, J., Martínez, J.M., Macías, C., Castillejos, O.G. y Sánchez, M.A. (2008). Bioestratigrafía de secuencias del Mioceno-Plioceno de la cuenca Macuspana, sureste del Golfo de México. *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, v. 25, n. 2, p. 217-224.

De las cinco secciones analizadas se presenta una de ellas, SE3 (figura 5.13). En ella se observan las rocas sedimentarias mencionadas en el párrafo anterior y se distinguen varios eventos tectónicos a partir de los sistemas de fallas que afectan a las secuencias estratigráficas mayores.

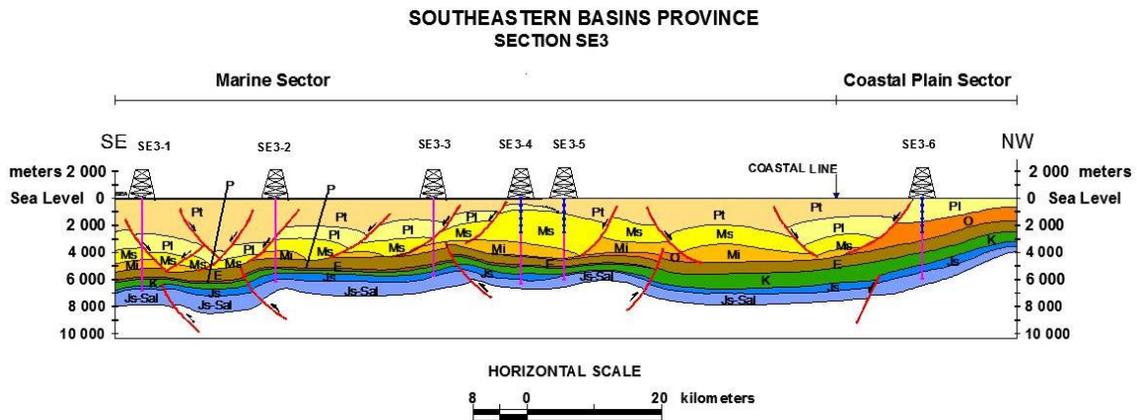


Figura 5-13.- Sección regional SE3 donde se observa la compleja deformación tectónica en el subsuelo (adaptado de INEGI, 1981; CFE-IPN, 2010)

Los análisis estratigráficos y estructurales de 17 sectores con posibilidades de almacenar CO₂ en esta provincia indican un potencial teórico aproximado de 24 Gt en secuencias de rocas terrígenas .

Provincia de Yucatán

La Provincia de Yucatán se encuentra limitada al noroeste por el Escarpe de Campeche –que constituye el borde del talud continental marino–, al oriente por el mar Caribe –donde la plataforma marina es muy angosta–, al suroeste por la Sierra de Chiapas, al occidente por la sonda de Campeche y, al sur de la provincia, por zonas elevadas como el domo Los Cuchumatanes en Guatemala y las montañas mayas de Belice (López. E., 1979; Santiago et. al., 1984; Pemex, 2010g⁵⁵). El área considerada en este trabajo incluye principalmente la porción continental –conocida como Península de Yucatán– así como algunas partes marinas de la Sonda de Campeche y de la Plataforma Marina de Yucatán (figura 5.14).

⁵⁵ Pemex (2010g). Provincia Petrolera Golfo de México Profundo. Pemex Exploración y Producción, Versión 1.0, México, 26 p.

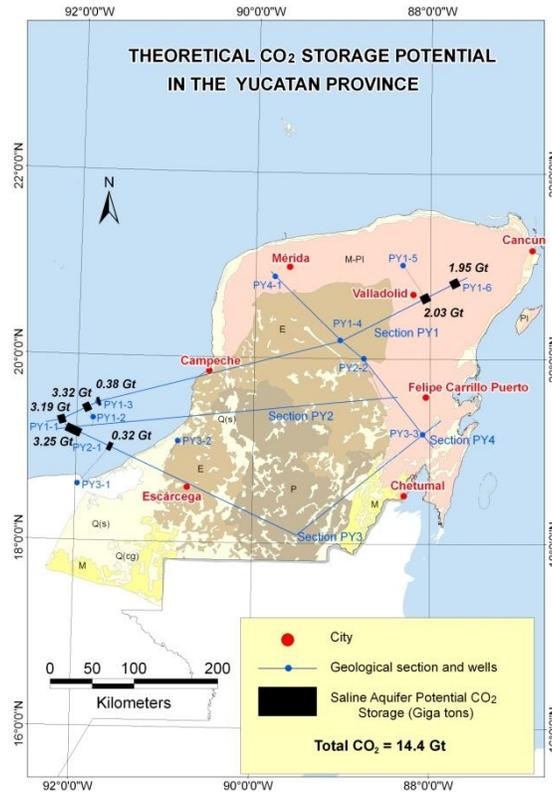


Figura 5-14.- Provincia de Yucatán y ubicación de secciones regionales, pozos y geología superficial simplificada. Se muestran también los sectores con potencial de almacenamiento geológico de CO₂ (modificado de INEGI, 1981; CFE-IPN 2010)

La provincia está caracterizada en el subsuelo por un sector nuclear que corresponde con un basamento de rocas del Paleozoico, el cual conforma un elemento tectónico que ha estado presente desde la génesis del Golfo de México (Pindell y Kennan, 200956). Dicho elemento tectónico ha sido cubierto por depósitos de evaporitas del Jurásico, por secuencias de carbonatados del Cretácico y por secuencias de rocas terrígenas y carbonatadas del Terciario (Olivas, 197457; Salvador, 1987; Medina, 200158). El grueso de la cubierta sedimentaria ha sufrido poca deformación tectónica. Los depósitos sedimentarios presentan una

⁵⁶ Pindell, J. y Kennan, L. (2009). Tectonic evolution of the Gulf of Mexico, Caribbean and northern South America in the mantle reference: an update. En: James, K., Lorente, M. A. y Pindell, J. (eds). "The geology and evolution of the region between North and South America", Geological Society of London, Special Publication.

⁵⁷ Olivas M. (1974). Aspectos paleogeográficos de la región sureste de México en los estados de Veracruz, Tabasco, Chiapas, Campeche, Yucatán y el territorio de Quintana Roo. Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, V. XXVI, n. 10-2, p. 323-336.

⁵⁸ Medina, S. (2001). Tertiary Zonation Based on Planktonic Foraminifera from the Marine Region of Campeche, Mexico. American Association of Petroleum Geologists, memoir 75, p. 397-420.

estratificación casi horizontal y ondulante, además de fallas menores. Sin embargo, hacia la parte central de la provincia, el pilar tectónico del subsuelo se manifiesta en superficie por la presencia de fallas normales de longitudes considerables. Estas fallas son resultado de eventos tectónicos con componentes extensivos que afectaron a las secuencias de rocas del Mesozoico y del Terciario inferior.

Una de las tres secciones geológicas analizadas, PY2, se presenta en la figura 5.15. Tiene una longitud aproximada de 400 km y muestra de manera general la estructura geológica de toda la provincia. Hacia la parte marina, en la Sonda de Campeche, las secuencias sedimentarias del subsuelo están plegadas y falladas, probablemente como resultado de un evento tectónico ocurrido en el Mioceno (Sánchez Montes de Oca, 1979). Por el contrario, en el subsuelo de la parte continental las secuencias sedimentarias están en posición semihorizontal y sin fallas considerables.

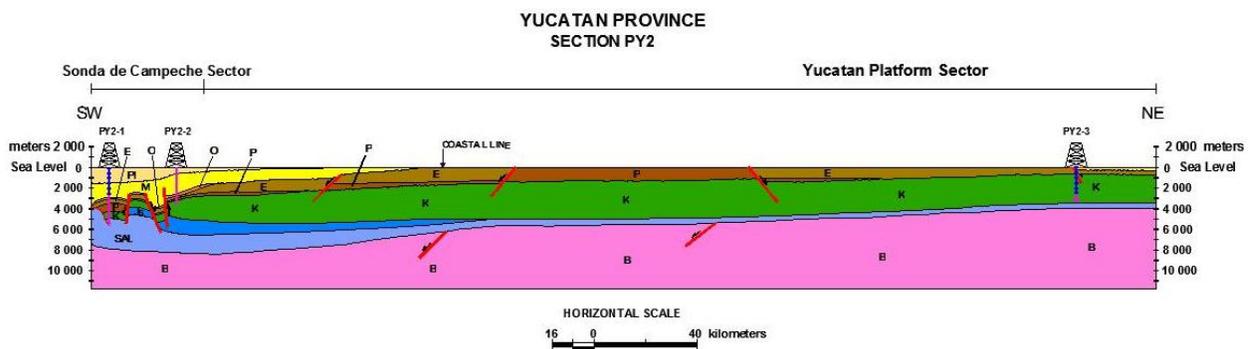


Figura 5-15.- Sección geológica PY2. Se observa la poca deformación de la península de Yucatán y los pliegues y fallas de las rocas del subsuelo en el sector marino que corresponde a la Sonda de Campeche (adaptado de INEGI, 1981; CFE-IPN, 2010)

La provincia se caracteriza en superficie por una secuencia de rocas terciarias con amplias ondulaciones en la estratificación, sin fallas evidentes y por una topografía cuyas altitudes, en promedio, son menores a 200 m. Por estas razones se asume que es una plataforma que ha permanecido estable durante toda su historia geológica.

Los análisis estratigráficos y estructurales de nueve sectores con posibilidad de almacenamiento indican un potencial aproximado en secuencias de rocas terrígenas de 13 Gt de CO₂ y de 4 Gt en secuencias carbonatadas. El total teórico para la provincia es de 17 Gt de CO₂.

⁵⁹ Sánchez Montes de Oca, R. (1979). Geología petrolera de la Sierra de Chiapas. IX Excursión Geológica de Petróleos Mexicanos, Superintendencia General de Distritos de Exploración, Zona Sur, libreto-guía, 57 p.

RESUMEN DE EMISIONES DE CO₂ EN MÉXICO POR FUENTES FIJAS

El documento más reciente sobre GHG en México es la cuarta comunicación nacional en el seno de la Convención Marco sobre Cambio Climático de la ONU de 200660. Dicho documento indica que México emite un volumen de GHG de 709 Mt de CO₂e; de esta cifra 492 Mt corresponden a fuentes estacionarias y no estacionarias, las cuales representan 69.5% del total. Si se excluyen las fuentes no estacionarias entonces restan 285 Mt de CO₂. La figura 5.16 muestra las fuentes fijas que emiten CO₂ en México.

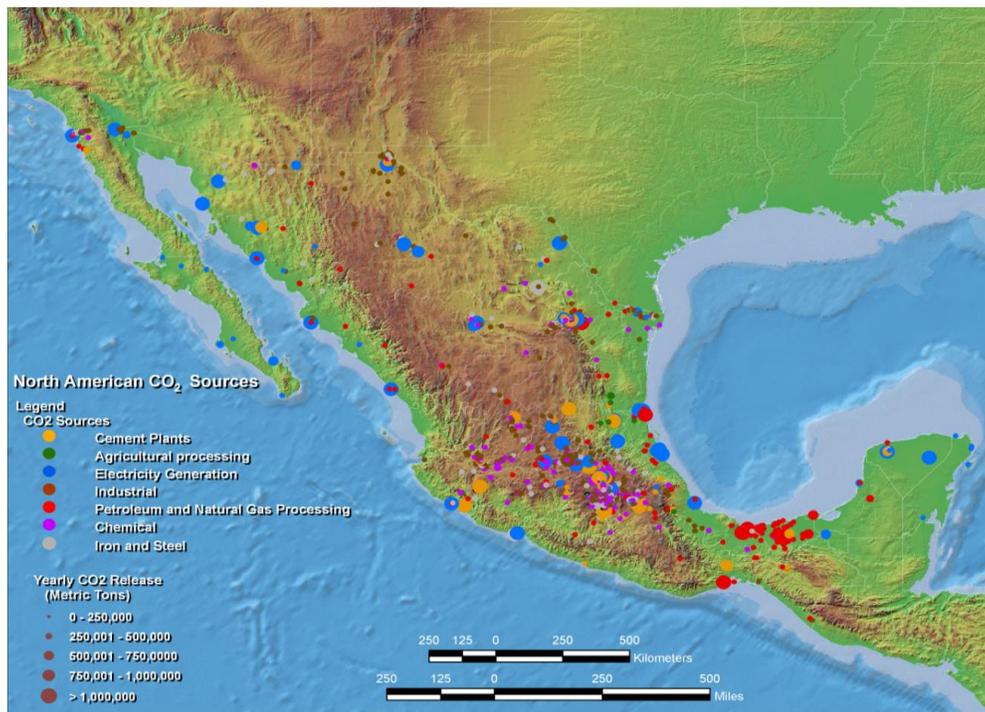


Figura 5-16.- Fuentes fijas de CO₂ en México. Cada color representa un tipo diferente de fuente y la magnitud de la emisión. La información proviene del Registro de Emisiones y Contaminantes (RETC) de SEMARNAT.⁶¹

Sin embargo, de acuerdo a datos reales reportados por quienes operan las fuentes de emisiones, sólo se han cuantificado 1,860 fuentes que emiten un total anual de 216 Mt de CO₂. La tabla 5.3 muestra un resumen del número de fuentes y sus cantidades respectivas de CO₂ por tipo de actividad económica.

⁶⁰ SEMARNAT (2009). Fourth National Communication to the United Nations Framework Convention on Climate Change, 2006. México. 274 p., www.ine.gob.mx

⁶¹ SEMARNAT (2008). Pollutant Release and Transfer Register (RETC) database.



Sector	Emisiones de CO ₂ (ton métricas)	# fuentes*
Generación de electricidad	107,351,754	113
Petróleo y petroquímica	47,556,986	273
Cemento	26,016,726	60
Siderurgia	21,367,965	261
Sector industrial	8,764,815	709
Sector químico	4,027,475	438
Agricultura	735,319	6
Total	215,821,040	1,860

Tabla 5-3.- Estimado de CO₂ por fuente y sector económico. *Sólo incluye instalaciones que reportan vía Certificado de Operación Anual (COA).⁶²

La tabla 5.3 muestra que el sector eléctrico, con 107 Mt de CO₂, es el mayor emisor del país, contribuyendo aproximadamente con la mitad del total reportado. Esta cantidad incluye a la CFE y las plantas operadas por particulares. El sector petrolero y petroquímico aporta otro 22%, por lo que el sector energía en su conjunto representa el 72% (154 Mt) de emisiones de CO₂ de fuentes fijas en el país.

De acuerdo con esta información la generación de electricidad presenta una oportunidad importante por el relativamente bajo número de fuentes con el mayor volumen de emisiones. Por otra parte, el sector petrolero y su gran concentración geográfica de actividades en la zona sureste amplía aún más los beneficios de la tecnología de almacenamiento geológico, sobre todo si se le considera junto a proyectos de EOR que mejoren su rentabilidad económica.

La tabla 5.4 lista las emisiones de CO₂ por estado. Sobresale Coahuila debido a la presencia en ese estado de dos de las tres plantas carboeléctricas del país –además de las instalaciones siderúrgicas que alberga– y Campeche, por la concentración de actividad petrolera.

⁶² CFE (2010). Inventario de emisiones de CO₂ en México.



Estado	Emisiones de CO ₂ ton métricas/año	# Fuentes*
Coahuila	23,219,675	66
Campeche	21,946,705	25
Veracruz	17,962,809	80
Hidalgo	16,362,111	46
San Luis Potosí	13,580,498	42
Nuevo León	12,725,855	145
Tamaulipas	12,554,901	123
Sonora	9,596,070	46
Michoacán	9,568,763	35
México	9,286,971	284
Chihuahua	8,016,227	265
Guerrero	7,286,999	4
Colima	7,040,064	11
Guanajuato	5,751,629	62
Tabasco	5,676,613	67
Baja California	4,672,787	34
Yucatán	4,214,110	13
Oaxaca	4,108,894	9
Puebla	3,982,865	53
Querétaro	3,466,122	67
Jalisco	3,301,123	87
Sinaloa	3,079,872	11
Durango	2,961,072	18
Morelos	1,805,748	18
Baja California Sur	959,132	9
Aguascalientes	799,295	32
Distrito Federal	746,588	123
Chiapas	732,172	26
Tlaxcala	203,851	43
Quintana Roo	136,962	8
Zacatecas	74,555	7
Nayarit	2	1
Total	215,821,040	1,860

Tabla 5-4.-. Volúmenes anuales de CO₂ estacionario por Estado. *Sólo incluye instalaciones que reportan oficialmente vía COA.⁶³

⁶³ CFE (2010). Op. Cit.



Bibliografía

- Allan, V. F. (1986). "Geology of the Northern of Colima and Zacoalco Grabens SW Mexico." Geol. Soc. Am. 97: 473-485.
- Ambrose, W.A., Wawrzyniec, T.F., Fouad, K., Talukdar, S.C., Jones, R.H., Jennette, D.C., Holtz, M.H., Sakurai, S., Dutton, S.P., Dunlap, D.B., Guevara, E.H., Meneses, J., Lugo J., Aguilera, L., Berlanga, J., Miranda, L., Ruiz, J., Rojas, R., Solís, H. (2003). Geologic framework of upper Miocene and Pliocene gas plays of the Macuspana Basin, Southeastern Mexico. American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v.87, n.9, p. 1411-1435.
- Ángeles, F. J., Reyes, N., Quezada, J.M., y Meneses J.R. (1994). Tectonic evolution, structural styles and oil habitats in the Campeche Sound, Mexico. Transactions of the Gulf Coast Association of Geological Societies, v. XLIV, p. 53-62.
- Bachu, S., D. Bonijoly, et. al. (2007). "CO₂ storage capacity estimation: Methodology and gaps." Greenhouse Gas Control 1(4): 430-443.
- Bradshaw, J. y T. Dance (2005). "Mapping geological storage prospectivity of CO₂ for the world's sedimentary basins and regional source to sink matching." GHGT-7: 583-592.
- Brennan, S. T. y R. Burrus (2003). "Specific Sequestration Volumes: a Useful Tool for CO₂ Storage Capacity Assessment." USGS: 14.
- Buffler, R.T. y Sawyer, D.S. (1985). Distribution of Crust and Early History, Gulf of Mexico Basin. Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, v. 35. p. 333-344.
- Burkart, B. (1978). "Offset Across the Polochic Fault in Chiapas and Guatemala." Geology 6: 328-332.
- CENAPRED (2001). Diagnóstico de peligros e identificación de riesgos de desastres en México: Atlas Nacional de Riesgos de la República Mexicana. México D.F., Secretaría de Gobernación: 222.
- CFE (201). Inventario de emisiones de CO₂ en México.
- CFE-IPN (2010). "Geología del subsuelo de las principales zonas de cuencas sedimentarias marinas y continentales alrededor del Golfo de México". Reporte interno.
- Dávila Serrano, M., O. Jiménez, et. al. (2010). "A preliminary study of regional geologic carbon sequestration in Mexico." International Journal of Physical Science 5(5): 408-414.
- Elders, W. A. (1972). "Crustal spreading in southern California." Science 178: 15-24.
- Ferrari, L., M. Valencia-Moreno, et. al. (2005). "Magmatismo y tectónica en la Sierra Madre Occidental y su relación con la evolución de la margen occidental de Norteamérica." Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana 57(3): 343-378.
- Gómez-Tuena, A., M. T. Orozco-Esquivel, et. al. (2005). "Petrogénesis ígnea de la Faja Volcánica Transmexicana." Bol. Soc. Geol. Mex. 57(3): 227-283.
- INEGI (1981). Cartas Geológicas de México.
- López, E. (1979). Geología de México. Tomo II. Edición Escolar. México. 454 p.
- Lopez, R., Cameron, K.L., Jones, N.W. (2001). Evidence for Paleoproterozoic, Grenvillian, and Pan-African age crust beneath northeastern México. Precambrian Research, 107, 195-214.
- Luhr, J. F. (1985). "Active rifting in south-western Mexico: manifestations of an incipient eastward spreading-ridge jump." Geology 13: 54-57.
- Macías, J. L. (2005). "Geología e historia eruptiva de algunos de los grandes volcanes activos de México." Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana 57(3): 379-424.
- Macías, J. L., L. Capra, et. al. (2004). "The 26 may 1982 breakout flows derived from failure of a volcanic dam at El Chichón, Chiapas, Mexico." GSA Bulletin 116(1): 13.



- Medina, S. (2001). Tertiary Zonation Based on Planktonic Foraminifera from the Marine Region of Campeche, Mexico. *American Association of Petroleum Geologists, Memoir 75*, p. 397–420.
- Meneses, J. (1986). Tectonic evolution of the strike-slip fault province of Chiapas, Mexico. Ph.D. Univ. of Texas.
- Morán-Zenteno, D., M. Cerca, et. al. (2005). "La evolución tectónica y magmática cenozoica del suroeste de México: avances y problemas de interpretación." Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana 57(3): 319-341.
- Narváez, J. Y., Belenes, J. Moral, J., Martínez, J.M., Macías, C., Castillejos, O.G. y Sánchez, M.A. (2008). Bioestratigrafía de secuencias del Mioceno-Plioceno de la cuenca Macuspana, sureste del Golfo de México. Revista Mexicana de Ciencias Geológicas, v. 25, n. 2, p. 217-224.
- Nieto-Samaniego, A., S. A. Alaniz-Álvarez, et. al. (1997). "La deformación Cenozoica postlaramídica en la parte meridional de la Mesa Central, México." Revista Mexicana de Ciencias Geológicas 14: 13-25.
- Olivas M. (1994). Aspectos paleogeográficos de la región sureste de México en los estados de Veracruz, Tabasco, Chiapas, Campeche, Yucatán y el territorio de Quintana Roo. Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros, V. XXVI, n.10- 2, p. 323-336.
- Ordaz-Méndez, C. A., M. Flores-Armenta, et. al. (2009). Potencial Geotérmico de la República Mexicana. Morelia, Michoacán, CFE, Gerencia de Proyectos Geotermoeléctricos: 10.
- Ortiz-Ubilla, A., Tolson, G. (2004). Structural interpretation of a seismic section in the Arcubuz-Culebra area, Cuenca de Burgos, NE Mexico. Revista Mexicana De Ciencias Geológicas.
- Padilla, R. (2007). "Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México." Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana 59(1): 19-42.
- Pardo, M. y G. Suárez (1995). "Shape of Subducted Rivera and Cocos Plates in southern Mexico: seismic and tectonic implications." J. Geophys. Res. 100(12357-12373).
- Pindell, J y Kennan L. (2009) Tectonic evolution of the Gulf of Mexico, Caribbean and northern South America in the mantle reference: an update. In: James, K., Lorente, M. A., Pindell, J. (eds), *The geology and evolution of the region between North and South America*, Geological Society of London, Special Publication.
- Prasad, P. S. R., D. S. Sarma, et. al. (2009). "Geological sequestration of carbon dioxide in Deccan basalts: preliminary laboratory study." Current Science (00113891) 96(2): 288-291.
- Pindell, J. L. (1993). Regional synopsis of Gulf of Mexico and Caribbean evolution. Mesozoic and early Cenozoic development of the Gulf of Mexico and Caribbean region, a context for hydrocarbon exploration. Houston, Gulf Coast Section SEPM Foundation, 13th Annual Research Conference Proceedings.
- Pindell, J.L. (1985). Alleghanian reconstruction and subsequent evolution of the Gulf of Mexico, Bahamas and Proto-Caribbean. Tectonics, v. 4, p. 1-39.
- Pindell, J. L. & Dewey, J. F. (1982)- Permo-Triassic reconstruction of western Pangea and the evolution of the Gulf of Mexico/Caribbean region. Tectonics, 1, 179-211..
- Pemex (2010). Provincia Petrolera Veracruz. Pemex Exploración y Producción. Versión 1.0, 38 p.
- Pemex (2010b). Provincias Geológicas de México. Pemex Exploración y Producción, Versión 1.0, 18 p.
- Pemex (2010c). Provincia Petrolera Tampico-Misantla. Pemex Exploración y Producción, Versión 1.0. 48 p.
- Pemex (2010d). Provincias Petroleras de México. Pemex Exploración y Producción, Versión 1.0, 11 p.
- Pemex (2010e). Provincias Geológicas de México. Pemex Exploración y Producción, Versión 1.0, 18 p.
- Pemex (2010f). Provincia Petrolera Plataforma de Yucatán. Pemex Exploración y Producción, Versión 1.0, 17 p.
- Pemex (2010g). Provincia Petrolera Golfo de México Profundo. Pemex Exploración y Producción, Versión 1.0, 26 p.



- Radoslaw, T., U.-M. Barbara, et. al. (2009). "CO₂ storage capacity of deep aquifers and hydrocarbon fields in Poland - EU GeoCapacity Project results." *Energy Procedia* 1(2009): 2671-2677.
- Salvador A. (1987). Late Triassic-Jurassic Paleogeography and origin of the Gulf of Mexico Basin. *American Association of Petroleum Geologists Bulletin*.
- Sánchez Montes de Oca, R. (1979). Geología petrolera de la Sierra de Chiapas. IX Excursión Geológica de Petróleos Mexicanos, Superintendencia General de Distritos de Exploración, Zona Sur, libreto-guía, 57 p.
- Santiago-Acevedo, J.; Carrillo-Bravo, J. y Martell-Andrade, B. (1984). Geología Petrolera de México. Evaluación de Formaciones en México- Schlumberger, p. 1-36.
- Sedlock, R., Ortega, G., Speed, R. (1994). Tectonostratigraphic terranes and tectonic evolution of México. *Geological Society of America, Special Paper 278*, 153 p.
- SSN (2009). "Servicio Sismológico Nacional." Instituto de Geofísica, <http://www.ssn.unam.mx>
- SEMARNAT (2009). Fourth National Communication to the United Nations Framework Convention on Climate Change, 2006. Mexico. p 274, www.ine.gob.mx.
- SEMARNAT (2008). Pollutant Release and Transfer Register (RETC) database.
- Suter, M. (1995). "The Acambay graben. Active intra-arc extension in the TransMexican Volcanic Belt, Mexico." *Tectonics* 14: 1245-1262.
- Wallace, R. E. (1984). "Patterns and timing of late Quaternary faulting in the Great Basin Province and relation to some regional tectonic features." *J. Geophys. Res.* 89: 5763-5770.



VI _CONCLUSIONES

Los resultados obtenidos demuestran la hipótesis de estudio, la cual estableció que “México cuenta con un territorio de diversidad geológica importante y ofrece la posibilidad de que algunos sitios puedan ser utilizados para el almacenamiento de CO₂ proveniente del sector eléctrico”.

De acuerdo a los objetivos específicos planteados, las principales conclusiones obtenidas son las siguientes:

- Respecto a evaluar la información del subsuelo mexicano para determinar zonas susceptibles de ser usadas para almacenamiento de CO₂.
 - Habiendo hecho una revisión geológica (bibliográfica) del territorio mexicano, se logró dividir el país en dos tipos de zonas: aquellas que tienen posibilidades de almacenar CO₂ (zonas de inclusión) y aquellas que no (zonas de exclusión). Los criterios tomados en cuenta para este análisis a nivel país corresponden al primer nivel (de cinco) que establece la metodología del Foro de Liderazgo para el Secuestro de Carbono. Las bases de este análisis son eminentemente geológicas (tectónicas, sísmicas, geotérmicas, estructurales y litológicas); desde este punto de vista, las vertientes oriental y sureste del país manifiestan muchas posibilidades de albergar en su corteza somera bióxido de carbono en forma estable, sobre todo porque son regiones sin grandes accidentes sísmicos y volcánicos y su litología se constituye en gran parte por rocas sedimentarias de porosidad y permeabilidad significativas. En contraparte, la vertiente occidental de México y el Eje Neovolcánico, además de tener subsuelos compuestos por rocas cristalinas (de baja permeabilidad y porosidad), presentan una estructura compleja tectónica, volcánica y sísmicamente, que no aseguraría la permanencia del gas alojado por periodos largos de tiempo.
 - Se desarrolló la segunda etapa de la metodología de estudio –compuesta de cinco fases– que corresponde al nivel de cuenca (se propuso “provincia” como término análogo para fines de este estudio). En esta parte de la investigación las zonas de inclusión se dividieron en once provincias; por disponibilidad de información se analizaron cinco de ellas. Se estimó la capacidad de almacenamiento de las mismas y se estableció que existen al menos 90 sectores que en conjunto poseen un potencial teórico de almacenamiento de más de 80 Gt de CO₂, lo que equivale a dos siglos de emisiones del sector eléctrico en su conjunto si se toma en cuenta un ritmo de emisión de 100 Mt al año (suponiendo también que un análisis como el efectuado puede reducirse hasta en un 75% llevando a cabo los tres últimos



niveles de evaluación). Por ello, se considera que la evaluación del resto de las provincias en que se dividieron las zonas de inclusión no es estrictamente necesaria, al menos para demostrar la hipótesis y este objetivo específico. Desde luego habría que tomar en cuenta que varias de las plantas de generación de electricidad que usan combustibles fósiles –y por lo tanto son fuentes fijas de bióxido de carbono– no se encuentran geográficamente dentro de dichas zonas de inclusión.

- Aunque el alcance de este trabajo no contempló hacer el análisis económico de un sistema de almacenamiento geológico de CO₂, los capítulos I y II establecieron que un reservorio asociado a un proyecto de recuperación mejorada de hidrocarburos puede ser rentable, mientras que uno de tipo acuífero salino profundo puede duplicar y hasta triplicar el costo de generación de electricidad (de 7 a 13 US¢/kWh), debido a que este último no arroja ningún subproducto comercial que agregue valor económico al proceso. Ésta es una de las razones por las que, si bien existen a la fecha algunos proyectos demostrativos de plantas térmicas con sistemas de almacenamiento geológico en etapa de pruebas, no haya aún ninguna operando comercialmente.

Futuras líneas de investigación recomendadas.

- En cuanto a la mitigación de gases de efecto invernadero, motivo final de esta investigación, sería útil terminar de evaluar las seis cuencas que complementan las zonas de inclusión aquí establecidas. Con ello se tendría un panorama más completo de la capacidad teórica de almacenamiento del territorio mexicano a la luz del conocimiento actual sobre secuestro geológico de CO₂.
- Es altamente recomendable conducir al menos una investigación en alguno de los 90 sectores geológicos propuestos, al menos hasta el tercer y cuarto nivel (regional y local), a fin de afinar la metodología establecida para el caso mexicano, conocer la escala de disminución con la que debe contarse a esos niveles de estudio y poder hacer estimaciones más reales de la capacidad calculada en el resto de las cuencas.
- Sería conveniente realizar una investigación complementaria que se enfocara a vincular los escenarios de secuestro propuestos con fuentes fijas de emisión de CO₂, a fin de analizar la conveniencia, pertinencia técnica y viabilidad económica de posibles combinaciones, considerando la localización geográfica de ambos.



- Respecto al objetivo específico de estimar los impactos ambientales de las principales alternativas de almacenamiento de CO₂.
 - Se llevó a cabo un análisis de ciclo de vida a nivel conceptual, el cual comprobó que el potencial de calentamiento global –representado por emisiones de CO₂ provenientes de una planta carboeléctrica teórica de régimen subcrítico– efectivamente disminuye en 75% si se le agrega un sistema de almacenamiento geológico de CO₂. Otras categorías de impacto –eutroficación y agotamiento de la capa de ozono– también disminuyen. Las demás se deterioran: agotamiento abiótico, acidificación, toxicidad humana, ecotoxicidad en medios acuosos y terrestres y oxidación fotoquímica
 - Dado el régimen subcrítico de la planta de referencia, se concluyó que el beneficio de la categoría de calentamiento global podría ser equiparable a la construcción de cuatro plantas de capacidad similar, pero de régimen crítico. Esto se debe a la eficiencia que sustrae el consumo eléctrico extra de las instalaciones de captura, separación, compresión y transporte de CO₂.

Futuras líneas de investigación recomendadas:

- Sería recomendable realizar una investigación cuya finalidad fuera formar una base de datos mexicana para efectuar análisis de ciclo de vida de instalaciones de almacenamiento geológico de CO₂. En el futuro inmediato se vislumbra la necesidad de implementar este tipo de tecnología y la experiencia actual proviene hasta ahora casi exclusivamente de otros países, principalmente europeos. En los análisis de ciclo de vida resulta muy relevante la información local, por lo que debe tratar de maximizarse.
- Finalmente, sería conveniente llevar a cabo análisis de ciclo de vida para distintas combinaciones de sitios y centrales térmicas, a fin de determinar cuáles son las más sustentables. El caso que se abordó en esta investigación estuvo limitado al análisis conceptual de un sitio supuesto y parámetros estándar, que podrían resultar muy distintos a la asociación de una planta eléctrica con un sitio específico.



VII Anexo.- Research Paper



International Journal of Physical Sciences Vol. 5(5), pp. 408-414, May 2010
Available online at <http://www.academicjournals.org/IJPS>
ISSN 1992 - 1950 © 2010 Academic Journals

Full Length Research Paper

A preliminary selection of regions in Mexico with potential for geological carbon storage

Moisés Dávila^{1,2*}, Oscar Jiménez², Reyna Castro¹, Vicente Arévalo¹, Jessica Stanley¹ and Laura Meraz Cabrera²

¹Comisión Federal de Electricidad (CFE), Insurgentes # 826, Colonia del Valle, Código Postal 03100, Mexico City, Mexico.

²Centro Interdisciplinario de Investigaciones y Estudios sobre Medio Ambiente y Desarrollo (CIEMAD-IPN), Mexico.

Accepted 2 April, 2010

Using a compilation of information about Mexican surficial geology and recent tectonic activity, zones for possible geological carbon storage were defined. There were seven zones defined on the basis of volcanic, geologic, lithologic, seismic and tectonic features. Most importantly at this stage, zones of exclusion were defined in which geologic storage is not recommended. These zones will aid in further exploration of the geological carbon storage possibilities in Mexico.

Key words: Carbon dioxide, geological carbon storage, seismic, volcanic hazards, Mexico.

INTRODUCTION

With rising concerns over world carbon dioxide emissions, it is prudent to explore methods by which emissions can be reduced. Mexico is the world's twelfth largest emitter of carbon dioxide, having emitted 119 million metric tons in 2006, about 1.4% of world greenhouse gas emissions that year (Boden et al., 2009). The main goal of CFE (Comisión Federal de Electricidad) governmental agency is to provide electricity to the increasing population of Mexico, which requires the construction of more power plants throughout the country. However because of environmental policies, international agreements, social responsibility and a corporate commitment to the environment, CFE has begun to explore the possibility of geologic carbon storage in Mexico. Geologic carbon sequestration allows for permanent storage of carbon dioxide in geological formations as a method of carbon emissions reduction.

Several such facilities are operational throughout the world (Gale et al., 2001; Metz et al., 2005; Jensen et al., 2009; Eccles et al., 2009) and some others are in the planning and development stages (USDOE, 2008; Schilling et al., 2009; Grataloup et al., 2009).

According to Bachu et al. (2007), studies of CO₂ storage capacity in geological media depend on the scale and resolution of the assessment. The scale categories comprise five sizes of geographical areas: country, basin, regional, local and site-scale. In contrast, three levels of detail and resolution were proposed and vary from low and medium to high level data. In the country-scale assessment is usually considered the identification of areas encompassing sedimentary basins and types of storage capacities available. The data requirements and resolution are minimal, usually found in the public domain. This study depicts the country-level assessment in preparation for the basin-scale assessment, which is now being pursued by the authors at CFE. This paper represents a preliminary study on the geological carbon storage possibilities in Mexico by studying the seismic, volcanic and tectonic hazards in combination with the surface geology and lithology. The country was split up into seven zones based on these characteristics, excluding some areas from further study and categorizing those with more potential for future more in depth and

*Corresponding author. E-mail: moises.davila@cfe.gob.mx.

Abbreviations: CFE, Comisión Federal de Electricidad, CIEMAD-IPN, Centro Interdisciplinario de Investigaciones y Estudios sobre Medio Ambiente y Desarrollo-Instituto Politécnico Nacional



subsurface studies.

MATERIALS AND METHODS

Methods

Information and maps on the geology, tectonics, lithology and seismic and volcanic hazards were gathered from a variety of sources, especially from governmental and research institutions that have large databases of information such as CENAPRED (Centro Nacional de Prevención de Desastres, 2009) and SSN (Servicio Sismológico Nacional, 2009). This information was compiled into a database which contains more than 500 articles and maps. The size of the database makes it impossible to cite all the sources, but they can be obtained upon request to the authors. The information was studied and screened in order to be placed on a series of thematic maps of Mexico. Once these maps were obtained they were compared and combined into a final map of zones of geological carbon storage potential using geographic information software (ESRI-Arc GIS).

The criteria used to analyze the information were selected according to the hazardous potential they represent in Mexico. The tectonic scenario is particularly important in terms of the presence of a convergent margin and a volcanic arc that are currently active. Compressive and extensional tectonic stress regimes are represented mainly by the interplay of the Cocos, Pacific and North American tectonic plates and several magmatic processes. These phenomena also lead the formation of surface faulting. An active fault is defined as a fault which has had seismic activity or displaced earth materials during the last 10,000 or so years before present. Examples of the strong seismic activity are the September 1985 coastal Pacific Michoacán earthquake, magnitude 8.1 (Priestley and Masters, 1986) and the June 15, 1999, earthquake magnitude 7.0 occurred in central Mexico (Yamamoto et al., 2002), among many others. The emplacement and recorded activity of the largest active volcanoes of Mexico, such as the Popocatepetl, Citlaltepetl and Colima are the proof of recent and repetitive volcanic eruptions during the last thousand of years (Macías, 2005).

Beside the above mentioned risky processes, the type and distribution of geological formations cropping out, the geothermal resources, the location of oil and gas productive provinces, coal basins and enhanced oil recovery zones (Santiago et al., 1984; Ortega et al., 1992; CFE-GEIC, 2000 - 2009; CFE-GEOTERMIA, 2009) received extensive consideration during this study, since onshore and offshore sedimentary basins, oil and gas or brine reservoirs and unmineable coal beds are potential candidates for CO₂ storage.

This type of data accumulation and information allows for continued updates and modifications with the addition of more in-depth data, therefore providing a tool that will continue to be useful throughout the exploration stages of this project.

Tectonics and seismic and volcanic hazards

Mexico is characterized by several geologic provinces (López-Ramos, 1979; INEGI, 1982; Campa and Coney, 1983; Ortega et al., 1992; Lugo and Córdova, 1995; SGM, 2007) (Figure 1a) which are related to the evolution of the most important stratigraphic and tectonic features. The current tectonics of Mexico is dominated by the Mexican subduction zone located along the southwest Pacific Coast, the rifting system in the northwest beneath the Gulf of California and the Motagua Polochic fault system in the South-South East part of the country (Figure 1b) (Elders, 1972; Burkart, 1983; Burkart and Self, 1985; Wallace, 1984; Luhr, 1985; Allan, 1986; Meneses, 1986; Lonsdale, 1989; Pardo and Suarez, 1995; Hirabayashi et al., 1996; DeMetz and Wilson, 1997). These tectonic and large scale

structural geology features, when active, are potential hazards for a geological storage facility and sources for many of the seismic and volcanic hazards. Volcanoes are mostly concentrated inland of the Middle America Trench, as shown by the locations of active faults, volcanoes, calderas and geothermic fields (Figure 1b) (Urbina and Camacho, 1913; Demant, 1978; Yáñez and García, 1982; Pearthree, 1986; Martínez and Nieto, 1990; Johnson and Harrison, 1990; Garduño and Gutiérrez 1992; Richter, 1995; Suter, 1995; Nieto et al., 1997; González, 1999; Aguirre, 2001; Macías, 2005; Gracia-Palomo et al., 2006; Andreani et al., 2008).

Although, the seismicity records of the last 100 years were considered (Singh et al., 1984; CENAPRED, 2001; SSN, 2009), only the location and magnitude (quantified on the Richter scale) of seismic events with a magnitude greater than 5, that have occurred in Mexico since 1998, are shown on Figure 1b. Note that the earthquakes are mostly concentrated along the plate boundaries. The recurrence time of the largest earthquakes in México has been estimated between 30 to 50 years (Singh et al., 1981; Santoyo et al., 2005; Suarez and Albini, 2009). This leaves areas of the country with low seismic hazards as possibilities for geologic carbon storage.

Additionally Figure 1c shows the location of hydrothermal activity, which is related to extensive plutonic and volcanic activity in the whole country. Actually, the data shown is the enthalpy distribution which can be defined more or less proportional to temperature. In these hydrothermal sites, the heat of the fluids is expressed roughly as thermal energy. This means, that the fluids act as the carrier transporting heat from the deep hot rocks to the surface reflecting the thermal conditions of the upper crust (CFE-Geotermia, 2009). Otherwise, this information is used as well as reference for the geothermal resources development in Mexico (Birkle, 2007; Gutiérrez-Negrín, 2009).

Lithology and geology

The lithology and geology was explored only at the surface level at this stage and a simplified geologic map of the country is shown in Figure 1d. In general the country has a backbone of felsic igneous rocks in the Sierra Madre Occidental mountain chain (Delgado and Martín, 1993; Aranda, 2000; Ferrari, 2000), as well as in the Baja California Peninsula (Gastil et al., 1975; Martín, 2000; Sedlock, 2003). The area inland of the Middle American Trench is composed mainly by mafic igneous rocks that form the Transmexican Volcanic Belt (Demant, 1978; Robin, 1982; Nixon, 1982; Mooser, 1992; Ferrari, 2000; Gómez et al., 2005) and metamorphic, igneous and sedimentary rocks shaping up the Sierra Madre del Sur (Morán et al., 2005). The other portions of the country especially the Gulf Coast and the Gulf of Mexico region is composed of sedimentary terrigenous, calcareous and evaporitic rock sequences as well as the Sierra Madre Oriental Folded Belt and Sierra de Chiapas (Burckhardt, 1930; Buffer and Sawyer, 1985; Michaud, 1987; Pindell, 1993; Padilla, 2007). The sedimentary rocks hold possibilities for geological carbon storage and should be explored further. At this point in time, we consider igneous rocks to be less favorable for carbon storage, though basalts could be used for storage by mineralization as the technology develops in the future (Prasad et al., 2009). The areas of less-favorable igneous rocks also tend to overlap with seismic and volcanic hazards.

The location and distribution of petroleum productive provinces, coal beds and enhanced oil recovery zones agreed with the allocation of the main sedimentary basins all over the country (Figure 2) (Santiago et al., 1984; USGS, 1997; CFE-GEIC, 2000 - 2009). Various limitations imposed by technical, economic and protective regulatory restrictions indicate that the division of Mexico into regions requires no major changes in the energy infrastructure and the coincidence of CO₂ emission sources to storage sites. It is evident that the Northern, Eastern and Southeastern regions of Mexico are the most promising areas for CO₂ geological storage.

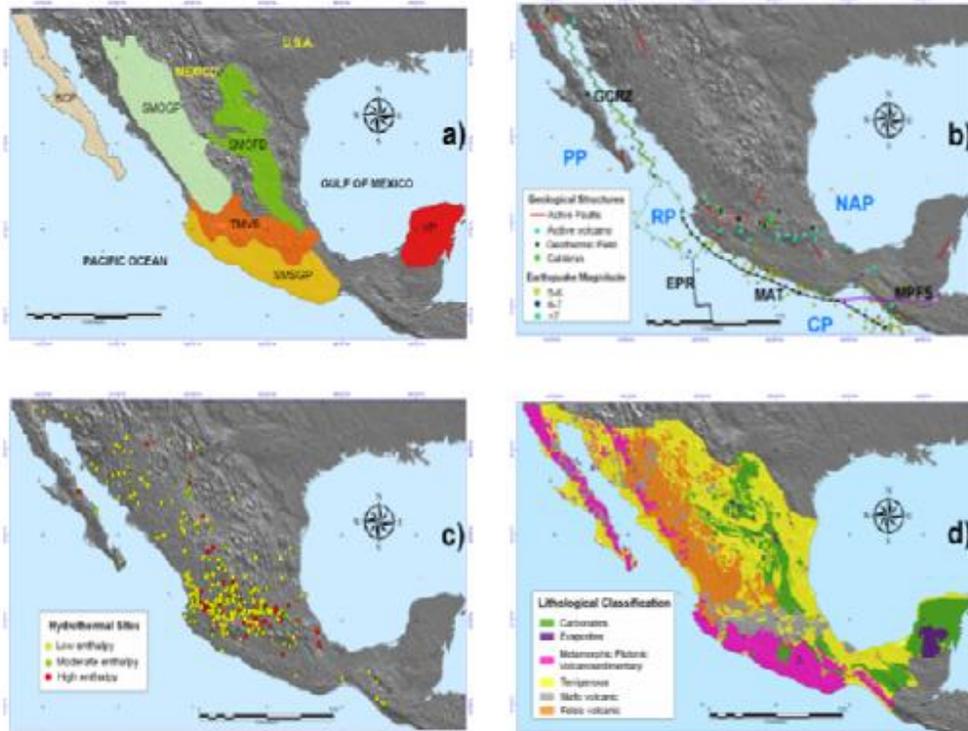


Figure 1. Thematic maps of Mexico.
 (a) Map of geologic provinces.
BCP, Baja California Peninsula; **SMOGP**, Sierra Madre Occidental Geologic Province; **SMOFB**, Sierra Madre Oriental Folded Belt; **TMVB**, TransMexican Volcanic Belt; **SMSGP**, Sierra Madre del Sur Geologic Province; **YP**, Yucatan Peninsula.
 (b) Map showing the location of the seismotectonic structures and volcanic features.
PP, Pacific Plate; **RP**, Rivera Plate; **NAP**, North American Plate; **CP**, Cocos Plate; **GCRZ**, Gulf of California Rift Zone; **EPR**, East Pacific Rise; **MAT**, Middle America Trench; **MPFS**, Motagua-Polochic Fault System.
 (c) Location of hydrothermal sites in Mexico.
 (d) Simplified geologic map of Mexico. Different colors represent the main type of rock. Orange: felsic volcanic, grey: mafic volcanic, pink: metamorphic, plutonic and volcanics, green: carbonates, purple: evaporites and yellow: terrigenous sedimentary rocks.

SYNTHESIS AND DISCUSSION

All of this spatial information was compiled and categorized into spatial zones as shown in Figure 3. The country was divided into zones A through G based on the above criteria. Zones A and B are continental zones of exclusion, with zone G being the marine exclusion zone. Zones C, D and E are continental zones of inclusion, while zone F is the marine zone of inclusion. Table 1 shows the criteria considered in the selection of inclusion or exclusion zones. These inclusion zones are not yet ranked in terms of their storage potential; more

information of the subsurface geologic structure is needed to assess the storage potential. Zone A is a zone of exclusion, where geologic carbon sequestration is not recommended. This zone includes igneous, metamorphic and volcano-sedimentary rocks, strong seismic activity and faults and active volcanic and hydrothermal features. Zone B includes metamorphic, volcanic and volcano-sedimentary rocks, as well as some seismic activity, faults, volcanic features and frequent hydrothermal features. At this time it is also not recommended for geologic sequestration, though it has more future potential than Zone A.

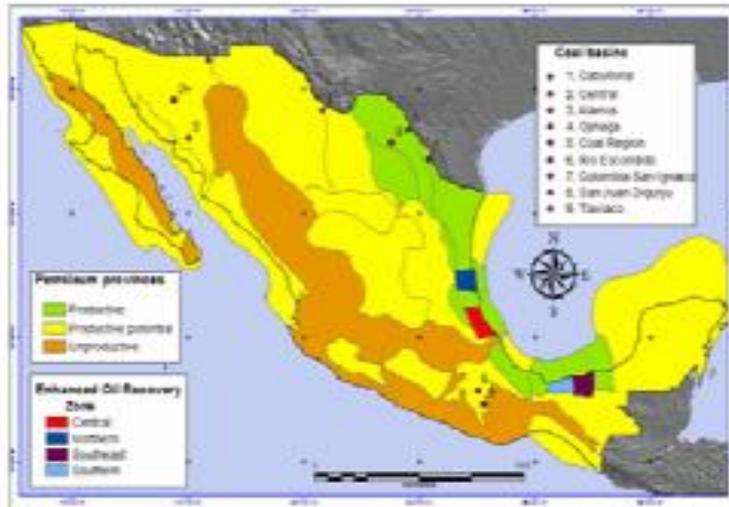


Figure 2. Map showing the petroleum provinces, coal basins and enhanced oil recovery zones. Source: (Santiago et al., 1984; USGS, 1997; CFE-GEIC, 2000 - 2006).

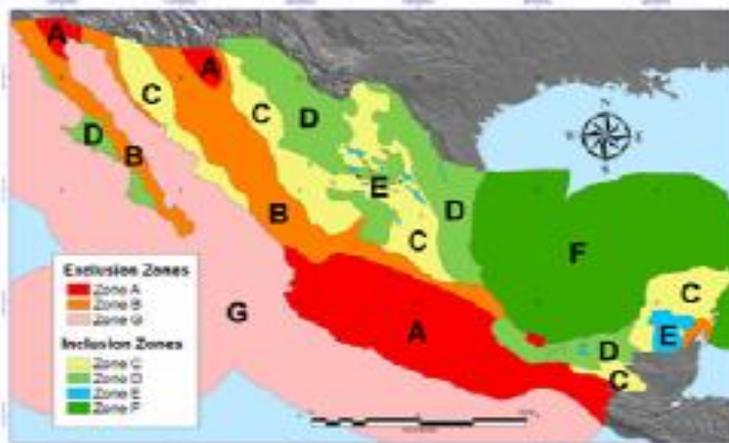


Figure 3. Zones of geologic carbon storage potential.
 Zone A: red color, represents mostly igneous rocks with high seismic and volcanic hazard and is not recommended for storage.
 Zone B: orange color, is also mostly igneous rocks with less seismic and volcanic hazards than zone A, but not recommended for storage at this time.
 Zone C: yellow color, correspond to terrigenous and carbonate rocks.
 Zone D: green color, is varying terrigenous sedimentary rocks.
 Zone E: blue color, are evaporitic deposits and associated sedimentary rocks. Zone F: light blue color, are terrigenous and marine sediments beneath the Gulf of Mexico.
 Zone G: is a marine zone of exclusion with terrigenous marine sediments and high seismic hazard and tectonic activity. Zones C through F, have little to no seismic and volcanic hazards and are recommended for further.

Table 1. Criteria selected to define the inclusion and exclusion zones involved in CO₂ geological storage. Numbers refer to the relative percentage based on surficial level estimations. C: calcareous sequence, E: evaporitic sequences, MPV: metamorphic, plutonic and volcano-sedimentary series, T: terrigenous sequences, BV: mafic volcanic series, FV: felsic volcanic series. Active faults are considered those with movement recorded during the approximately last 10 000 years B.P. Active volcanoes are those with known historical eruptions as well as during Holocene times.

Main criteria	Type of rocks (%)					Large earthquakes (%) (1998 - 2009)			Enthalpy values (%)			Active faults (%)		Active volcanoes (%)		
	C	E	MPV	T	BV	FV	Magnitude >5	High >220 ^o	Medium 150 - 220 °C	Low 90 - 150°C						
Zones of exclusion	A	5	2	50	20	15	8	40	90	80	75	70	80			
	B	5	0	20	10	5	60	0	5	10	20	20	20			
	G	0	0	0	100	0	0	50	0	0	0	10	0			
Zones of inclusion	C	30	20	3	35	2	10	3	5	10	5	0	0			
	D	2	1	0	85	2	10	5				0	0			
	E	0	100	0	0	0	0	0				0	0			
	F	0	0	0	100	0	0	2	0	0	0	0	0			

Zone C is a zone of inclusion, which should be studied further for potential storage sites. In the North it is characterized by continental clastic basins and volcanic rocks associated with elongated mountain ranges. There are also minor carbonate rocks and intrusive bodies. In the central-eastern section folded carbonates dominate, creating the hilly terrain. The South Eastern portion is dominated by calcareous rocks without significant folding, particularly at the Yucatan Peninsula. This zone has low seismicity and no definitive information about the presence of active faults.

Zone D is also a zone of inclusion recommended for further studies. It represents terrigenous rocks of varying age and depositional environments, mainly exposed as a basin or coastal marine deposits as well as fluvio-alluvial infill, with little to no seismic hazard or information on active faults. This zone has the best expectations due to the presence of abundant

petroleum basins, oil and gas fields and enhanced oil recovery zones, as well as energy infrastructure facilities.

Zone E is a zone of inclusion and represents evaporitic deposits often associated with limestone, shale, sandstone, conglomerate and dolomite of different ages and origin with no seismic hazard or known active faults.

Zone F is the marine zone of inclusion, represents mainly recent clastic sediments in marine environments that fill the platforms and basins in the Gulf of Mexico. There is little to no seismic hazard and no clear information on active faults. Likewise zone D, it has potential storage in the deep marine oil fields.

Zone G is the marine zone of exclusion, not recommended for carbon storage. It is characterized by mainly terrigenous sediments deposited in recent marine environments at large depth and shows high seismic activity and active tectonics.

Conclusion

This represents a preliminary study on the geologic carbon storage opportunities in Mexico. By compiling volcanic, seismic, tectonic, geologic and lithologic information, we were able to define three zones of exclusion where geologic storage is not recommended: a zone in which geologic storage is not possible (Zone A), a zone in which geologic sequestration is not recommended (Zone B) and a marine zone where storage nor is it advisable (Zone G). We also defined four zones (C through F) which have potential for geologic storage and merit further research. We have created an updatable map, a tool for future studies of carbon storage potential in Mexico. This was a study of surface geology only and the completion of this more general, country-level stage of study has allowed CFE to begin investigation at basin-level of some specific deep sedimentary basins to characterize potential sites



and storage capacity for Mexico.

REFERENCES

Aguirre G (2001). Recurrent magma mixing in successive ignimbrites from Amealco caldera, Central Mexico. *Bull. Volcanol.* 63: 238-251.

Allan VF (1986). Geology of the Northern of Colima and Zacoalco Grabens SW Mexico. *Geol. Soc. Amer. Bull.* 97: 473-485.

Andeani L, Le Pichon X, Rangin C, Martínez J (2008). The southern Mexico block: main boundaries and new estimation for its Quaternary motion. *Bull. Soc. Geol. France* 179(2): 209-223.

Aranda J (2000). Evolución tectonomagmática post-paleocénica de la Sierra Madre Occidental y de la porción meridional de la provincia tectónica de Cuencas y Sierras, México. *Bol. Soc. Geol. Mexicana* 53(1): 59-71.

Bachu S, Bonjoly D, Bradshaw J, Burrus R, Holloway S, Christensen NP, Mathiassen OM (2007). CO₂ storage capacity estimation: Methodology and gaps. *Int. J. Greenhouse Gas Control* 1(4): 430-443.

Birkle P (2007). Development of geothermal energy in Mexico and its energetic potential for the future. In: Klapp J, Cervantes JL, Chávez JF (eds) *Towards a Cleaner Planet*. Springer Berlin pp. 343-363.

Boden T, Marland G, Andres RJ (2009). Global, Regional and National Fossil-Fuel CO₂ Emissions. Carbon Dioxide Information Analysis Center, Oak Ridge National Laboratory, U.S. Department of Energy, Oak Ridge, Tenn., U.S.A. doi 10.3334/CDIAC/00001

Butler RT, Sawyer DS (1985). Distribution of crust and early history: Gulf of Mexico Basin. *Gulf Coast Assoc. Geol. Soc. Transactions* 35: 333-344.

Burkhardt C (1930). Étude synthétique sur la Mésozoïque Mexicain, Première partie. *Mémoires Soc. Paléontol. Suisse* pp. 49, 123.

Burkart B (1983). Neogene North American-Caribbean plate boundary across northern Central America: Offset along the Polochic Fault. *Tectonophysics* 99: 251-270.

Burkart B, Sell S (1985). Extension and rotation of crustal blocks in northern Central America and effect on the volcanic arc. *Geology* 13: 22-26.

Campa MF, Conroy PJ (1983). Tectono-stratigraphic terranes and mineral resource distribution in Mexico. *Canadian J. Earth. Sci.* 20:1040-1051.

Conapred (Centro Nacional de Prevención de Desastros) (2001). Diagnóstico de peligros e identificación de riesgos de desastros en México: Atlas Nacional de Riesgos de la República Mexicana. México D.F., Secretaría de Gobernación.

Conapred (Centro Nacional de Prevención de Desastros) (2009). <http://www.conapred.unam.mx/es/> October 26th, 2009.

Cfe-GEIC (Comisión Federal de Electricidad-Gerencia de Estudios de Ingeniería Civil) (2000-2009). Unpublished internal reports.

Cfe-Geotermia (Comisión Federal de Electricidad-Gerencia de Geotermia) (2009). Unpublished internal reports.

Delgado L, Martín A (eds) (1993) *Contribuciones a la tectónica del Occidente de México*. Monografía No.1. Unión Geofísica Mexicana, México.

Domart A (1978). Características del Eje Neovolcánico Transmexicano y sus problemas de interpretación. *Rev. Inst. Geol. Univ. Nat. Autón. México* 2: 172-187.

DeMelz C, Wilson DS (1997). Relative motions of the Pacific, Rivera, North America and Cocos plates since 0.78 MA. *J. Geophysical. Res.* 102: 2789-2808.

Eccles J, Pratson L, Nowell R, Jackson R (2009). Physical and Economic Potential of Geological CO₂ Storage in Saline Aquifer. *Environ Sci. Technol.* 43: 1962-1969.

Elders WA (1972). Crustal spreading in southern California. *Sci.* 178: 15-24.

Ferrari L (2000). Avances en el conocimiento de la Faja Volcánica Transmexicana durante la última década. *Bol. Soc. Geol. Mexicana* 53: 84-92.

Ferrari L, Valencia M, Bryan S (2005). Magmatismo y tectónica en la Sierra Madre Occidental y su relación con la evolución de la margen occidental de Norteamérica. *Bol. Soc. Geol. Mexicana* 57(3): 343-

378.

Gale J, Christensen NP, Culler A, Topp TA (2001). Demonstrating the potential for geological storage of CO₂: The Sleipner and GESTCO projects. *Environ. Geosciences* 8(3): 160-165.

García-Palomo A, Macías JL, Arce JL, Mora JC, Hughes S, Saucedo R, Espindola JM, Escobar R, Leyer P (2008). Geological evolution of the Tacaná Volcanic Complex, Mexico-Guatemala. *Geol. Soc. Amer., Special Paper* 412 pp. 39-57.

Garduño VH, Gutiérrez L (1992). Magmatismo, hiatus y tectonismo de la Sierra Madre Occidental y del Cinturón Volcánico Mexicano. *Geofísica Int.* 31(4): 417-429.

Gastil RG, Phillips RP, Allison EC (1975). Reconnaissance geology of the state of Baja California. *GSA Memoir* 140.

Gómez A, Orozco MT, Ferrari L (2005). Petrogénesis ígnea de la Faja Volcánica Transmexicana. *Bol. Soc. Geol. Mexicana* 57(3): 227-283.

González LM (1999). Actualización del modelo del basamento en el Campo Geotérmico de Cerro Prieto, B.C. México. *Rev. Mexicana Cienc. Geol.* 15(1): 23-42.

Grataloup S, Bonjoly D, Brosse E, Dreux R, Garcia D, Hasanov V, Lescanne M, Rianou P, Thorava A (2009). A site selection methodology for CO₂ underground storage in deep saline aquifers: case of the Paris Basin. *Energy Procedia* 1: 2929-2936.

Gutiérrez-Negrín L (2009). General features of the Cermitas Coloradas geothermal project, Mexico. *IGA News* 76: 8-10.

Hirabayashi CK, Rockwell TK, Wesnowsky SG, Stirling MW, Suárez F (1995). A neotectonic study of the San Miguel-Vallecillos Fault, Baja California, Mexico. *Soc. Amer. Bull.* 86(6): 1770-1783.

Inegi (Instituto Nacional de Estadística, Geografía e Informática) (1982). Atlas de México. Secretaría de Economía. México D.F.

Jensen GKS, Nickel EH, Whittaker S, Rostron BJ (2009). Geological model and hydrogeological framework of an active CO₂ sequestration project in the Weyburn-Midale area, Saskatchewan: Leading to a further understanding of possible CO₂ migration. *Energy Procedia* 1: 2983-2989.

Johnson C, Harrison G (1990). Neotectonics in central Mexico. *Phys. Earth Planet. Interiors* 64:187-210.

Lonsdale P (1989). Geology and tectonic history of the Gulf of California. In: Winchester D et al. (eds) *The eastern Pacific Ocean and Hawaii*. Geol. Soc. America, Boulder, Colorado, *Geology of North America, Volume N* pp. 499-521.

López-Ramos E (1979). *Geología de México*. Tomos II y II. Edición Escolar. México D.F.

Lugo J, Córdoba C (1995). Regionalización geomorfológica de la República Mexicana. *Invest. Geográficas* 25: 25-63.

Luhr JF (1985). Active rifting in south-western Mexico: manifestations of an incipient eastward spreading-ridge jump. *Geology* 13: 54-57.

Macías JL (2005). Geología e historia eruptiva de algunos de los grandes volcanes activos de México. *Bol. Soc. Geol. Mexicana* 57(3): 379-424.

Martín A (2000). Volcanismo y extensión en la Provincia Extensional del Golfo de California. *Bol. Soc. Geol. Mexicana* 53: 72-83.

Martínez J, Nieto AF (1990). Efectos geológicos de la tectónica reciente en la parte central de México. *Rev. Inst. Geol. Univ. Nat. Autón. México* 9: 35-50.

Moneses J (1986). Tectonic evolution of the strike-slip fault province of Chiapas, Mexico. PhD University of Texas, Austin.

Meltz B, Davidson O, de Coninck H, Loos M, Meyer L (2005). Carbon Dioxide Capture and Storage. IPCC Special Report 62.

Michaud F (1987). Stratigraphie et paléogéographie du Mésozoïque du Chiapas, sud-est du Mexique. Thèse du Doctorat, Université Paris 6, France.

Mosser F (1992). The Mexican Volcanic Belt: structure and tectonics. *Geof. Internacional* 12: 55-70.

Morán D, Correa M, Kipple JD (2005). La evolución tectónica y magmática cenozoica del suroeste de México: avances y problemas de interpretación. *Bol. Soc. Geol. Mexicana* 57(3): 319-341.

Nieto A, Alaniz S, Labarthe G (1997). La deformación cenozoica postaramídica en la parte meridional de la Mesa Central, México. *Rev. Mexicana Cienc. Geol.* 14: 13-25.

Nixon GT (1982). The relationship between Quaternary volcanism in central Mexico and seismicity and structure of subducted ocean lithosphere. *Geol. Soc. Am. Bull.* 93: 514-523.



- Ortega F, Milne L, Roldán J, Aranda J, Morán D, Alaniz S, Nieto A (1992). Carta Geológica de la República Mexicana. Universidad Nacional Autónoma de México, Secretaría de Energía, Minas e Industria Parastatal, Consejo de Recursos Minerales. Escala 1:2000000.
- Padilla R (2007). Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México. *Bol. Soc. Geol. Mexicana* 59(1): 19-42.
- Pardo M, Suárez G (1995). Shape of Subducted Rivera and Cocos Plates in southern Mexico: seismic and tectonic implications. *J. Geophys. Res.* 100: 12357-12373.
- Pearthree PA (1986). Late Quaternary faulting and seismic hazard in south eastern Arizona and adjacent portions of New Mexico and Sonora, Mexico. Arizona Bur. Geol. Min. Tech. Open-File Report pp. 86-88, 22.
- Pindell JL (1993) Regional synopsis of Gulf of Mexico and Caribbean evolution; In: Pindell JL, Perkins BF (eds) Mesozoic and early Cenozoic development of the Gulf of Mexico and Caribbean region, a context for hydrocarbon exploration. Soc. Econ. Paleont. Mineral Foundation. Gulf Coast Section. 13th Annual Res. Conf. Proceedings pp 251-274.
- Prasad PSR, Sarma DS, Sudhakar L, Basavaraju U, Singh RS, Begum Z, Archana KB, Chavan CD, Charan SN (2009). Geological sequestration of carbon dioxide in Deccan basalts: preliminary laboratory study. *Current Science* 96(2): 288-291.
- Priestley KF, Masters TG (1986). Source mechanism of the september 19, 1985 Michoacan Earthquake and its implications. *Geophys. Res. Lett.* 13(6): 601-604.
- Richter K (1995). Pliocene-Quaternary volcanism and faulting at the intersection of the Gulf of California and the Mexican Volcanic Belt. *Geol. Soc. Am. Bull.* 107(6): 612-626.
- Robin C (1982). Mexico. In: Thorpe RS (ed) *Andesites*. New York, John Wiley & Sons pp 137-147.
- Santiago J, Carrillo J, Martell B (1984) *Geología Petrolera de México*. In: Marmisolle D (ed) *Evaluación de Formaciones en México*. Schlumberger, México pp. 1-36.
- Santoyo MA, Singh SK, Mikumo T, Ordaz M (2005). Space-Time Clustering of Large Thrust Earthquakes along the Mexican Subduction Zone: An Evidence of Source Stress Interaction. *Seism. Soc. Amer. Bull.* 95: 1856-1864.
- Schilling F, Born G, Würdemann H, Möller F, Köhn M (2009). Status Report on the First European on-shore CO₂ Storage Site at Ketzin (Germany). *Energy Procedia* 1: 2029-2035.
- Sedlock R (2003). Geology and tectonics of the Baja California peninsula and adjacent areas. *GSA Special Paper* 374 pp.1-42.
- Singh SK, Astiz L, Havskov J (1981). Seismic gaps and recurrence periods of large earthquakes along the Mexican subduction zone: A reexamination. *Seism. Soc. Amer. Bull.* 71(3): 827-843.
- Singh SK, Rodríguez M, Espindola JM (1984). A catalog of shallow earthquakes of Mexico from 1900 to 1981. *Seism. Soc. Amer. Bull.* 74(1): 267-279.
- SGM (Servicio Geológico Mexicano) (2007). Carta Geológica de la República Mexicana. Escala 1: 4000000. Secretaría de Economía, México.
- SSN (Servicio Sismológico Nacional) (2009). <http://www.ssn.unam.mx/>. October 26th, 2009.
- Suarez G, Albini P (2009). Evidence for Great Tsunamigenic Earthquakes (M 8.6) along the Mexican Subduction Zone. *Seism. Soc. Amer. Bull.* 99(2A): 892-896.
- Suter M (1995). The Acambay graben. Active intra-arc extension in the TransMexican Volcanic Belt, Mexico. *Tectonics* 14:1245-1262.
- USDOE (United States Department of Energy) (2008). Carbon Sequestration Atlas of the United States and Canada. Second edition. U.S. Department of Energy and the National Energy Technology Laboratory.
- USGS (United States Geological Survey) (1997). Map showing geology, oil and gas fields and geologic provinces of the Gulf of Mexico Region. US Geologic Survey Open-File Report 97-470-L.
- Urbina F, Gamacho H (1913). La zona megasísmica Acambay-Tixmadejé, Estado de México, conmovida el 19 de noviembre de 1912. *Bol. Soc. Geol. Mexicana* 32:125.
- Wallace RE (1984). Patterns and timing of late Quaternary faulting in the Great Basin Province and relation to some regional tectonic features. *J. Geophys. Res.* 89: 5763-5770.
- Yamamoto J, Quintanar L, Rebolter C, Jiménez Z (2002). Source characteristics and propagation effects of the Puebla, Mexico, earthquake of 15 June 1999. *Seism. Soc. Amer. Bull.* 92(6): 2126-2138.
- Yañez C, García G (1982). Exploración de la Región Geotérmica Los Hornos-Las Demumbadas, estados de Puebla y Veracruz. Publicación 29 de la Comisión Federal de Electricidad. México D.F.