



ESTADO DEL ALMACENAMIENTO GEOLOGICO DE CO₂ EN MÉXICO

ESPECIALIDAD: Ingeniería Geológica

Dr. Moisés Dávila Serrano

México, D.F., a 8 de noviembre de 2012

CONTENIDO

	Página
1.- Resumen Ejecutivo	3
2.- Introducción	5
3.- Desarrollo del Tema	11
3.1.- ¿Qué es el Secuestro de Carbono?	12
3.2.- El Proceso de Almacenamiento Geológico de CO ₂	13
3.3.- Criterios Geológicos para el Almacenamiento de CO ₂	21
3.4.- Proyectos de CCS Actualmente en Desarrollo en el Mundo	22
3.5.- Escalas de Evaluación y Resolución	23
3.6.- Estado de la Evaluación de Capacidad de Almacenamiento en México	25
3.7.- Zonas de Inclusión y Exclusión para Almacenamiento Geológico de CO ₂ en México	25
3.8.- Capacidad Teórica de Almacenamiento de CO ₂ en Acuíferos Salinos Profundos en México	26
3.9.- Un ejemplo de sector analizado	28
3.10.- Los Retos de los Proyectos de CCS en el Mundo	30
3.11.- Los Retos de los Proyectos de CCS en México	32
3.12.- Necesidad de Formación de Recursos Humanos en México	34
4.- Conclusiones	37
5.- Referencias	38

1.- Resumen Ejecutivo

No obstante los esfuerzos que hacen muchos países, la emisión de gases de efecto invernadero no está bajo control. Se ha postulado una serie amplia de soluciones que si se toman en forma conjunta, pueden poner fin al problema para el año 2050. Cualquier otra opción hará del calentamiento global una deuda impagable por la civilización actual.

Afortunadamente la mayor parte de las emisiones de gases de efecto invernadero y de CO₂ en particular, provienen de la industria fija, lo que posibilita al Almacenamiento Geológico para aportar el 19% de la solución de mitigación. Todos los países, en relación directa al tamaño de su economía emiten CO₂ a la atmósfera y en esa proporción debería poner su esfuerzo para integrar la tecnología como forma de mitigación. Por otra parte los países petroleros deberían hacer su aportación, pues la quema de combustibles fósiles es la causa número uno de emisiones de carbono a la atmósfera.

El Almacenamiento Geológico de Carbono o CCS consiste en disponer este gas en estratos de la corteza terrestre profundos y permeables pero seguros de forma tal que nunca vuelva a la atmósfera sino que reaccionen con el paso del tiempo y se integren a la mineralogía del yacimiento. Hasta ahora, es la única forma de secuestro de carbono que se ha puesto en práctica a escala comercial y al que se le ha comprobado su confiabilidad. El proceso consiste de tres fases por decirlo de una forma sencilla. Se separa el CO₂ del resto de una corriente de gases de combustión a la vez que se captura de forma de enriquecerlo al 95%; se transporta y se inyecta al subsuelo. Sin embargo, el sitio de almacenamiento debe reunir una serie de condiciones que son materia de trabajo de los profesionales de las ciencias de la tierra.

El almacenamiento se puede realizar teóricamente hasta hora, en cuatro tipos de medios geológicos. En yacimientos exhaustos de hidrocarburos o asociados a la recuperación mejorada de hidrocarburos (EOR); en mantos de carbón que no son minables; en formaciones profundas de basalto y en Acuíferos Salinos Profundos. Los primeros son los más utilizados hasta la fecha pues la obtención de un subproducto (gas o petróleo) los hace los únicos rentables. Sin embargo, son los Acuíferos Salinos Profundos los que poseen el potencial para guardar todas las

emisiones de carbono por el tiempo que resta a la quema de combustibles fósiles del mundo. Los otros dos medios han sido probados a pequeña escala pero no se muestran como los más viables al menos hasta ahora.

México ha iniciado la estimación de capacidades de almacenamiento según la metodología avalada por los organismos instituidos para el desarrollo de la tecnología de CCS. Aunque aun hay mucho trabajo por realizar, se ha clasificado la geología del país en zonas donde se puede almacenar CO₂ y en aquellas donde no es pertinente. Ahora se sabe que hay más de 100 sectores en los que podría ser posible almacenar carbono, todas ellos en el norte, este, noreste y sureste del territorio nacional. Si se considera que el ritmo de emisiones de CO₂ reportado en la industria fija es de 200 millones de toneladas cada año, la capacidad hasta hora estimada podría bastar para guardar las de los próximos cinco siglos.

Sin embargo, la capacidad que hay de captura y almacenamiento en el mundo requiere urgentemente acelerar el paso para alcanzar el 19% como solución de mitigación al que se aspira. Esto es, deben almacenarse 10 Gt/año para el año 2050 y 160 Mt/año para el 2025, lo cual se ve aun muy distante si se considera que actualmente hay menos de 10 proyectos que tienen capacidad de almacenar 1 Mt/año.

Para el caso de México, el escenario no es más fácil, si se consideran el tamaño de su economía y emisiones por consumo de combustibles fósiles, las metas de almacenamiento para el año 2050 y 2025 serían 230 y 3,7 Mt respectivamente.

Exponer el avance de la estimación de capacidad de almacenamiento en México y alertar sobre la necesidad de desarrollar a la brevedad los recursos humanos necesarios en la implantación de la tecnología en el país son los principales propósitos de este trabajo.

Palabras clave.- CCS, CO₂, Captura y Almacenamiento Geológico de CO₂, Secuestro de CO₂, Carbono, EOR

2.- Introducción

La mayoría de los países del mundo están realizando esfuerzos para mitigar el impacto de la emisión de gases de efecto invernadero. Pero aun no muestran que el problema esté bajo control. Se hacen necesarias medidas urgentes para revertir esta tendencia antes de que los impactos sean muy costosos o impagables por la civilización actual.

En la actualidad el 69% de las emisiones de CO₂ y el 60% del total de emisiones de efecto invernadero (GEI) provienen de fuentes estacionarias, lo cual ofrece algunas ventajas para su solución, como la captura y almacenamiento geológico de carbono (CCS), pero ésta es sólo una parte de la gama de soluciones disponibles. La Agencia Internacional de Energía plantea que las emisiones de CO₂, que ahora son de aproximadamente 30 Gt al año, podrían crecer a 62 haciendo las cosas como hasta ahora [IEA, 2010]. Se sugiere ver esta gama de propuestas de solución en la figura 1.

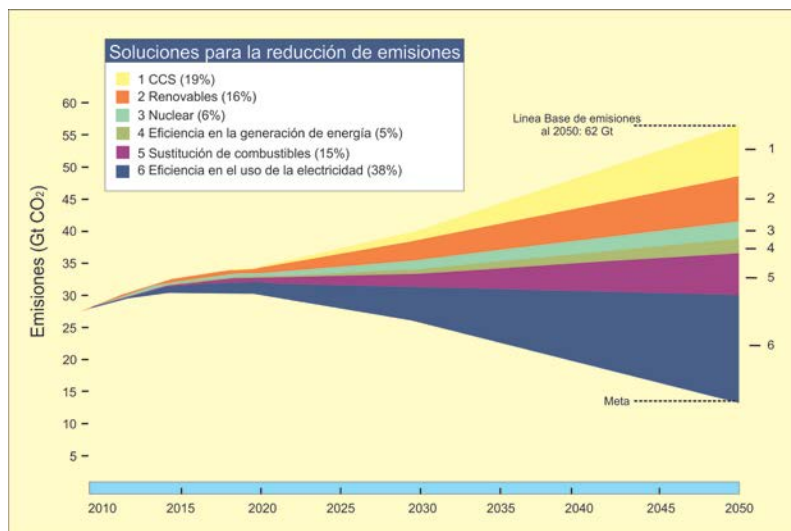


Figura 1.- Cartera de opciones para reducir las emisiones de CO₂ relacionadas a la industria fija al año 2050 [IEA, 2010].

La cartera de soluciones propuesta tiene como finalidad evitar que el incremento de temperatura asociada a las emisiones de carácter antropogénico, rebase los 2°C respecto a la temperatura de la que hay registro histórico. Como se puede ver, las opciones son variadas y las posibilidades que tienen los países de adoptar unas u otras es también variable, pero se debe entender que no se trata de tomar alguna o algunas sino todas en conjunto. Algunas abordadas más por un país que por otro, pero usando todas al fin. De la lista destaca la de CCS que resulta pertinente, pues casi todas las naciones requieren seguir

utilizando combustibles fósiles para continuar respondiendo a la sociedad su demanda de cada vez más servicios y comodidades. Desafortunadamente los combustibles fósiles seguirán siendo la fuente principal de energía por muchos años más, lo que obliga a no descuidar el crecimiento de otras fuentes de abasto como las renovables, pero habrá que usar medios de mitigación para las emisiones de la industria fija con base en fuentes fósiles. Donde destaca la tecnología de CCS. Ver la figura 2, ahí se aprecian las tecnologías que seguirán vigentes por muchos años más en donde las fósiles siguen predominando ampliamente.

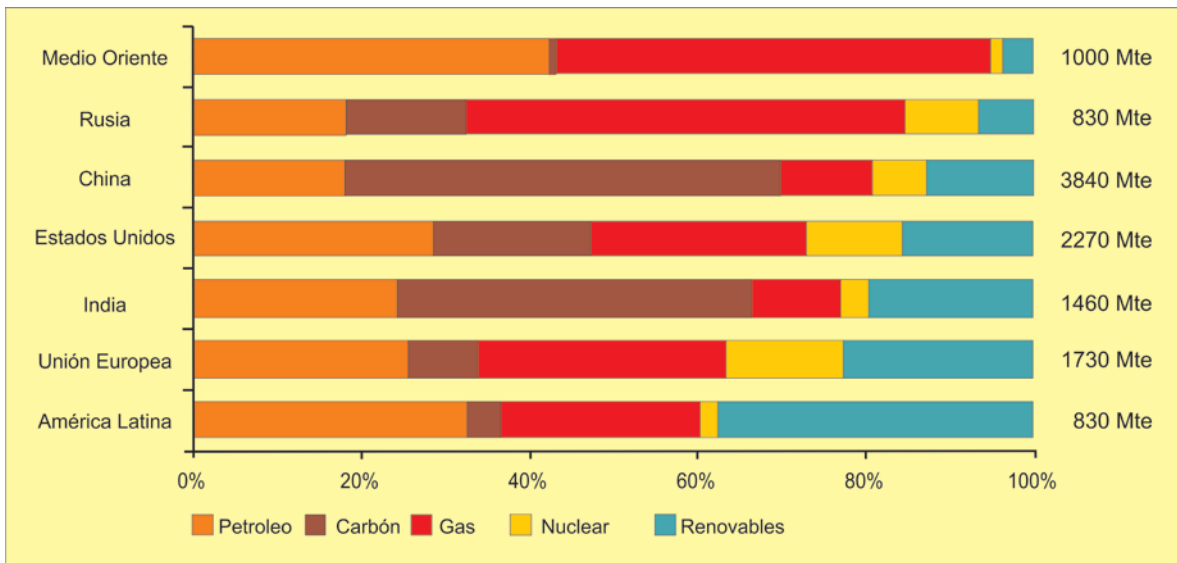


Figura 2.- Escenario al 2035 en lo que se refiere a las tecnologías de producción de energía en los principales países y regiones del mundo [IEA, 2012].

Los niveles de gases de efecto invernadero (GEI) en la atmósfera equivalen a casi 400 ppm de CO₂ (ver figura 3) y unas 430 ppm de CO_{2e}, en comparación con 280 ppm que existían hace dos siglos. Estas concentraciones han llevado al 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 climático [Stern, 2007]. Ahí mismo se muestra una de las evidencias del origen antropogénico del aumento. Esto tiene su base en la relación de isótopos de carbono 13 y 12. El primero es sólo de existencia natural en el planeta, mientras que el segundo tiene una fuerte componente de la quema de combustibles fósiles. El decremento de dicha relación es evidente en los dos últimos siglos, justo igual al aumento de la temperatura.

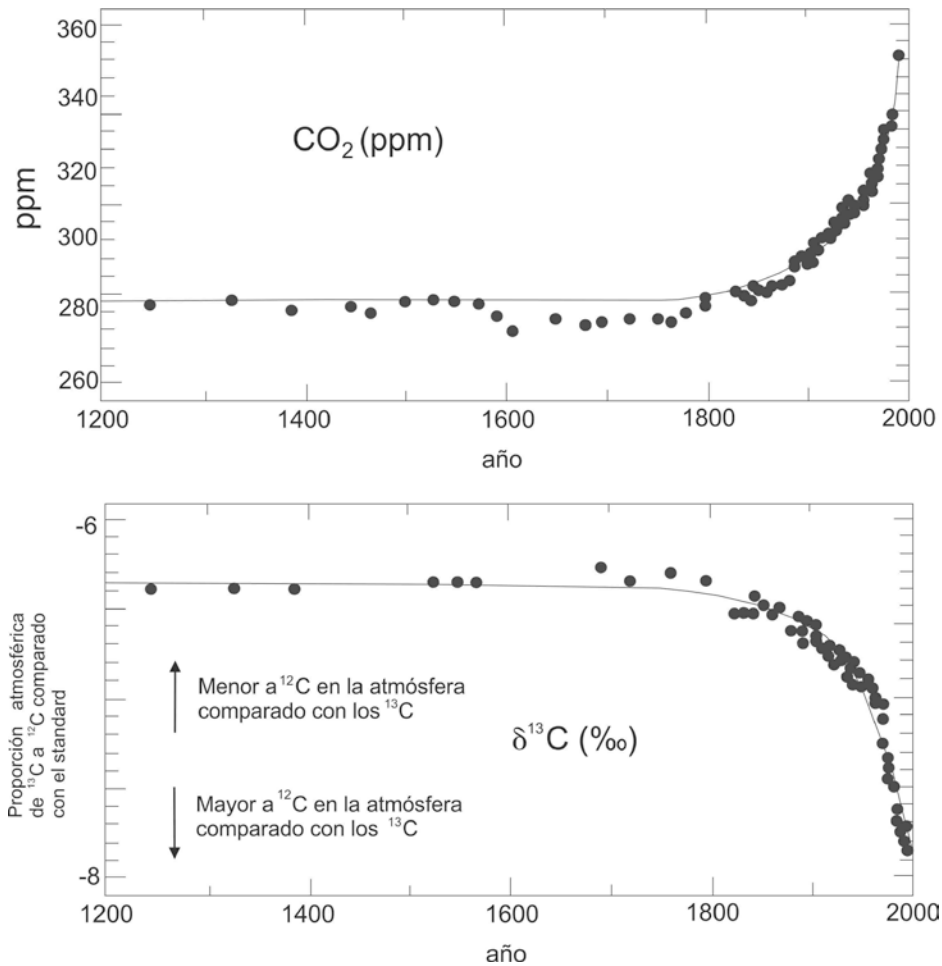


Figura 3. - Incremento de las concentraciones de CO₂ en el mundo en los últimos 200 años. En la parte inferior de la figura apréciase el decaimiento de la relación ¹³C/¹²C que apoya el origen antropogénico de bióxido de carbono ya que el isótopo ¹³C es de origen natural exclusivamente en contraparte al ¹²C que tiene una componente antropogénica importante [Cook, 2012].

Aun en el caso de que el ritmo de las emisiones no aumentara por encima del nivel actual, el nivel de GEI en la atmósfera alcanzará el doble de su concentración preindustrial, 550 ppm CO₂e, para el año 2050. Por lo anterior, existe una preocupación mundial creciente sobre el incremento de la temperatura del planeta. Este aumento causa a su vez un cambio climático cuyo efecto impacta cada vez a más a todas las especies, ya que éstas modifican drásticamente las condiciones de sus hábitats [IPCC, 2005].

El Panel Intergubernamental para el Cambio Climático (IPCC) 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 planeta [IPCC, 2007].

El efecto invernadero tiene lugar cuando la luz del sol alcanza la superficie de la Tierra. 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 GEI, como se indica en la figura 4.

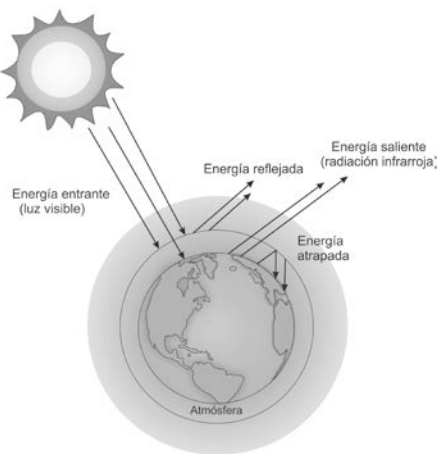


Figura 4- Esquema simplificado del efecto invernadero [NACSA, 2012].

Sin embargo, en condiciones naturales, el efecto invernadero es un fenómeno gracias al cual es factible la vida, ya que permite que la temperatura sea 15°C en promedio en la superficie del planeta, superior a lo que sería si el calor que provee el sol se reflejara totalmente, dando como resultado un planeta helado y sin vida. Se estima que sin el CO₂ y el vapor de agua en la atmósfera, la temperatura promedio en la superficie de la Tierra sería de -18°C ya que estos gases absorben parte de la radiación infrarroja que va de regreso al espacio después de rebotar en la superficie terrestre [Vega de Kuyper, 2007].

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, los perfluorocarbonos y el hexafluoruro de azufre. En la tabla 1 se muestran las características más importantes de estos compuestos, destacando el potencial de calentamiento global (GWP del idioma inglés) con relación al CO₂ [IPCC, 2005].

GEI	Composición Molecular	GWP (CO ₂ -e)	Vida Media (Años)
Bióxido de carbono	CO ₂	1	50 a 200
Metano	CH ₄	21	12 ± 3
Oxido nitroso	N ₂ O	310	120
Hidrofluoruro - carbonos	HFC-23	11,700	1.5 a 264
	HFC-126	2,800	
	HFC-134a	1,300	
	HFC-152a	140	
	HFC-227ea	2,900	
	HFC-236fa	6,300	
	HFC-4310mee	1,300	
Perfluoro-carbonos	CF ₄	6,500	2,600 a 50,000
	C ₂ F ₆	9,200	
	C ₄ F ₁₀	7,000	
	C ₅ F ₁₄	7,400	
Hexafluoruro de azufre	SF ₆	23,900	3,200

Tabla 1.- Principales gases de efecto invernadero [SEMARNAT, 2007 modificado].

El CO₂ en exceso en la atmósfera por causas antropogénicas se debe principalmente a la quema de combustibles fósiles, aunque también al cambio de uso del suelo en latitudes tropicales. El contenido de CO₂ en la atmósfera crece a una tasa de 0-4% anual [IEA, 2005]. 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

halogenados¹, 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 de ozono. Si bien su empleo se ha ido reduciendo en los últimos años, los residuos existentes de los usados en el pasado persistirán en la atmósfera por mucho tiempo.

Existen otros gases que cooperan indirectamente en el efecto invernadero, tales como monóxido de carbono, el vapor de agua, los compuestos orgánicos volátiles distintos al metano (COVDM) y el 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 aerosoles.

¹Los que contienen flúor, cloro, bromo y yodo, en este caso perfluorocarbonos, hidrofluorocarbonos y hexafluoruro de azufre.

3.- Desarrollo del Tema

La emisión de gases de efecto invernadero transformada en equivalentes de CO₂ fue estimada en 42 Gt en el año 2000 [Stern, 2007]. En lo que respecta a la actividad antropogénica, la conversión de energía primaria en secundaria es la principal fuente de emisiones por la que el hombre es responsable², 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 5) y la agricultura.

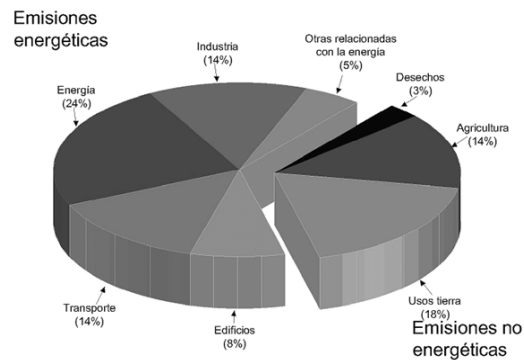


Figura 5.- Emisiones relativas de GEI en CO₂e por sector [Stern, 2007].

Desafortunadamente es evidente que este ritmo de emisiones de GEI permanecerá así por mucho tiempo más pues no se vislumbra a corto plazo una tecnología que permita generar la misma cantidad de energía con medios alternos, que satisfaga las necesidades crecientes de la sociedad actual, cada vez más demandante de servicios y comodidades. En la figura 6 se aprecian los principales países emisores de CO₂ en forma global y *per cápita*. Apréciese que China es el mayor emisor como país (2,3 GtCO₂), seguido por USA. Pero el estilo de vida de algunos países como USA, Arabia Saudita y Australia los hace ser los mayores emisores *per cápita* (5 tCO₂/per cápita).

²Se aclara que se trata de GEI, no de CO₂, en cuyo caso las mayores emisiones son las debidas al sector transporte.

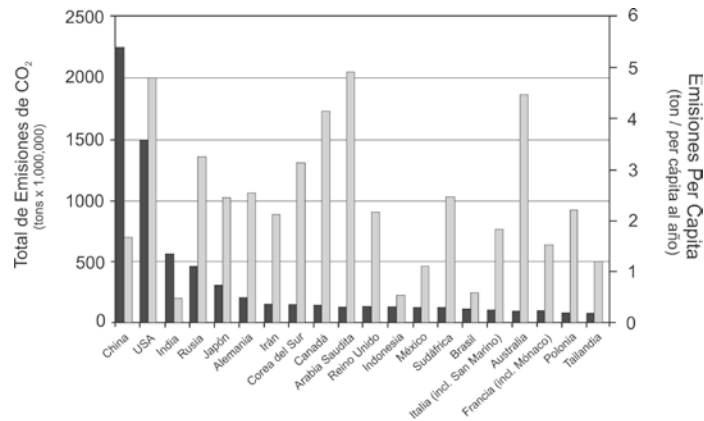


Figura 6.- Principales países emisores de CO₂ [Geoscience Australia, 2012].

3.1.- ¿Qué es el secuestro de carbono?

El secuestro de carbono puede definirse 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 almacenamiento [Dávila, 2011].

El CO₂ una vez capturado y separado puede ser concentrado en flujos líquidos o gaseosos para su posterior transporte e inyección al océano o a cierta profundidad de la corteza terrestre. La opción oceánica no ha sido probada a escala comercial y sólo se sabe de sus posibilidades por experimentos de laboratorio. Su principal barrera es la polémica sobre la alteración crítica que puede causar a las especies habitantes del lecho marino. La opción geológica por su parte, está siendo utilizada cada día más a escala comercial y se cree que será la opción que permita el uso obligado de los combustibles fósiles mientras que el hidrógeno y las fuentes de energía renovable se hacen cargo de soportar el desarrollo de la civilización futura. En la figura 7 se presenta un esquema simple de los procesos principales de concepto de secuestro geológico de carbono.

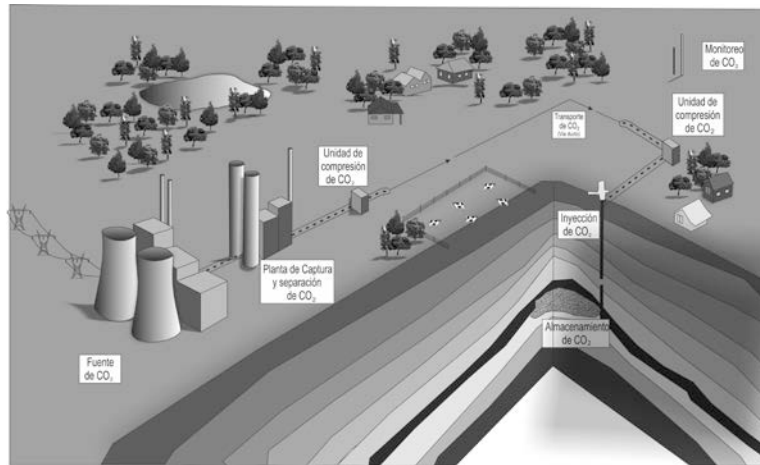


Figura 7.- En el tipo geológico del secuestro de carbono se involucra una fuente estacionaria de CO₂, tal como una central de generación de energía eléctrica, una planta para separar el CO₂ del resto de los gases de combustión, una unidad de compresión de manera que se pueda transportar en un gasoducto y un sitio de almacenamiento adecuado con su respectivo sistema de monitoreo [Cook, 2012].

3.2.- El Proceso de Almacenamiento Geológico de CO₂.

El proceso de secuestro geológico de carbono en sí, da comienzo con la fase de captura, es decir, el paso mediante el cual, el CO₂ se separa del resto de los gases de combustión para tenerlo en una pureza lo más cercano al absoluto.

Existe un amplio rango de costos en tecnologías de secuestro de carbono; éstas dependen considerablemente de la forma en que se capture y separe el gas. La elección de tecnología para capturar y separar recae en la concentración, presión y volumen que posea el CO₂ disponible, amén de los recursos disponibles. 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. Las configuraciones de plantas de captura de carbono que utilizan las tecnologías posibles se representan gráficamente en la figura 8.

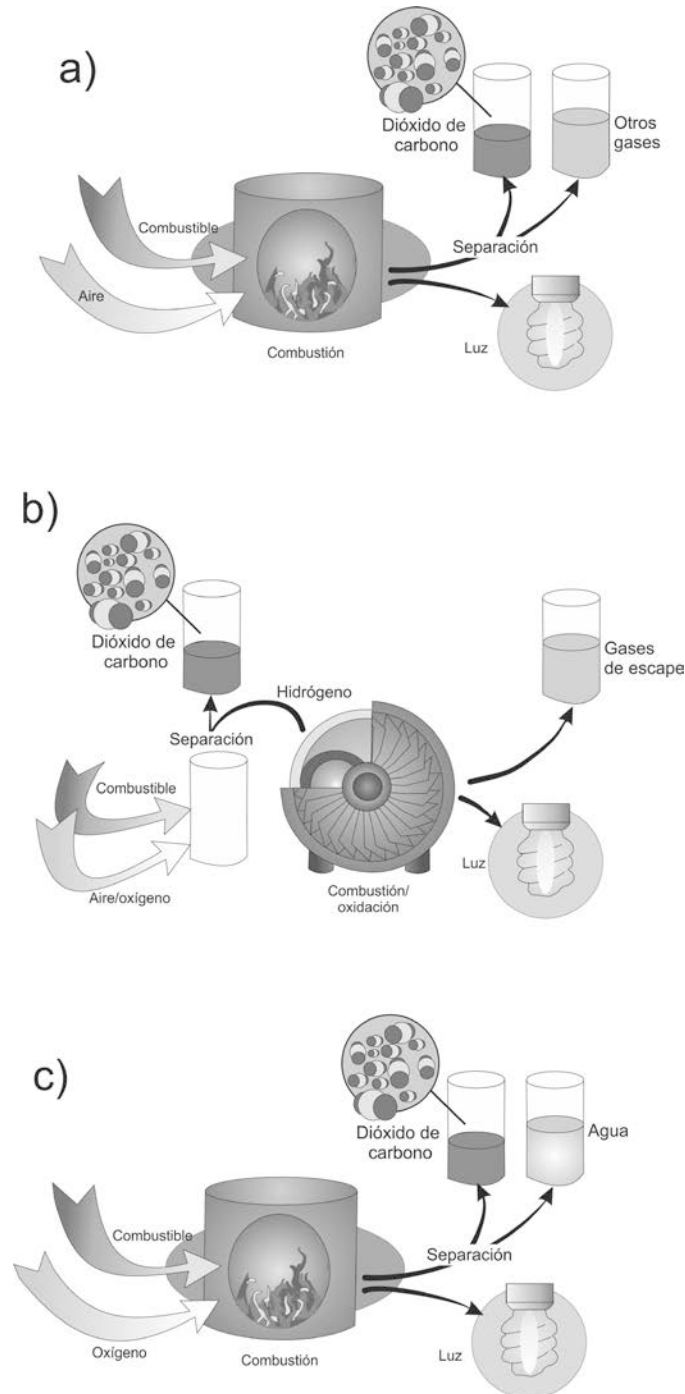


Figura 8.- Esquema de las tres formas principales de combustión y separación existentes en el proceso de CCS. La postcombustión involucra combustión del combustible con aire que resulta en una concentración baja de CO₂. La precombustión que lleva a cabo la gasificación de carbón para formar hidrógeno en forma previa y que servirá como combustible a la caldera, lo que proporcionará un flujo concentrado de CO₂ y el Oxyfuel que se parece a la forma convencional o postcombustión excepto porque se lleva a cabo en una atmósfera rica en oxígeno lo que resulta en un flujo rico en CO₂ en la combustión [Cook, 2012].

Como es evidente, los sistemas de secuestro de carbono implican incrementos importantes en los costos de los procesos originales. En lo que se refiere a los costos por la captura [IPCC, 2005], en la producción de electricidad el incremento es de entre 35 y 70% (0.01 a 0.02 USD por kWh para una planta de ciclo combinado con gas natural (aun en fase piloto), entre 40 y 85% (0.02 a 0.03 USD por kWh) para una planta hipercrítica de carbón pulverizado y entre 20 y 55% (0.01 a 0.02 USD por kWh) para una planta de ciclo combinado de gasificación integral. En general, aunque en fase operativa comercial no existe ningún caso, se estima que 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.

La siguiente fase en el proceso de CCS es el transporte de CO₂ separado en una pureza del orden del 95%. En la actualidad los gasoductos son el medio más común para el transporte. 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 el proceso. 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 recuperación mejorada de petróleo [IPCC, 2005]. 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 traslada a 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 maneja a presiones de 0.7 MPa. En la actualidad sólo se transporta de esta forma a pequeña escala. 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 secuestro.

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 y 8 USD por tonelada de CO₂.

La parte final del proceso de CCS y la que nos ocupa por el momento es el almacenamiento en sí. Las profundidades que se procuran para la inyección son las de fase supercrítica del gas, que es de más de 800 metros. Esto se debe a que un 1,8 Kg de CO₂ en condiciones naturales (0°C y una atmósfera) ocupa 1 m³, mientras que si estuviera a 35°C y 100 atmósferas (condiciones del subsuelo a 1000 metros) una tonelada de gas ocuparía 1.39 m³. A las condiciones que adquiere el gas a esa profundidad se le llaman supercríticas, que significa que sigue siendo gas pero se comporta como líquido (ver figuras 9 y 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 almacén.

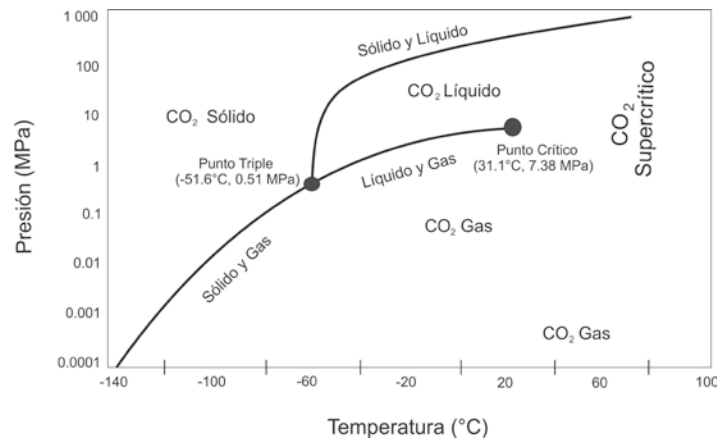


Figura 9.- Diagrama de Presión vs Temperatura del CO₂ [Suárez, 2007].

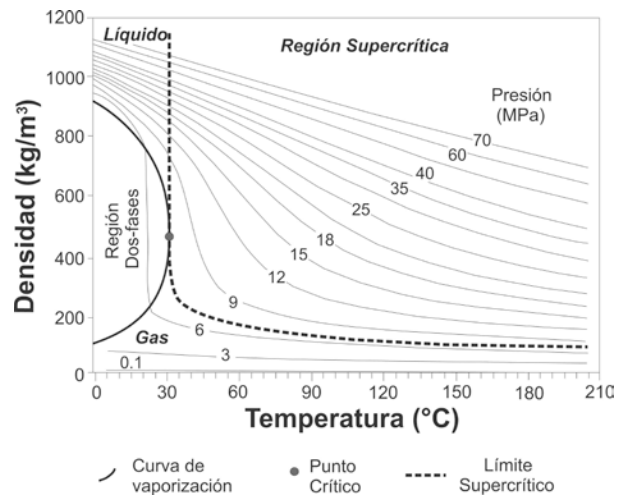


Figura 10.- Diagrama de Densidad vs Temperatura del CO₂ [Bachu, 2012].

Para el almacenamiento en el subsuelo se pueden considerar varias opciones: yacimientos exhaustos de hidrocarburos o con fines de recuperación mejorada (EOR por sus siglas en inglés); acuíferos que no pueden ser utilizados para otro fin (por alta salinidad), lavas basálticas profundas y capas de carbón mineral que por cualquier causa no pueden ser explotadas.

Los yacimientos exhaustos de petróleo y de EOR se han convertido en el ejemplo más usado con fines de secuestro geológico dado el subproducto resultante, las instalaciones que prexisten a la inyección y el grado de estudios que se tienen, lo cual los hace particularmente rentables. A temperatura, presión y composición adecuadas del hidrocarburo el CO₂ funciona como solvente, permitiendo la recuperación del aceite en los poros del reservorio. Ver figura 11.

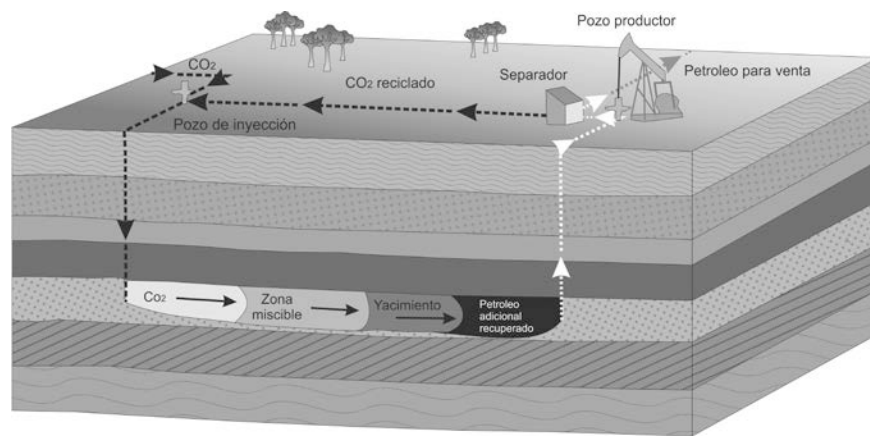


Figura 11.- La recuperación mejorada de hidrocarburos usando CO₂ (CO₂-EOR) ha sido utilizada por más de 50 años, sobre todo en USA. Aun cuando el fin original no fue almacenar CO₂ geológicamente, éste ocurre. Por ahora es la única forma de CCS que resulta rentable. Además, esta modalidad ha enseñado innumerables lecciones en términos del manejo del bióxido de carbono por su uso maduro en la industria petrolera.

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. 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/año contra 30 Gt) se tiene suficiente conocimiento de las fuentes naturales de CO₂. Gracias

a esto se han podido suponer muchos de los fenómenos que se explican gracias a la fijación mineralógica de CO₂ en el subsuelo [Holloway, 2005]. 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.

Los lechos de basalto profundos son atractivos por la estructura vesicular, amigdaloides y/o brechada que regularmente presentan; ambos casos propician una porosidad efectiva variable lo cual determina su viabilidad. Además suelen estar cubiertos por sólidas capas soldadas lo cual les da una integridad que puede garantizar el confinamiento del gas [Sonde, 2008]. 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 m 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 país.

Por lo que corresponde a almacenamiento en capas de carbón no útiles para su explotación, hay que tener en cuenta que estas siempre están asociadas a la explotación de metano. Ver figura 12.

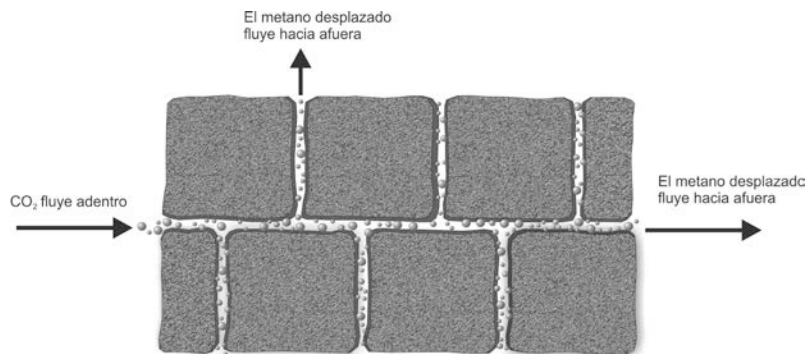


Figura 12.- La inyección de CO₂ en lechos permeables de carbón desplaza metano y el bióxido de carbono es adsorbido en las superficies de todas las caras posibles del medio [Cook, 2012].

Las variables geológicas que impactan son la estratigrafía, la condición estructural de la formación, la capacidad de adsorción 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 adsorbido 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 fronteras son permeables o bien por de fallas, barrenos preexistentes o labores mineras [Sonde, 2008]. 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.

Por lo que respecta a depósitos de CO₂ en acuíferos salinos profundos 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 m, donde la presión y la 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 depósito. Puede lograrse una retención física adicional llamada retención residual entre las fuerzas capilares que retienen al CO₂ en los espacios porosos de la formación. Ver la figura 13.

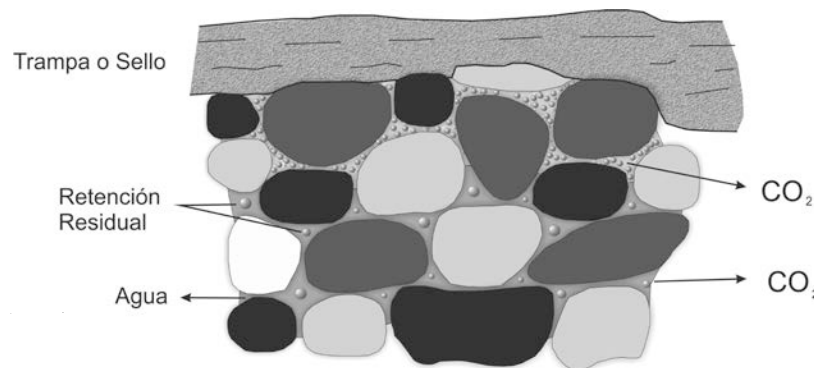


Figura 13.- Diferencia entre la retención estructural o estratigráfica y la retención residual [Cook, 2012].

Otro mecanismo conocido como retención geoquímica surge cuando el CO₂ reacciona con los fluidos *in situ*; este fenómeno tiene lugar en lapsos de tiempo muy grandes, probablemente cientos de miles de años, 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 14

esquematiza los principales mecanismos de almacenamiento geológico que se han mencionado.

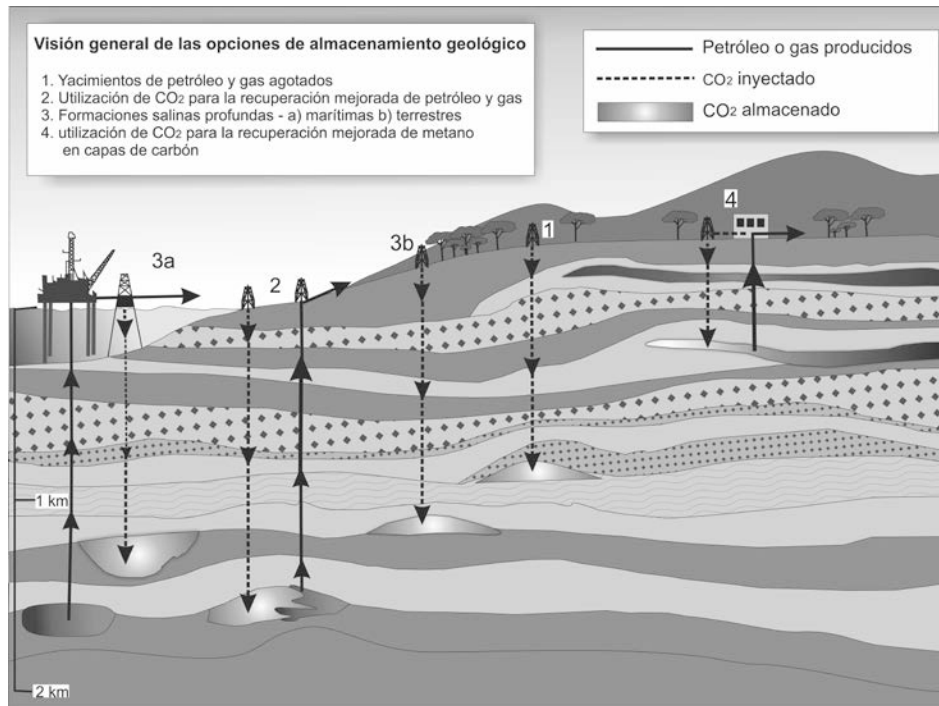


Figura 14.- Principales formas de almacenamiento geológico de CO₂[IPCC,2005].

Hasta el día de hoy el almacenamiento geológico de CO₂ se ha puesto en práctica a diferentes escalas sobre todo en formaciones de cuencas sedimentarias. 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 o de cuenca marina profunda ya que suelen ser poco permeables.

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

- 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:

- 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.

3.3.- Criterios Geológicos para el Almacenamiento de CO₂

Los sitios potenciales para almacenar CO₂ deben excluir las áreas tectónicamente activas, 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 15 se pueden apreciar, a grandes rasgos, ciertos terrenos geológicos postulados alrededor del mundo que pueden tener posibilidades, de acuerdo a su caracterización geológica.

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.

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 se tiene la certeza de que cuentan con rocas sello estratégicamente localizadas. De lo contrario siempre existirá la amenaza de escape del 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 operación de un depósito.

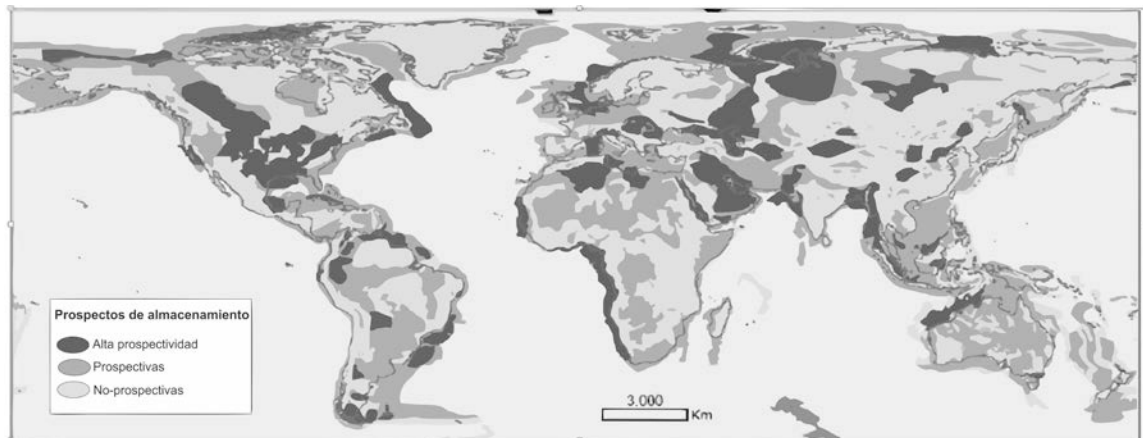


Figura 15.- Distribución general de cuencas sedimentarias prospectadas en el mundo y clasificadas de acuerdo a su pertinencia para CCS [IPCC, 2005].

3.4.- Proyectos de CCS Actualmente en Desarrollo en el Mundo.

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 los grandes 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. Hay que hacer notar que en ningún caso, hasta ahora, se derivan de la captura del CO₂ emitido por plantas de generación de electricidad, que son con mucho, las principales fuentes fijas emisoras de CO₂ en el mundo. En el

subcapítulo 3.10, Retos de CCS en el Mundo, se mostrará esquemáticamente la localización de los principales proyectos, su estado y clasificación.

3.5.- Escalas de Evaluación y Resolución

La metodología de evaluación de la capacidad de almacenamiento varía de acuerdo a la información de que se disponga, lo cual impacta en la resolución de la evaluación que se obtenga. En forma gráfica se puede ver en la figura 16 lo más importante de la metodología. Como es lógico, 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. 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. Por lo general la información que se utiliza para esta evaluación es de dominio público y es conducida por instancias gubernamentales.
- Evaluación a nivel cuenca: Es un nivel de evaluación más detallado que a nivel país. Se enfoca a una cuenca sedimentaria o terreno geológico de singularidad geológica 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 regla general. 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.
- 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 oeste 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, inyektividad 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 empresas del sector energético, generalmente privadas.

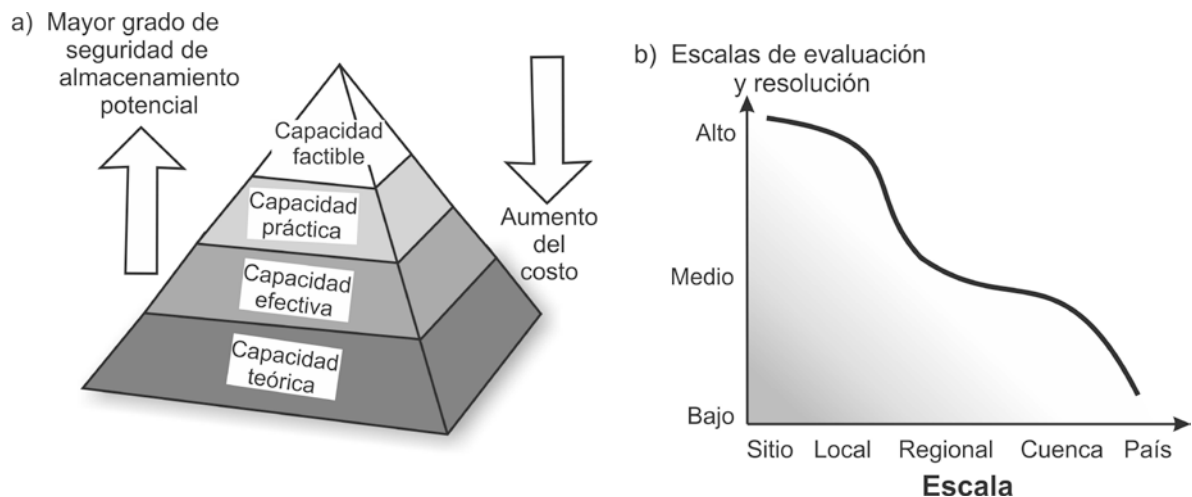


Figura 16.- Variaciones en tamaño y resolución de diferentes capacidades de almacenamiento. (a) Pirámide tecno-económica de recursos, (b) Escalas de evaluación. [Bradshaw et. al. 2007. en Bachuet. al. 2007].

3.6.- Estado de la Evaluación de Capacidad de Almacenamiento en México

Considerando que los acuíferos salinos profundos (ASP) son una de las mejores opciones para almacenar el bióxido de carbono en el subsuelo y ante la indisponibilidad de la información suficiente para hacer lo relativo al EOR, se han realizado diferentes análisis de la información geológica disponible, para delimitar las extensiones del territorio mexicano que cuenten con la capacidad de almacenar geológicamente el bióxido de carbono de origen antropogénico en ASP. Los análisis de información adoptaron la metodología propuesta por Bachu et al (2007) en la cual varían tanto la escala como el detalle de los estudios, de tal manera que el objetivo fue determinar un sitio en particular o varios de ellos, donde exista un depósito en el cual sea posible inyectar CO₂. Así, en México, se iniciaron estudios cuya escala considera todo el territorio nacional, además de la investigación de provincias geológicas o cuencas sedimentarias donde el nivel de resolución requerido es bajo. En dichas provincias geológicas se realizaron cálculos teóricos que indican de forma general su capacidad de almacenamiento en acuíferos salinos profundos.

3.7.- Zonas de Inclusión y Exclusión para Almacenamiento Geológico de CO₂ en México.

Sobre la base de análisis geológicos de las actividades geotérmica, sísmica, tectónica y volcánica recientes, ligados a la presencia de rasgos mayores geológico-estructurales y tipos de rocas que afloran en el país, se delimitaron zonas de inclusión y zonas de exclusión [Dávila, 2010]. En las zonas de inclusión es factible encontrar acuíferos salinos profundos con potencial de almacenar CO₂ permanentemente (Figura 17). Por el contrario, en las zonas de exclusión, no se considera conveniente, por el momento, localizar yacimientos de agua salada para almacenar CO₂, hasta que no se realicen estudios de tipo geológico, geofísico y geoquímico, que tomen en cuenta principalmente, el riesgo geológico. Lo anterior debido a que hoy no se garantiza la permanencia del CO₂ en el subsuelo durante largos periodos de tiempo por sus características geológicas que contravienen las recomendaciones para tal fin.



Figura 17.- Zonas de inclusión y exclusión para almacenamiento de CO₂ antropogénico en la República Mexicana [Jiménez et. al, 2010].

3.8.- Capacidad Teórica de Almacenamiento de CO₂ en Acuíferos Salinos Profundos

El análisis geológico de las zonas de inclusión realizado con mayor detalle y mejor resolución de estudio, ha permitido identificar once provincias potenciales para el almacenamiento de CO₂. Las provincias son: Baja California, Sonora-Sinaloa, Chihuahua, Coahuila, Central, Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz, Sureste, Yucatán y Chiapas (Figura 18). Todas ellas tienen posibilidades de tener acuíferos salinos a profundidades mayores de 800 m y en condiciones geológicas adecuadas para inyectar bióxido de carbono antropogénico.

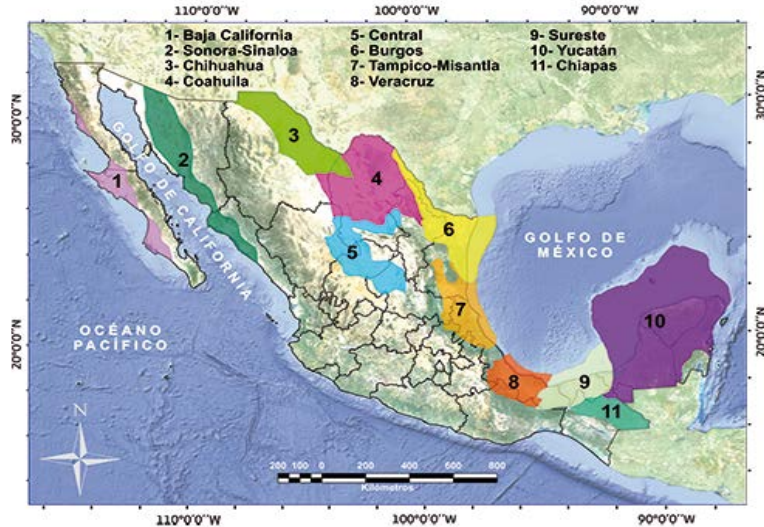


Figura 18.- Ubicación de las 11 provincias geológicas evaluadas a nivel cuenca que componen las zonas de inclusión en México [SENER,2012].

De las once provincias geológicas delimitadas, en nueve de ellas se efectuaron cálculos teóricos sobre su potencial de almacenamiento de bióxido de carbono. A partir de estos cálculos y evaluaciones se han estimado 111 sectores con posibilidades de almacenar CO₂ en acuíferos salinos profundos. Los sectores evaluados indican un potencial teórico de depósito aproximado a las 100 Gt de CO₂ (tabla 2).

Por el momento, se aportan cifras teóricas sobre la capacidad de acopio en los acuíferos salinos profundos, y se proponen regiones geográficas, todas las cuales serán modificadas a partir del resultado de los esfuerzos interinstitucionales, la actualización de base de datos, y los estudios petrofísicos detallados con suficiente información de subsuelo. Con ello se mejorará la estimación de capacidad de almacenamiento nacional.

Estimación de la capacidad teórica de almacenamiento de CO ₂ para acuíferos salinos profundos en México		
Provincia	Potencial de almacenamiento teórico de CO ₂ (Gigatoneladas)	Sectores
Chihuahua	<1	5
Coahuila	13	12
Central	<1	1
Burgos	17	31
Tampico-Misantla	9	12
Veracruz	15	21
Sureste	24	17
Yucatán	14	7
Chiapas	6	5
Total	100	111

Tabla 2.- Cantidad de CO₂ potencialmente almacenable en acuíferos salinos para las nueve provincias geológicas analizadas, así como el número de sectores propuestos en cada una de ellas [SENER, 2012].

3.9.- Un ejemplo de sector analizado.

En cada una de las provincias geológicas identificadas se han realizado interpretaciones a partir de la información geológica del subsuelo disponible públicamente. Un ejemplo de los datos analizados se puede ver en la figura 19. Entre los parámetros principales que han sido, hasta el momento tomados en cuenta, están: tipos y espesores de secuencias sedimentarias, fallas geológicas, unidades tectónicas mayores, así como propiedades petrofísicas de las unidades de roca objetivo, tales como porosidad, permeabilidad y saturación de agua. Con este tipo de información se han realizado cálculos teóricos para obtener el potencial de almacenamiento en cada una de las provincias, para posteriormente relacionarlo con la ubicación y tipos de fuentes fijas de emisión de CO₂.

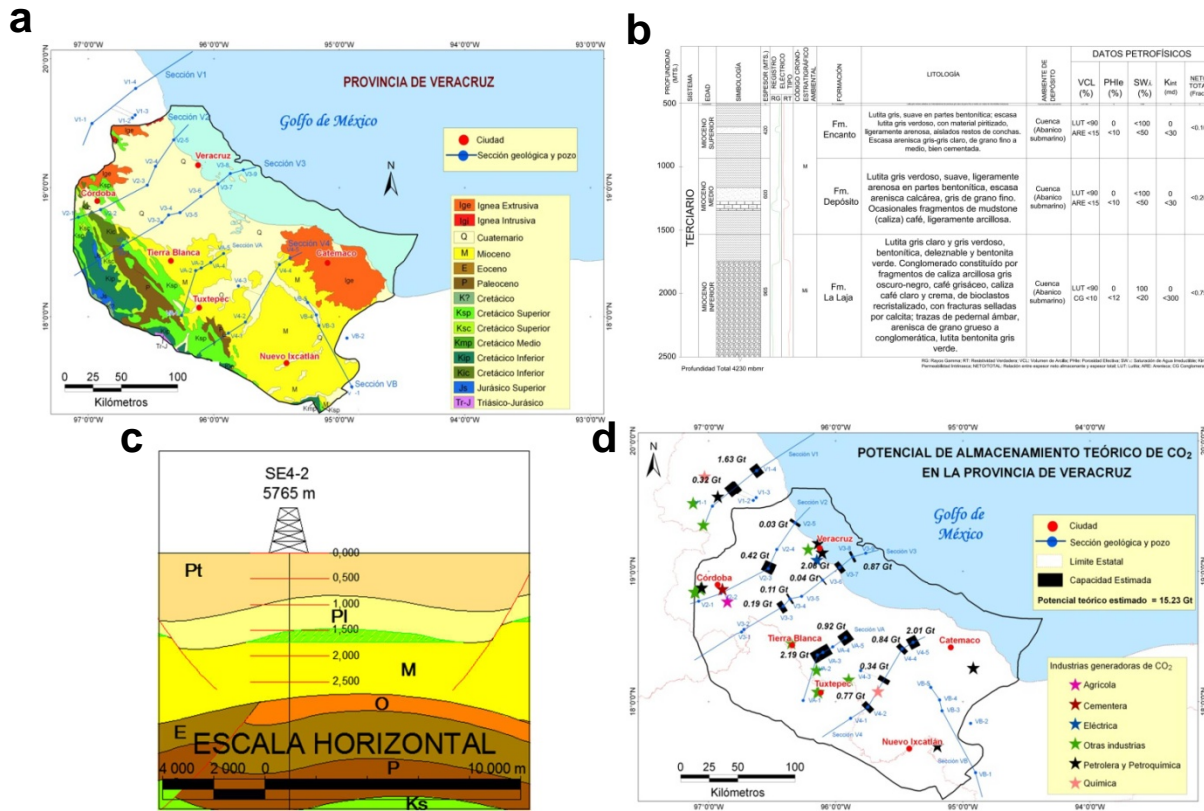


Figura 19.-Ejemplo de la información pública utilizada en el cálculo de la capacidad teórica de almacenamiento de CO₂ para la Provincia geológica de Veracruz. **a)** Límites de la provincia geológica de Veracruz. **b)** Características petrofísicas evaluadas: contenido de arcillas, porosidad, saturación de agua y permeabilidad de las secuencias de rocas sedimentarias encontradas en el subsuelo. **c)** Ejemplo de una sección donde se tiene propuesto un sector favorable para el almacenamiento de CO₂ en una

secuencia terrígena M, cubierta por otra unidad PI que sirve como un sello pues impide la salida del CO₂ a la superficie. **d)** Localización de sectores propuestos para la Provincia Geológica de Veracruz (cuadros negros) y su relación con la ubicación de fuentes emisoras de CO₂.

En la actualidad están iniciando los estudios correspondientes a la tercera etapa de estimación de capacidad (nivel regional) según la metodología del CSLF [Bachu, 2007] ya mencionada. De momento se han seleccionado regiones en las Cuencas o Provincias Geológicas que en el segundo nivel de la evaluación se denominaron Coahuila y Burgos, esta última en el estajo de Tamaulipas.

Las razones del porqué se ha iniciado el análisis en regiones de estas provincias se refieren al contexto de emisiones de CO₂. El norte del país es uno de los que presentan las mayores cifras. Esto se explica por la existencia de la industria siderúrgica, la producción de electricidad con carbón mineral y la industria petrolera y cementera; además de que quedan incluidas dentro de las zonas de inclusión. Se sugiere ver la figura 20 en donde se clasifican las emisiones de la industria fija por cantidad y tipo de sector que las produce.

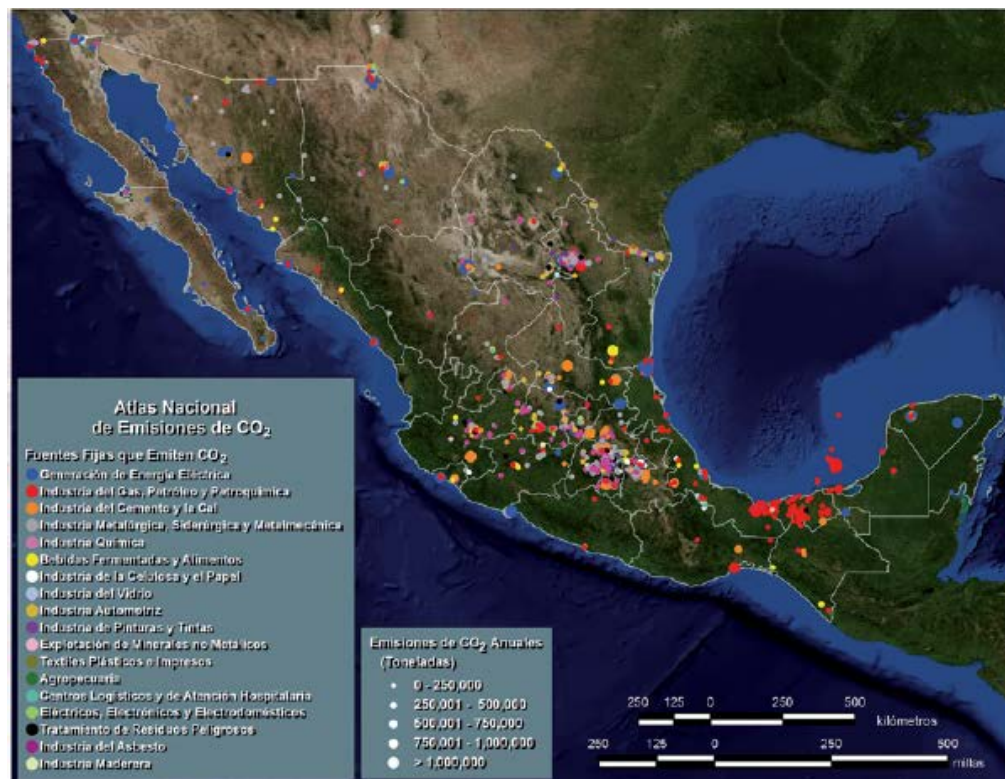


Figura 20.- Ubicación y clasificación de las fuentes fijas de emisión de CO₂ en México [SENER,2012].

3.10.- Retos de los Proyectos de CCS en el Mundo.

La captura y almacenamiento de carbono tiene en la opción geológica su variante más conveniente por el momento. Esta tecnología fundamentalmente propone tomar las corrientes de CO₂ de un proceso de combustión, enriquecerlo al menos a 95 % (de origen pueden ser tan pobres como del 10-15% como en el caso de las plantas termoeléctricas), comprimirlo, transportarlo y finalmente inyectarlo a una profundidad mayor a 800 m en un estrato geológico suficientemente permeable y poroso, pero con un mecanismo de sello en su parte superior y lateral que garantice la estancia del gas a profundidad por tiempos muy largos. Idealmente miles de años hasta que el gas reaccione con los minerales del reservorio para fijarse para siempre en forma sólida.

Sin embargo, considerando que la tecnología de CCS en su variante de almacenamiento geológico pueda aportar lo que se espera, que es el 19% de acuerdo a la figura 1 mostrada al principio de este trabajo, es necesario que para el año 2050 haya del orden de 10 Gt de almacenamiento anual y al menos 160 Mt a partir del 2025 [Withaker, 2012], lo cual es un reto difícil de cumplir al menos que todos los países, pero sobre todo los petroleros, construyan la cuota que les corresponde. Ver figura 21.

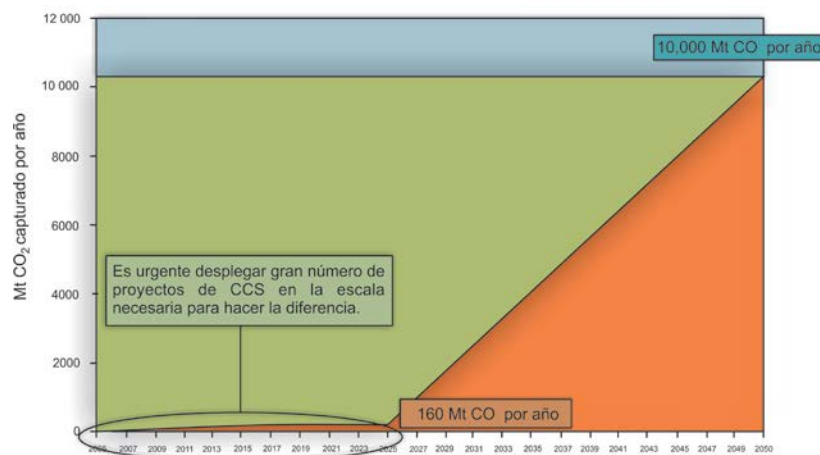


Figura 21.- Importancia de iniciar proyectos urgentemente en el mundo para cumplir con la capacidad de almacenamiento esperada y necesaria [Withaker, 2012].

En la actualidad existen solamente algunos cuantos proyectos de gran escala de almacenamiento (se considera gran escala cuando se trata de más de 800 000 toneladas al año en plantas de generación de

electricidad o más de 400 000 toneladas en otro tipo de plantas industriales). Ver la figura 22 en la que se esquematizan los principales proyectos de gran escala en el mundo construidos y comprometidos.

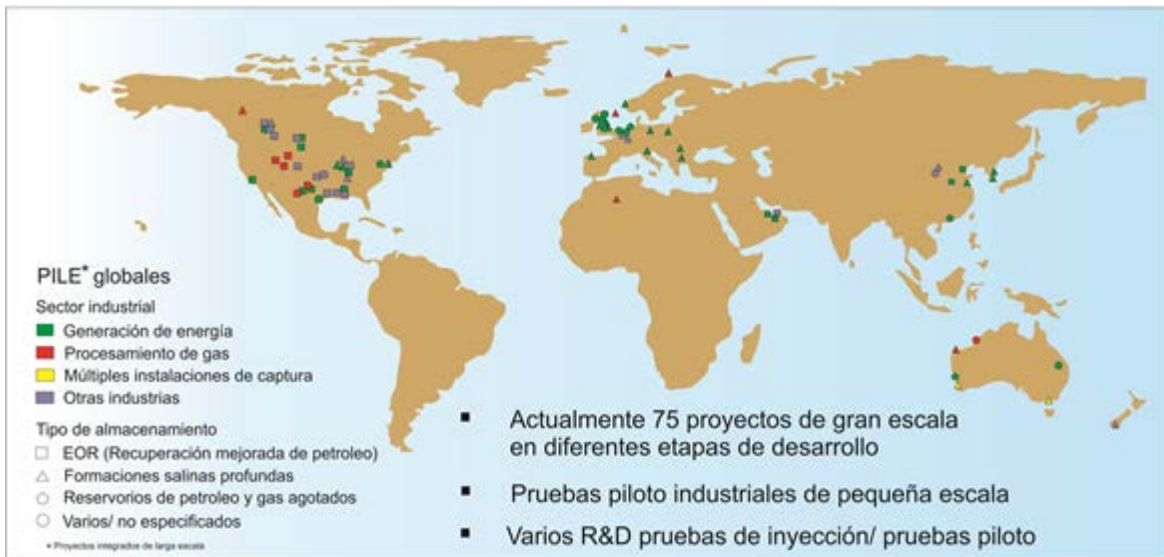


Figura 22.- Distribución actual de proyectos CCS en el mundo [Withaker, 2012]. (PILE significa Proyecto Integrado de Gran Escala).

Pero para cumplir la meta propuesta deberán detonarse miles de proyectos de su tipo como lo muestra la gráfica de la figura 23. De 21 mil a 24 mil para el caso de las industrias eléctrica, siderúrgica, del cemento y refinación a nivel mundial [Withaker, 2012].

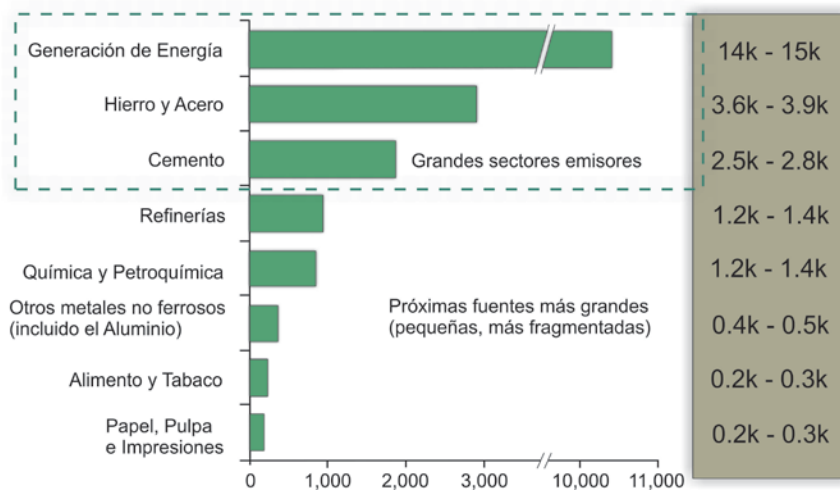


Figura 23.- Objetivos de captura y almacenamiento geológico para cumplir con las reducciones al 50% en 2050 [Withaker, 2012].

Además del problema de la gran cantidad de proyectos que se deben emprender, la opción de CCS como forma de mitigación de GEI no es

aun conocida en todo el mundo, o aun más, en muchos casos es mal entendida, por lo que no es posible pensar en realizar este tipo de proyectos si no se cuenta con un labor social profunda que concluya con un convencimiento legítimo. En forma general el punto de vista de la sociedad hacia el cambio climático y la tecnología de CCS se resumen en los siguientes conceptos:

- Se acepta que el cambio climático actual sí tiene una componente causal definitivamente antropogénica, pero impera la indiferencia.
- No se comprende bien cuando se habla en tiempos geológicos y cuando se argumentan causas naturales.
- “La Sociedad no identifica” claramente la relación de las emisiones con el grado de comodidad al que aspiramos.
- Las personas están “convencidas” de que el problema se puede resolver, pero los gobiernos son los que lo deben hacer.
- Los encargados de formular el marco legal del cambio climático no siempre representan el sentir de la sociedad.
- Los financieros tiene ahora presiones para favorecer proyectos de carácter *energía limpia*.
- La industria comienza a ser, en algunos países, presionada para tomar medidas eficaces, casi siempre por la vía de impuesto al carbono³.
- Pero una pregunta donde muchas cosas se detienen, es al llegar al tema de los costos. No está clara la línea de quiénes deben pagar las opciones de mitigación. Sin embargo, finalmente el usuario, el público o la sociedad pagarán estos proyectos (externalidades⁴).

3.11.- Retos de los Proyectos de CCS en México.

El reto de incorporar la tecnología de CCS en el mundo no es fácil, tanto por el número de proyectos que hay que emprender para que la medida cumpla en la proporción que se espera, como por las oposiciones legales y sociales que trae todo tipo de proyectos de este tipo y magnitud en el mundo. La situación no es muy diferente en México, por el contrario en nuestro caso hay aspectos que la hacen aun más difícil como:

- La clase política tiene escaso o nulo conocimiento de la tecnología y su aporte real a la mitigación del fenómeno de emisión de GEI.

³ En países como Noruega, Australia y Canadá la tonelada de CO₂ emitida al ambiente tiene un impuesto de 42, 23 y 15 USD/t respectivamente.

⁴ Son los costos que no vienen implícitos en el precio de un producto o servicio. Que se transfieren a una parte de la sociedad sin su consentimiento con repercusiones no monetarias sino de salud, ambientales, sociales o políticas.

- Implica inversiones muy grandes que no se pueden enfrentar únicamente con criterios económicos sino de sustentabilidad (100 USD/tCO₂ inyectado, Cook, 2012).
- La sociedad ignora casi por completo de su existencia y es probable que no sea fácil su aceptación.
- Demanda de recursos humanos de varias ramas del conocimiento, varias de las cuales no se dominan en nuestro país.

En la actualidad el avance en materia de CCS en el país se puede resumir en los siguientes puntos, los cuales están alineados con el mapa de Ruta Tecnológica para el desarrollo de la tecnología compilado por SENER - figura 24 -:

- Se cuenta con un inventario a nivel provincia geológica en la variante de acuífero salino profundo que corresponde al segundo nivel de 5 posibles en la metodología internacional para estimar capacidades teóricas de almacenamiento. Esta información se encuentra disponible en el *North American Carbon Storage Atlas*⁵ y en el Primer Atlas Mexicano de Almacenamiento Geológico de CO₂ publicados en 2012⁶. En estos documentos se estima que teóricamente existe en México la capacidad de almacenar al menos 100 Gt de CO₂ lo cual es comparable con las emisiones de CO₂ de 500 años de la industria fija nacional reportada (que son 200 Mt al año).
- También se sabe que el sector petrolero lleva algunos años haciendo pruebas en algunos sitios para almacenar en la variante de Recuperación Mejorada de Hidrocarburos (EOR) y que pronto podría tener un inventario de la capacidad teórica a nivel país en esa modalidad.
- La CFE y PEMEX se encuentran planeando el primer proyecto piloto en la modalidad de EOR por medio del cual se inyectará un flujo de CO₂ proveniente de la CT Poza Rica en un pozo de la zona, con lo que se contará con la primera planta de captura en México y el primer proyecto, aunque de baja escala, de un sistema integrado de generación de electricidad- industria petrolera [Lacy, 2012].

⁵Natural Resources Canada.SEMARNAT and Department of Energy. 2012. North American Carbon and Storage Atlas. Canada, Mexico and USA.

⁶SENER. 2012. Primer Atlas Mexicano de Almacenamiento Geológico de CO₂. México.

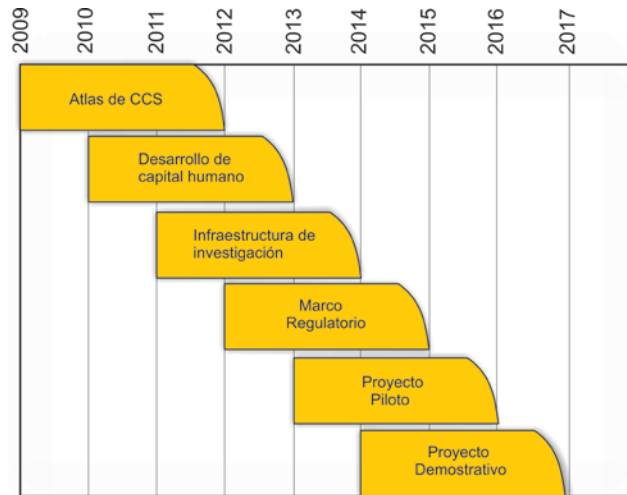


Figura 24.- Ruta Tecnológica del CCS en México.

3.12.- Necesidad de Formación de Recursos Humanos en México.

No obstante que en el país se han dado los primeros pasos para implementar la tecnología de CCS, el reto de su implementación a escala que permita considerarlo una verdadera opción de mitigación de GEI, está aun distante.

México es la decimoprimer nación en emisión de GEI(CO₂e) pues produce el 2,3% (se estima que emite 700 Mt/año de 30 Gt/año del total mundial), lo cual coincide con el orden de las economías que ocupa en el concierto mundial – esto no es raro pues el grado de desarrollo económico de un país está en relación directa con sus emisiones de GEI – ver figura 25.

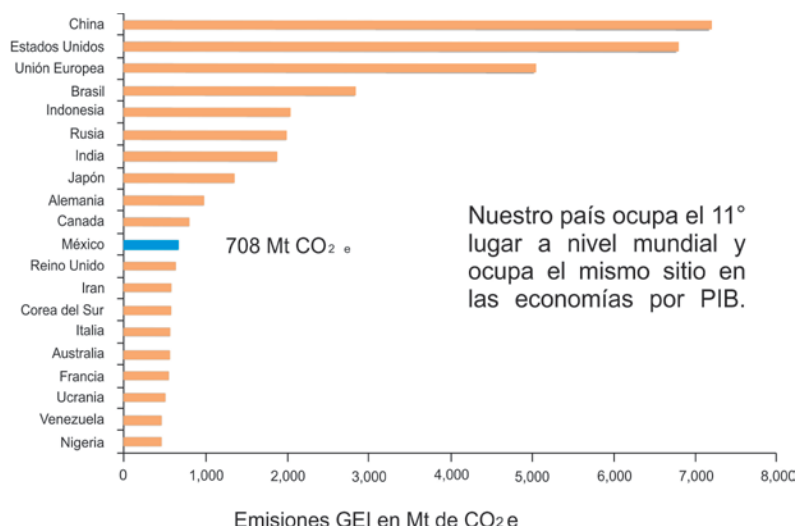


Figura 25.- Los 20 países que emiten más GEI. México ocupa el 11º lo cual coincide con el orden económico del país [Arévalo,2012].

Un criterio equitativo dictaría que tenemos la necesidad de cooperar en la implementación de esa tecnología en la misma medida, es decir si se espera que para el año 2025 haya 160 Mt de capacidad mundial de captura será necesario construir sumideros geológicos en México que permitan almacenar 3,7 Mt al año. Y si se espera secuestrar geológicamente 10 Gt al año para 2050, entonces nuestro país debería ser capaz de guardar 230 Mt cada año. Ambos retos se ven complejos; sin embargo, puede ser el primer requisito para seguir teniendo los combustibles fósiles como la base energética nacional, tal como es ahora. Es de notar, que los depósitos de CO₂ geológicos no son aun accesibles en precio. Se estima que el costo nivelado de almacenamiento es del orden de 100 USD/tCO₂[Cook,2012]. De hecho, uno de retos adicionales de las plantas de CCS son abatir dramáticamente sus costos pues por ahora son inaccesibles (salvo en casos en donde se puede tener el ingreso de un subproducto como en el caso del EOR). Por esa razón actualmente no existe operando comercialmente ninguna central de generación de electricidad en el mundo (están en construcción algunas) pues se estima, que asociado a un proyecto de almacenamiento geológico de tipo acuífero salino profundo, podría significar aumentar considerablemente el costo del kWh de generación.

Es claro que las instituciones de investigación y de enseñanza superior mexicanas deben encontrar la forma de formar las capacidades humanas que le permitan al país cumplir con el reto que las cantidades de secuestro geológico de CO₂ nos imponen. En lo particular, el gremio de las Ciencias de la Tierra deberá ocuparse de introducir el conocimiento de la tecnología en los procesos educativos y fomentar que se le dé suficiente prioridad por dos razones básicas:

- El conocimiento geológico marca el inicio de los proyectos de CCS. Estos nacen con la localización y caracterización de lo sitios de almacenamiento. Los procesos regulatorios, sociales, químicos, eléctricos, mecánicos, etcétera tienen lugar después. Una vez más, como en varios ámbitos, las ciencias geológicas son la punta de lanza del trabajo. Esto obliga a comenzar ya con un retraso importante si se consideran los tiempos y volúmenes de almacenamiento que se requieren según se ha comentado.
- Casi todos los procesos mencionados en el párrafo anterior, en buena medida terminan con la puesta en marcha de una planta de captura y almacenamiento o bien, con el cierre de ésta. Los fenómenos geológicos que tienen lugar en el reservorio no. Por lo que deben observarse casi

de por vida. De estos se ignora aun mucho, mucho también es conocimiento sólo adquirido en el laboratorio, por lo que hay un enorme trabajo por realizar y con la inminencia de su necesidad, deben abordarse ya.

En la figura 26 se esquematizan los pasos que hay que dar ya en los diferentes campos de las ciencias geológicas. En la actualidad se trabaja ya en abordar algunos de los puntos que señala el esquema, pero hace falta aun mucho por hacer y se requiere el concurso de múltiples instancias para poner el programa en el camino adecuado en el tiempo debido.

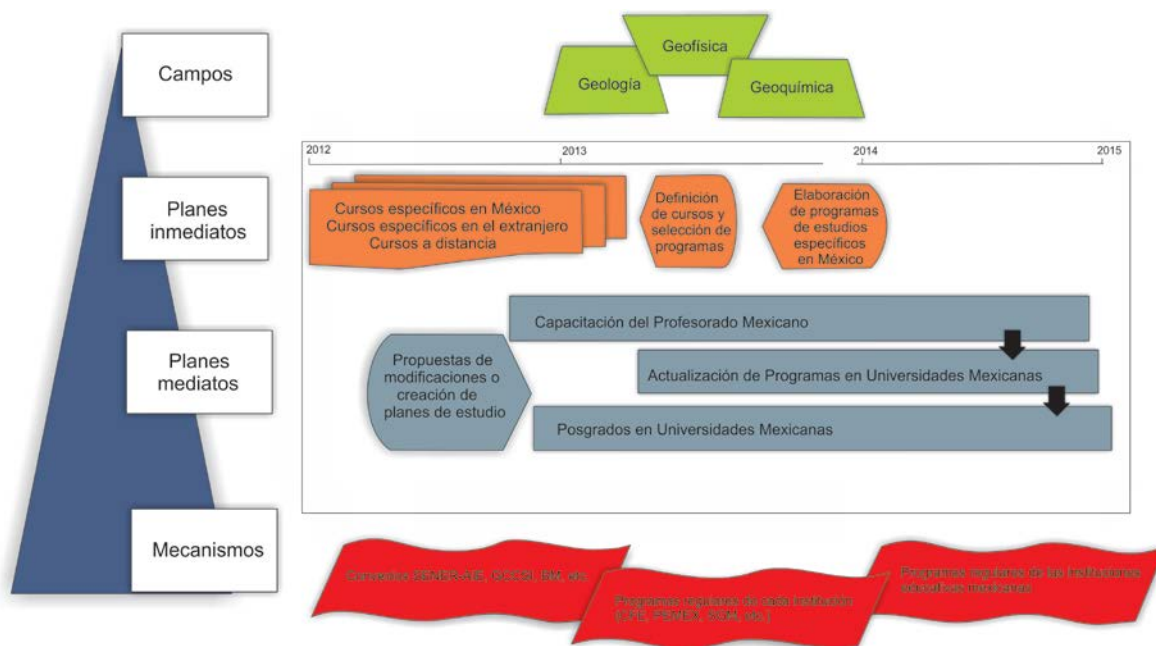


Figura 26.- Esquema mínimo de trabajo para el desarrollo de capacidad en recursos humanos para desarrollar la tecnología de CCS al menos en las ramas de las Ciencias de la Tierra.

4.- Conclusiones

Es necesario acelerar el paso en México en la preparación de profesionistas de muchos ámbitos, en particular en ciencias de la Tierra, que sean capaces de ayudar a detonar un número muy importante de proyectos de CCS, dado que el país seguirá utilizando combustibles fósiles por muchos años más.

Su misión será caracterizar los sitios en los que se pueda inyectar CO₂ y reducir la incertidumbre de la seguridad de los sitios una vez que operen, lo cual requiere tener conocimientos de caracterización y monitoreo de reservorios, geoquímica, técnicas de perforación y muestreo de subsuelo, registros de pozo, geofísica, modelación, monitoreo, economía de reservorios y análisis de riesgo, que si bien no son disciplinas nuevas en el país, pues son comunes en la industria petrolera, se asimilarán en este nuevo enfoque sólo con el apoyo decidido de los sectores energéticos, de estudios superiores, de investigaciones y las agrupaciones gremiales de la ciencias de la tierra. De lo contrario, la capacidad de almacenamiento requerida no estará a tiempo para cuando se requiera y el uso de combustibles fósiles quedará en entredicho para seguir siendo la base del desarrollo económico nacional.

También es de vital importancia complementar el inventario de sitios de almacenamiento geológico tanto en el tipo de acuíferos salino profundo que ya ha iniciado, pero que se encuentra aun en una etapa temprana, como comenzar a la brevedad el de EOR y yacimientos de hidrocarburos exhaustos. De esta forma, el crecimiento de la infraestructura eléctrica, de refinación, siderúrgica y cementera sobre todo, podría utilizar este conocimiento como insumo para localizarse en puntos estratégicos para la inyección de sus emisiones.

5.-Referencias

- Arevalo V. "First Workshop International on CCS for Earth Sciences Students". Mexico.2012.
- Bachu S. "First Workshop International on CCS for Earth Sciences Students". Mexico.2012.
- Bachu S., Bonjoly D. "CO₂ Storage Capacity Estimations. Methodology and Gaps". Greenhouse Gas Control. Canada.2007.
- Cook J.P. "Clean Energy, Climate and Carbon". CSIRO. Geosciences Australia. Australia. 2012.
- Dávila Serrano, M. "Viabilidad Técnica y Ambiental para el Almacenamiento Geológico de CO₂ en México". Instituto Politécnico Nacional. México.2011.
- Dávila M., Jiménez O., Arévalo V., Castro R. and Stanley J. "A preliminary selection of regions in Mexico with potential for geological carbon storage". International Journal of Physical Science. Croatia.2010.
- Holloway S., Pearce J. "A Review of Natural CO₂ Occurrences and Their relevance to CO₂ Storage". IEA Greenhouse Gas R&D Programme. France.2005.
- Intergovernmental Panel for Climate Change. "The Carbon Capture and Storage". USA.2005.
- Intergovernmental Panel for Climate Change. "CCS Synthesis Report". USA.2007.
- International Energy Agency. "Energy Technology Perspectives 2010 Scenarios and Strategies to 2050". France.2010.
- International Energy Agency. "Energy Outlook 2008". France.2008.
- International Energy Agency."Greenhouse Gas R&D Program". France.2005.
- Geoscience Australia. CO2CRC. "Introduction to CCS Workshop Brisbane". Australia.2012.
- Jiménez O., Davila M., Arevalo V., Medina E. and Castro R. "Geological Carbon Dioxide Storage in Mexico: a first approximation". In, Imran Ahmad Dar and Mithas Ahmad Dar (Editors): Earth and Environmental Sciences, InTech. Croatia.2010.
- Lacy R. "International Workshop on CCS for Earth Sciences Students". Mexico.2012.
- Martínez Arroyo, A. Greenhouse Gases and CO₂ emissions in the world and in Mexico. "APEC-CFE Workshop for introducing CO₂ geological storage in earth sciences undergraduate programs". Mexico.2012.

- Natural Resources Canada. SEMARNAT and Department of Energy. "North American Carbon and Storage Atlas". Canada, Mexico and USA.2012.
- Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales. "Estrategia Nacional para el Cambio Climático". México.2007.
- Secretaría del Medio Ambiente y Recursos Naturales. "Inventario Nacional de Gases de Efecto Invernadero". México.2007 (b).
- SENER. "Primer Atlas Mexicano de Almacenamiento Geológico de CO₂". México.2012.
- Sonde R. "Demonstration of capture, injection and geological sequestration in flood basalt formation of India".NTPC Ltd. India.2008.
- Suarez Díaz I. "Transporte y almacenamiento de CO₂. Producción de electricidad mediante el carbón: el reto del CO₂". Grupo de Almacenamiento Geológico. España.2007.
- Treasury Foreign and Commonwealth Office H. "Stern Review". UK.2007.
- Vega de Kuyper J.C."Química del Medio Ambiente". Alfaomega. Ediciones Universidad Católica de Chile. Chile. 2007.
- Withaker S. "Role and Status of CCS in Mitigating CO₂ Emissions". First Workshop International on CCS for Earth Sciences Students. Mexico.2012.