

UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE MÉXICO



UNIVERSIDAD NACIONAL
AUTÓNOMA DE
MÉXICO

FACULTAD DE INGENIERÍA

“EVALUACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO₂ EN LA
REGIÓN DE SAN FERNANDO, TAMAULIPAS”

T E S I S

PARA OBTENER EL TÍTULO DE

INGENIERO GEÓLOGO

PRESENTA

JAZMÍN MOTA NIETO



DIRECTOR:

DR. JOSÉ RICARDO PADILLA Y SÁNCHEZ

MÉXICO, D.F.
2013



Universidad Nacional
Autónoma de México



UNAM – Dirección General de Bibliotecas
Tesis Digitales
Restricciones de uso

DERECHOS RESERVADOS ©
PROHIBIDA SU REPRODUCCIÓN TOTAL O PARCIAL

Todo el material contenido en esta tesis esta protegido por la Ley Federal del Derecho de Autor (LFDA) de los Estados Unidos Mexicanos (México).

El uso de imágenes, fragmentos de videos, y demás material que sea objeto de protección de los derechos de autor, será exclusivamente para fines educativos e informativos y deberá citar la fuente donde la obtuvo mencionando el autor o autores. Cualquier uso distinto como el lucro, reproducción, edición o modificación, será perseguido y sancionado por el respectivo titular de los Derechos de Autor.

ÍNDICE

Resumen	I
Abstract	II
Agradecimientos	III
<i>I. INTRODUCCIÓN</i>	1
I.1 Cambio Climático	2
I.2 Gases de Efecto Invernadero	4
I.3 Conceptos básicos de Captura y Almacenamiento de CO ₂	5
I.4 CO ₂ a lo largo del tiempo geológico	8
<i>II. OBJETIVO</i>	12
<i>III. MARCO TEÓRICO</i>	13
Captura y Almacenamiento de CO ₂	
III.1 Antecedentes	14
III.2 Proceso de almacenamiento geológico de CO ₂	15
III.2.1 Captura	16
III.2.2 Compresión y Transporte	17
III.2.3 Inyección y Almacenamiento	19
III.2.4 Monitoreo	23
III.3 Características geológicas para el almacenamiento de CO ₂	23
III.4 Proyectos de CCS en el Mundo	27
III.5 CCS en México	29
<i>IV. EVALUACIÓN GEOLÓGICA DE LA REGIÓN DE SAN FERNANDO, TAMPS.</i>	
IV.1 Localización	33
IV.2 Marco Tectónico	35
IV.3 Estratigrafía	37
IV.4 Modelo Geológico	43
IV.5 Metodología	45
<i>V. CARACTERIZACIÓN DE SITIO</i>	49
V.1 Capacidad de almacenamiento	50
V.2 Caracterización	51
V.3 Estimación de la capacidad de almacenamiento	57
<i>VI. CONCLUSIONES</i>	58
<i>REFERENCIAS</i>	61

LISTA DE FIGURAS

FIG.		Página
1	Efecto Invernadero y Calentamiento Global	3
2	Gases de Efecto Invernadero (GHG)	4
3	Las concentración actual de CO ₂ en la atmósfera terrestre es de 391.07 ppm a septiembre de 2012	5
4	Fuentes naturales y antropogénicas de emisiones de CO ₂	5
5	Clasificación de fuentes estacionarias para México y Estados Unidos (NACSA, 2012)	6
6	A. Reciclaje de CO ₂ en zonas de subducción mediante actividades volcánicas. B. Reciclaje en calizas marinas en plataformas someras (Stanley, 2005)	7
7	Relación entre tasas de enterramiento de materia orgánica y concentraciones de CO ₂	7
8	Hipótesis de la “Snowball Earth”	8
9	Gráfica de concentración de CO ₂ desde finales del Proterozoico	10
10	Para el 2050 se espera reducir las emisiones de CO ₂ a 14 Gt mediante la acción conjunta de diversas propuestas de mitigación, una de ellas es la Captura y Almacenamiento de CO ₂	14
11	Elementos que conforman la cadena de procesos para la captura y almacenamiento de CO ₂	15
12	Técnicas disponibles para la captura de CO ₂	17
13	Diagrama de Fases del CO ₂ . Por encima de la presión crítica y temperaturas inferiores a 20°C la densidad del CO ₂ sería de 800 a 1200 kg/m ³	17
14	Algunos costos de transporte de CO ₂ (IPCC 2005)	18
15	Los acuífero salinos profundos son una de las vías más prometedoras; reservorios de gas y aceite agotados o para recuperación mejorada e incrementar su producción y capas de carbón económicamente no explotables (CO2CRC)	20
16	Deben considerarse un medio poroso donde contener el CO ₂ y una capa de roca impermeable que contenga el gas en la formación confinante	20
17	Representación de trampas estructurales y estratigráficas. a) anticlinal b) cierre por falla c) disconformidad d) cambio de facies o de tipo de roca (CO2CRC,2008)	21
18	Escala seguridad de almacenamiento de CO ₂ a través del tiempo. Modificado de CO2CRC	22
19	Escala de detalle y resolución para el almacenamiento de CO ₂	24
20	Diagrama del Proyecto de CCS de Sleipner. Localización y esquema de la formación Utsira (IPCC, 2005)	27
21	Localización del proyecto Weyburn (Preston, 2009)	28
22	El proyecto Experimental Frío se localiza a lo largo del acuífero salino con el mismo nombre. El diagrama de bloque muestra la relación espacial entre el pozo de monitoreo, el de inyección y la zona elegida para el almacenamiento de CO ₂ en la formación Frío, fallas locales y el domo salino South Liberty	28
23	Zonas de inclusión y exclusión para almacenamiento geológico de CO ₂ en México (Dávila, 2010)	30
24	Localización de la central Poza Rica y posibles pozos candidatos para la inyección (Lacy,2012)	31
25	Localización de la Cuenca de Burgos y las 9 áreas en que se subdivide (Echánove,1986)	33
26	Mapa de localización del área de estudio, Mpio. San Fernando, Tamps.	34
27	Localización de la Cuenca de Burgos y franjas de afloramientos sedimentarios, dichas franjas se adelgazan al sur debido, posiblemente, a efectos tectónicos. Se observan también, los elementos tectónicos que rodean la cuenca (Eguiluz, 2011)	35
28	Paleogeografía del jurásico superior del Noreste de México (Alfonso,1978; Madrid,1976)	35
29	Evolución Paleogeográfica del Noreste de México durante el Cretácico (modificado de Echánove, 1986)	36

30	Estratigrafía de la cuenca de Burgos correspondiente a la columna sedimentaria del terciario, así como la columna mesozoica que antecede a dichos depósitos (Compilación de: López, 1979; Echánove,1986; Pérez,1992; WEC,2010; Eguiluz, 2011)	38
31	Ciclos Transgresivos y Regresivos durante el Terciario en la cuenca de Burgos (Echánove, 1986; Pérez Cruz, 1992)	41
32	Sección sísmica Regional donde se muestra el basamento escalonado e inclinado al este. Un nivel inferior de despegue sobre evaporitas del Jsup, con pliegues de acortamiento y un nivel superior de despegue sobre lutitas del Ksup con extensión que afecta las rocas del Paléogeno. Se observan dos discordancias prominentes datadas en 39.5 Ma y 30 Ma (Eguiluz, 2009)	44
33	Flujo de trabajo para la evaluación geológica para el almacenamiento de CO ₂ (Gibson,2006)	45
34	Diagrama de densidad y volumen relativo del CO ₂ a diferentes profundidades (Solomon, 2007)	
35	Mapa estructural regional que muestra los sistemas de fallas normales que delimitan la zona de estudio, así como el pozo CAPACIDAD-1 a partir del cual se realizó la evaluación	50
36	Mapa estructural con las Secciones A-A' con orientación SW-E y BB' con orientación NW-SE	51
37	Sección A-A' y vistas 3D generadas a partir de las secciones regionales y sísmicas del modelo	51
38	Sección B-B' y vistas 3D generadas a partir de las secciones regionales y sísmicas del modelo	52
39	Imagen de sección sísmica SW-NE que muestra la estructura de interés limitada por fallas y el pozo CAPACIDAD-1 que corta las unidades del terciario y del Oligoceno. Por debajo de los 50 m se considera una zona de interés petrolero (Modificado de Cuevas, 2004)	53
40	El patrón de migración en los sellos intraformacionales incrementa longitudinalmente y proporcionan mejores posibilidades de un entrapamiento residual y disolución. Esta figura muestra el ejemplo de este tipo de sellos evaluados en el campo petrolero Kingfish (Gibson-Poole, 2009)	54
41	Mapa estructural que muestra las áreas de los límites probable y posible superpuestas	55

LISTA DE TABLAS

TABLA		Página
1	Criterios para la selección de cuencas (modificado de Bachu, 2008)	26
2	Cantidad de CO ₂ potencialmente almacenable en acuíferos salinos en los 9 sectores analizados (Atlas CO ₂ ,2012)	31
3	Evaluación del sitio de acuerdo con Bachu, 2006	49
4	Columna estratigráfica regional	52
5	Evaluación de los horizontes seleccionados	53
6	Resultados de la capacidad efectiva de almacenamiento de CO ₂ para el límite probable	57
7	Resultados de la capacidad efectiva de almacenamiento de CO ₂ para el límite posible	57

Resumen

La tecnología de CCS en México, es un área de oportunidad que está siendo desarrollada actualmente y que promete ser de importancia, tanto para el país, como a nivel mundial. El primer paso para llevarla a cabo, es la localización de sitios con potencial de almacenamiento de CO₂ que cumplan con los siguientes parámetros: poca actividad tectónica, rango de profundidad entre 800 y 2500 m, porosidad mayor al 8%, presencia de capas sello, fallas geológicas o discontinuidades que formen una trampa y garanticen el confinamiento del CO₂.

Es necesaria la construcción de un modelo geológico preciso que cumpla con los parámetros mencionados, con el objetivo de identificar los sitios con mejor potencial. Con base en estas especificaciones se eligió la región de San Fernando en el estado de Tamaulipas ubicada al sur de la Cuenca de Burgos, en el noreste de México, para evaluar la capacidad de almacenamiento de CO₂.

La Provincia de Burgos está conformada por una columna sedimentaria de 10 000 a 12 000 m de siliciclastos del Cenozoico y 3000m de carbonatos y evaporitas del Mesozoico, que descansan sobre un basamento metamórfico-ígneo. El principal objetivo para la evaluación son las secuencias terrígenas del Terciario asociadas a trampas estructurales y/o estratigráficas, que garanticen tener la capacidad de almacenamiento, inyectabilidad y seguridad para el confinamiento y estabilidad del CO₂.

Abstract

In México, the CCS technology is an area of opportunity that is currently developing and promises to be important for the country and globally. The first step to carry out is to locate potential sites for CO₂ storage that meet the following parameters: low tectonic activity, depth between 800 and 2500 m, porosity greater than 8%, presence of seal layers, faults or discontinuities forming a trap and ensure the containment of CO₂.

A precise geological model that includes the mentioned parameters is mandatory in order to identify the sites with the best potential. Based on these specifications the San Fernando region of Tamaulipas state, located southern part of the Burgos Basin, was selected to assess the CO₂ storage capacity.

The Burgos Basin is conformed by a sedimentary column of 10 000 to 12 000 m of Cenozoic siliciclastic rocks and 3000 m of Mesozoic carbonate and evaporites rocks overlying a metamorphic-igneous basement. The main target to assess are Tertiary terrigenous sequences associated to structural or stratigraphic traps that ensure enough storage capacity, injectivity, and containment security and stability of CO₂.

AGRADECIMIENTOS

“Contempló tu grandeza y perfección, y reconozco tu presencia en cada acontecimiento de mi existencia...”

A mis padres por ser, conmigo, protagonistas en este importante logro; por su apoyo y amor incondicionales son lo mejor que me ha sucedido:

A mi madre, por enseñarme que puedo lograr todo lo que me proponga en la vida y siempre alentarme y darme confianza; a mi padre, por ser mi inspiración y siempre tener las palabras exactas.

A mi abuelita, por su sabiduría, ternura y fortaleza, por ser una guerrera incansable y amarme.

A mi hermana por su compañía y cariño. A mis sobrinos, por recordarme la inocencia y simpleza de la vida.

A mis compañeros, colegas y amigos, que han sido un gran apoyo y alegría, fue un gusto compartir con uds esta aventura inolvidable.

A todos aquellos que contribuyeron con grandes enseñanzas en mi vida, que me han visto crecer con el paso del tiempo y con quienes he compartido vastas experiencias.

A mi amada Universidad cuyo nombre llevaré orgullosamente en alto; y a mi país, México, al que con honor serviré.

Por mi raza hablará el espíritu

JMN

CAPÍTULO I

INTRODUCCIÓN

- I.1 Cambio Climático
- I.2 Gases de Efecto Invernadero (GHG)
- I.3 Conceptos básicos de Captura y Almacenamiento de CO₂
- I.4 CO₂ a lo largo del tiempo geológico

El buen juicio nace de la buena inteligencia y la buena inteligencia deriva de la razón sacada de las buenas reglas; y las buenas reglas son hijas de la buena experiencia: madre común de todas las ciencias y las artes.

Leonardo DaVinci

I. INTRODUCCIÓN

I.1 Cambio Climático

Muchos cambios tienen un origen químico o son resultados físicos de cambios químicos

El clima terrestre es producto de la constante y compleja interacción entre la atmósfera, biosfera, litosfera e hidrosfera. Las escalas dentro de las cuales se define el clima van desde el nivel local hasta global.

De acuerdo con la Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático (1992), se define al cambio climático como *“un cambio en el clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana que altera la composición de la atmósfera mundial - temperatura, viento y precipitación - y que se suma a la variabilidad natural del clima observada durante períodos de tiempo comparables”*. A nivel a global es un impacto en el balance climático de la Tierra provocado por el exceso de gases de efecto invernadero en la atmósfera que, naturalmente atrapan el calor en ésta como ayuda para regular la temperatura.

Los científicos han notado un aumento en las concentraciones de estos gases desde el siglo XIX, como consecuencia de las actividades humanas, tales como, la cría de ganado, deforestación o cambio de uso de suelo y quema de combustibles fósiles (gas, aceite y carbón).

El efecto invernadero es un proceso natural en la atmósfera; es un fenómeno por el que la atmósfera terrestre atrapa la radiación solar debido a la presencia de gases como CO₂, CH₄ y H₂O que absorben el calor que irradia desde la superficie de la Tierra hacia al espacio, incrementando su temperatura. Hoy en día, los niveles de gases de efecto invernadero han aumentado significativamente por encima de los niveles preindustriales, siendo mayores a 32Gt por año (NACSA, 2012), dando como resultado el cambio climático global.

De forma natural, la energía solar entra por la atmósfera hasta la superficie terrestre; parte de ella es absorbida por ésta y otra parte es reflejada. La radiación reflejada es retenida por los gases de efecto invernadero, otra parte vuelve al espacio (FIG. 1). Sin este proceso las temperaturas de la Tierra en promedio serían de -18°C.

Es importante entender el riesgo que significa el cambio climático inducido por las actividades humanas, así como identificar el impacto de éste y sus escalas lo que obliga a proponer una serie de recomendaciones para mitigarlo. Existen evidencias científicas basadas en modelos

del crecimiento de la economía global y en las actividades humanas asociadas, que demuestran que éstas son la causa del calentamiento global de la atmósfera y los océanos, así como del derretimiento de los glaciares en los últimos 50 años.

Se estima que la temperatura promedio en la superficie aumentará a finales del s. XXI entre 1.8 – 4 °C, con emisiones moderadas y con emisiones mayores hasta de 6.4°C. Las consecuencias serán apreciables tanto a nivel global como regional.

El cambio en las características actuales será diferente, siendo mayor en tierra en latitudes altas. La precipitación aumentará en un 95% en latitudes elevadas pero disminuirá en regiones subtropicales. Los niveles del océano aumentarán entre 18 y 59 cm respecto a los niveles de 1980-1999 (Binimelis, 2012).

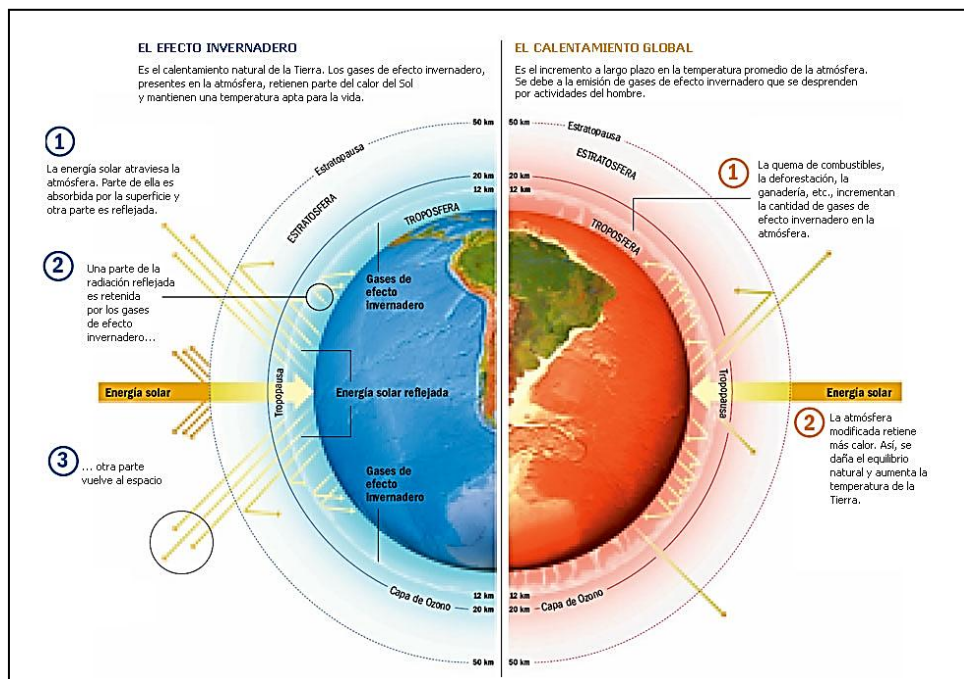


FIG.1 Efecto Invernadero y Calentamiento Global (educasitios2008).

¿Qué hacer ante el inminente crecimiento de la demanda de energía que es, en gran medida, responsable del incremento de emisiones de CO₂?

La Agencia Internacional de Energía (IEA) estima que para el 2050 los niveles de CO₂ en la atmósfera deberán estabilizarse a niveles de 450ppm. Por lo tanto, se deben tomar medidas a mediano y largo plazo que limiten las emisiones de gases de efecto invernadero; de lo contrario se alcanzarán valores similares a los de hace 125 000 años cuando aconteció el derretimiento de los hielos de Groenlandia y el nivel del mar era 7 metros por arriba del actual.

Algunas economías alrededor del mundo crearon un acuerdo internacional y una estrategia para contrarrestar el cambio climático global, al que llamaron *United Nations Framework Convention on Climate Change* (UNFCCC), cuyas líneas de investigación se enfocan hacia una mejor comprensión del cambio climático en los sistemas públicos y educativos, y evaluar cómo las diversas economías y regiones pueden adaptarse a los cambios climáticos que pudieran ocurrir. Los esfuerzos internacionales para reducir las emisiones de GHG (a través del acuerdo llamado Protocolo de Kyoto) se han intensificado desde el 2005 (APEC, 2012).

I.2 Gases de Efecto Invernadero (GHG)

Los gases de efecto invernadero (GHG: Greenhouse Gases), se encuentran en la atmósfera y actúan como un vidrio en un invernadero que atrapa el calor del sol (FIG.2). En un escenario normal, el calor entra y sale de la atmósfera diariamente.

La Tierra absorbe la radiación solar de onda corta principalmente en la superficie y la distribuye por circulaciones atmosféricas y oceánicas, para compensar los contrastes térmicos. La radiación de onda larga es re-emitada al espacio para mantener un balance entre, la energía recibida y la reflejada. Los cambios en la disponibilidad de energía radiativa son conocidos como forzamientos radiativos, que cuando son positivos tienden a calentar la superficie de la Tierra y

que en caso de ser negativos, produciría un enfriamiento (Magaña, 2004).

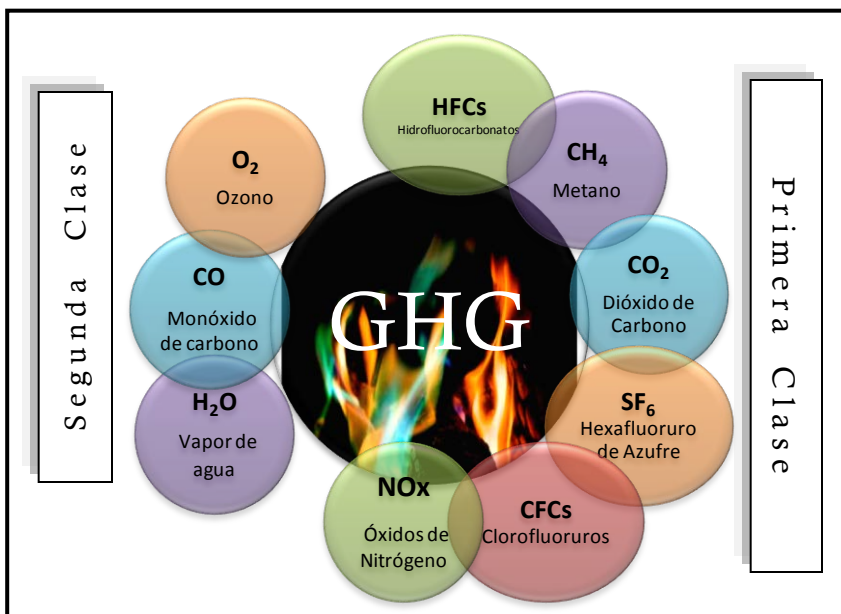


FIG. 2 Gases de Efecto Invernadero (GHG).

Las actividades humanas, particularmente para energía en casas y autos, son la fuente primaria de emisiones de GHG provenientes de la quema de combustibles fósiles. Sin embargo, la pérdida de bosques y el cambio de uso de suelo también representan un factor importante. Actualmente las concentraciones de CO₂, CH₄ y NO_x presentan valores mayores elevados desde hace 650 000 años. Algunos científicos han establecido que los límites de concentración de CO₂ en la atmósfera no deben rebasar las 350ppm; sin embargo ese límite ya ha sido superado (FIG.3).

FIG. 3 Las concentración actual de CO₂ en la atmósfera terrestre es de 391.07 ppm a septiembre de 2012 <http://co2now.org/>.



I.3 Conceptos básicos de Captura y Almacenamiento de CO₂

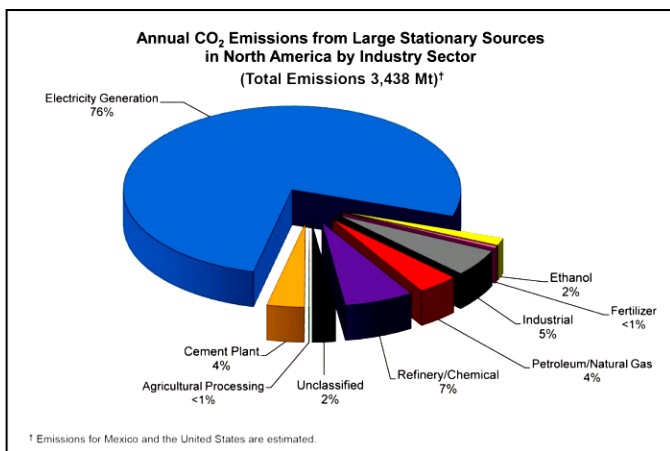
El CO₂ es uno de los gases de efecto invernadero que más prevalecen en la atmósfera. Es incoloro, inodoro, inflamable y provee la base para la síntesis de compuestos orgánicos esencial para la vida.

Las fuentes emisoras de CO₂ y otros gases invernaderos pueden ser naturales o antropogénicas, éstas últimas, a su vez, pueden provenir de fuentes estacionarias o no estacionarias (FIG.4). Los autos, sistemas de refrigeración y energía en casas, entre otros, se



FIG. 4 Fuentes naturales y antropogénicas de emisiones de CO₂.

clasifican como fuentes no estacionarias, ya que sería muy difícil poder capturar y procesar las emisiones de CO₂ producidas, sin embargo se han planteado y manejado otras alternativas para mitigar dichas emisiones.



Las fuentes estacionarias mayores se han dividido en 9 sectores industriales mayores (FIG.5): generación de electricidad, plantas cementeras, procesos de agricultura y ganadería, refinерías, petróleo y gas natural, industria, fertilizantes, etanol y no clasificados

FIG. 5 Clasificación de fuentes estacionarias para México y Estados Unidos (NACSA, 2012).

Las emisiones producidas por fuentes estacionarias, así como algunas no estacionarias, pueden ser medidas y estimadas. Lo mismo sucede con algunos procesos naturales, sin embargo hay factores que no han sido considerados en todos los modelos científicos como las emisiones volcánicas, lo que proporciona un rango de incertidumbre que, a considerar por la magnitud de algunos de estos eventos geológicos, pueden ser significativas.

Dentro de los mecanismos geológicos que aportan CO₂ a la atmósfera existen procesos “lentos”, como el reciclaje de carbono oxidado de calizas marinas en las plataformas someras epicontinentales (cientos o miles de millones de años) y los “rápidos” (no más de 180 Ma) en calizas marinas de formaciones pelágicas que se introducen en zonas de subducción y reciclan el CO₂ a través de la actividad volcánica asociada (FIG.6).

También existen diversos mecanismos que almacenan CO₂, elementos y procesos de captura naturales como la fotosíntesis, enterramiento de materia orgánica sin descomponer, suelo y raíces de plantas. Algunos ejemplos de éstos son el carbono atrapado en el permafrost ártico que acopia casi el 14% de CO₂ en los suelos; el Atlántico Norte que absorbe cerca de 500 millones de toneladas CO₂ al año; los bosques boreales que forman la mayor reserva de suelo del planeta; y los bosques tropicales que capturan cerca del 35% del CO₂ del planeta (Stanley, 2005).

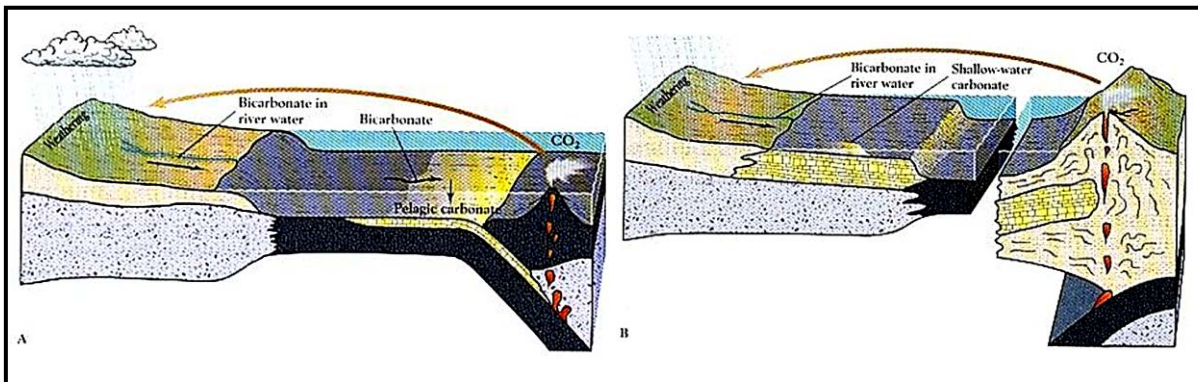


FIG.6 A. Reciclaje de CO_2 en zonas de subducción mediante actividades volcánicas. B. Reciclaje en calizas marinas en plataformas someras (Stanley, 2005).

Los procesos geológicos de captura de CO_2 se desarrollan en periodos de tiempo de miles a millones de años. Este es el caso de las tasas de enterramiento de materia orgánica sin descomponer en ambientes anóxicos que permiten que el material sea enterrado sin descomponerse. Este es el principio de la formación de combustibles fósiles como carbón y gas asociado en medios palustres, y el petróleo y gas en medios marinos.

Cuando hay una baja tasa de secuestro de CO_2 se debe también a una baja tasa de enterramiento; de forma análoga, una alta tasa de secuestro significa una gran cantidad de materia orgánica enterrada. Las concentraciones en los niveles de O_2 son directamente proporcionales a la tasa de secuestro (FIG. 7).

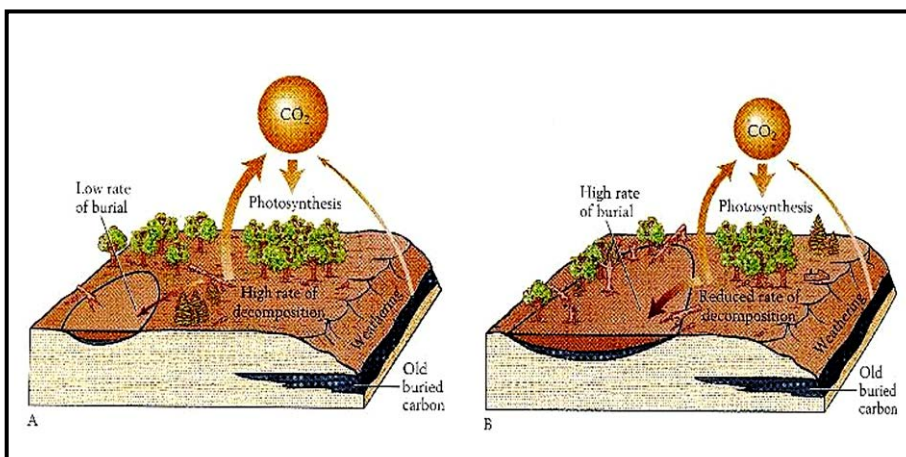


FIG. 7 Relación entre tasas de enterramiento de materia orgánica y concentraciones de CO_2 (Stanley, 2005).

Partiendo de los datos que arrojan los modelos climáticos, el panorama ambiental resulta alarmante. Irónicamente el ser humano está teniendo que desarrollar tecnologías que le permitan imitar los procesos que la Tierra ha ido realizando a lo largo de millones de años. De este concepto parten los mecanismos de captura y almacenamiento geológico de CO_2 antropogénico.

I.4 CO₂ a lo largo del tiempo geológico

La Tierra tiene una vida de 4567 Ma (IUGS) y a lo largo de todo este tiempo el CO₂ ha jugado un papel importante:

- Hace 4400 Ma se formaron los océanos y la atmósfera primitivos. Probablemente la primera atmósfera de la Tierra estaba formada por hidrógeno, helio, neón, argón y otros gases inertes heredados de la nebulosa solar. Los gases de efecto invernadero como CO₂ y CH₄ se formaron a partir de la desgasificación del planeta por actividad volcánica. Estos gases, así como el albedo reducido, contribuyeron seguramente a compensar la debilidad del sol joven que entonces brillaba 30% menos que hoy en día, lo que significaría que la Tierra debió estar congelada; sin embargo no fue así (Kasting, 2010). Junto con otros gases como H₂O, H₂ y N₂, propiciaron condiciones en las que la radiación recibida era capturada y amplificada en las líneas de absorción del CO₂ y H₂O.
- En el Arcaico, entre los 3800 y 2400 Ma, la Tierra experimentó un incremento gradual en el contenido de oxígeno libre en la atmósfera y los océanos producido por la fotosíntesis de diversos organismos.
- Durante el Proterozoico, entre los 2300 y 950 Ma, la presencia de rocas carbonatadas de estas edades y análisis isotópicos de oxígeno e hidrógeno conservados en pedernal, indican un incremento en la temperatura global (Ridgwell et al ,2005).
- Posteriormente, entre los 1000 y 540 Ma, ocurrió un acentuado periodo glacial (Ridgwell et.al., 2005). Con la formación de Rodinia hubo un bloqueo de las corrientes que llevaban agua cálida del ecuador a los polos. Las extensas masas de hielo reflejaban los rayos del sol y las temperaturas descendieron hasta -40°C. Esta es la etapa en la que la Tierra entera estuvo congelada, y que se refiere al concepto de “Snow Ball Earth” (FIG. 8). Fue la actividad volcánica la que terminó con esta etapa de congelación, al expulsar enormes cantidades de CO₂ que produjeron un efecto invernadero acentuado.

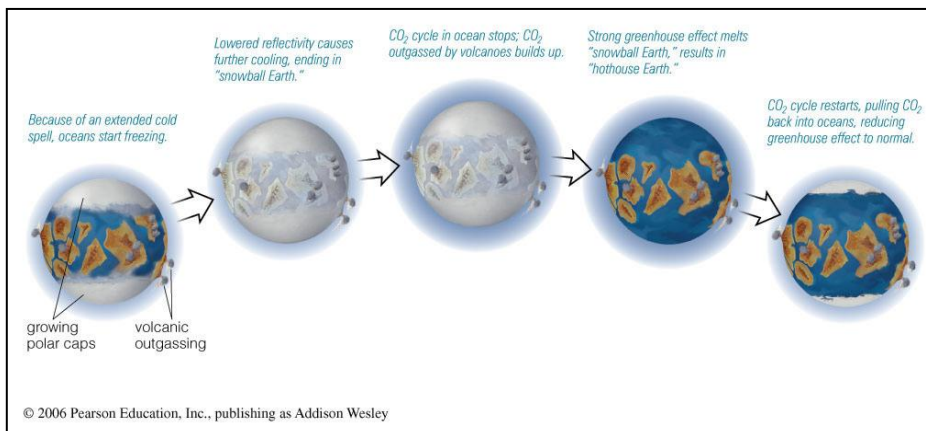


FIG.8 Hipótesis de la “Snowball Earth”.

- Durante el Cámbrico, las condiciones atmosféricas fueron contrastantes, la concentración atmosférica de CO₂ debió ser al menos 10 veces mayor que la que existe actualmente (Wilkinson y Given, 1986).
- Para el Silúrico inferior la temperatura aumentó, y aconteció la invasión de la vida en tierra firme con un ligero enfriamiento del planeta que se continuó hasta el Devónico Medio. Las nuevas plantas secuestraron el CO₂, en sus raíces y en el sustrato reduciendo el efecto invernadero, hasta que a finales del Devónico las temperaturas disminuyeron notablemente. El secuestro de materia orgánica produjo en el Carbonífero un clima muy contrastante con presencia de glaciaciones que alternaron con la producción de carbón que da origen al nombre del período.
- Para mediados del Pérmico el clima se hizo más cálido ya que mecanismos como el vulcanismo masivo propiciaron procesos graduales y catastróficos, como el aumento de CO₂, causando un calentamiento global y la oxidación de CH₄ (Bottjer, 2008). Hace 251 Ma sucedieron las erupciones fisurales en Siberia, las más significativas del Fanerozoico, aumentando el efecto invernadero.
- A finales del Pérmico los cambios en el clima produjeron una acidificación de los océanos, condiciones de anoxia y euxinia comenzaron una extinción masiva que acabó con casi el 90% de las especies del planeta.
- En el Triásico Medio surge la formación de un supercontinente – Pangea –, posicionándose en latitudes altas. Con la explosión de organismos como el nanoplancton calcáreo y la subducción de plataformas calcáreas, los niveles de CO₂ atmosférico aumentaron; estos efectos perduraron hasta el Jurásico. La parte central de Pangea era extremadamente cálida y árida, con una gran cantidad de zonas desérticas, rodeadas por humedales.
- A partir del Jurásico Medio, Pangea empezó a fragmentarse y se incrementaron las tasas de expansión del piso oceánico lo que produjo aumento del CO₂ en la atmósfera y el calentamiento gradual en el clima. Las condiciones cálidas prevalecieron en el Cretácico y el nivel del mar alcanzó sus máximos niveles en el Fanerozoico. Los altos niveles de CO₂ en la atmósfera del Cretácico se vieron favorecidos por el desarrollo de grandes provincias volcánicas como las de Ontong Java. Aunque hubo episodios de anoxia y secuestro de CO₂ intermitentes en los fondos marinos, esto no logró compensar el gran volumen de CO₂ emitido por la actividad volcánica, lo que hace que el Cretácico sea considerado como uno de los periodos más cálidos en el Fanerozoico.

- A lo largo de la Era Cenozoica (Fig. 9) durante el Paleoceno, Eoceno y Oligoceno, el clima al parecer experimentó cambios que tendieron al enfriamiento intenso del planeta. Las masas continentales comenzaban a tomar la configuración actual. El Máximo térmico del Paleoceno-Eoceno, hace 55 Ma (Zeebe, 2009) fue un evento que se caracterizó por un aumento de 5 a 9°C en unos pocos miles de años debido a la liberación de CO₂ que produjo la acidificación del océano y la disolución de carbonatos de aguas profundas, este cambio se atribuye a mecanismos como el vulcanismo y la desestabilización de hidratos de metano oceánicos. El principal pulso de enfriamiento en el Paleógeno ocurrió entre el Eoceno y el Oligoceno y se ha atribuido a la separación de Antártida de Australia y Sudamérica (Stanley, 2005).
- A principios del Plioceno (alrededor de 4 Ma) un segundo pulso de enfriamiento, producido por el cierre del istmo de Panamá, causó una reducción gradual de la temperatura que se conoce como el inicio de la Edad del Hielo. A lo largo del Pleistoceno ocurrieron cuatro ciclos glaciales e interglaciales (Rivera-Olmos, 2011).
- Hubo cambios abruptos en el periodo interglacial del Holoceno como cambios atmosféricos y en los patrones de circulación oceánica. Aumentaron las concentraciones de GHG principalmente CO₂ y la circulación termohalina varió en la parte del norte del Atlántico.

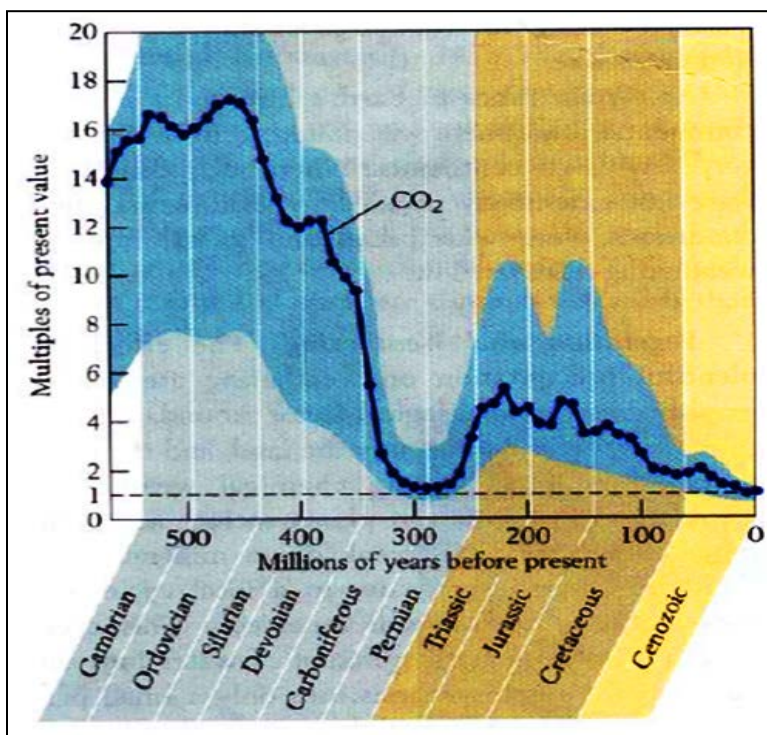


FIG. 9 Gráfica de concentración de CO₂ desde finales del Proterozoico.

Hoy en día se cuenta con suficiente información que permite realizar modelos científicos, desarrollar tecnologías y plantear estrategias, para enfrentar las problemáticas asociadas al cambio climático. Actualmente la Tierra transita por un periodo interglacial que, por sí solo, implica diversas variaciones y características climáticas.

Nuestro planeta es un sistema que permanentemente busca el equilibrio entre los elementos que lo conforman, y las actividades antropogénicas también forman parte de éste y lo impactan de manera importante. Entre las medidas de mitigación propuestas por el IPCC se encuentra el desarrollo de tecnologías innovadoras con bajas emisiones de GHG y de captura de carbono; mejorar la eficiencia en la industria para reducir las emisiones; invertir en el desarrollo de energías limpias; promover la eficiencia energética en medios de transporte y complejos urbanos; promover la conservación de las reservas naturales de carbono mediante la gestión del uso de tierra; y cambio de uso de suelo y silvicultura, entre otros procesos.

CAPÍTULO II

OBJETIVO

Proporcionar el panorama geológico que ayude a identificar las posibilidades de almacenamiento geológico de CO₂ en la Región de San Fernando, Tamaulipas, que corresponde a la porción sur de la Cuenca de Burgos, mediante el desarrollo de un modelo geológico considerando criterios de superficie –estratigrafía, litología, estructuras- y del subsuelo -petrofísica, posibles rocas sello y almacén-. A partir de dicho modelo se podrán seleccionar las estructuras y unidades adecuadas que cumplan con los parámetros críticos: unidades con porosidad mayor al 8%, permeabilidad de moderada a buena, profundidad de 800 a 2500 m, presencia de sellos y trampa para garantizar el confinamiento del CO₂; y con base en la caracterización estimar la capacidad de almacenamiento de CO₂ en el sitio con mayor potencial.

CAPÍTULO III

MARCO TEÓRICO

- III.1 Antecedentes
- III.2 Proceso de almacenamiento geológico de CO₂
 - III.2.1 Captura
 - III.2.2 Transporte
 - III.2.3 Almacenamiento
 - III.2.4 Monitoreo
- III.3 Características geológicas para el almacenamiento de CO₂
- III.4 Proyectos exitosos de CCS en el Mundo
- III.5 CCS en México

III. MARCO TEÓRICO: Captura Y Almacenamiento de CO₂

III.1 Antecedentes

Cada día más industrias usan combustibles fósiles como fuente de energía generando grandes emisiones de gases de efecto invernadero que contribuyen al calentamiento global. Frente a la inminente necesidad de gestionar dichas actividades, surge el Panel Intergubernamental para el Cambio Climático (IPCC), que es un grupo de expertos creado por la Organización Meteorológica Mundial y el Programa de las Naciones Unidas para el Medio Ambiente, cuyo trabajo consiste en obtener información fiable, tanto a nivel científico-técnica, como socioeconómica, que facilitara la comprensión de las causas, consecuencias y soluciones de un fenómeno tan complejo como el calentamiento global.

Las emisiones de gases de efecto invernadero a nivel mundial han sido estimadas en 42Gt al año para el año 2000 (Office, 2007), de las cuales 30-32 Gt son de CO₂. Con base en los datos registrados la OCDE/IEA (2009) ha decidido adoptar medidas para disminuir las emisiones de CO₂ que para el año 2050 se estima serán de 62Gt/año si se mantuviera el ritmo actual (Fig. 10); sin embargo la creciente demanda de energía a nivel mundial podría impactar de forma importante dicha cifra.

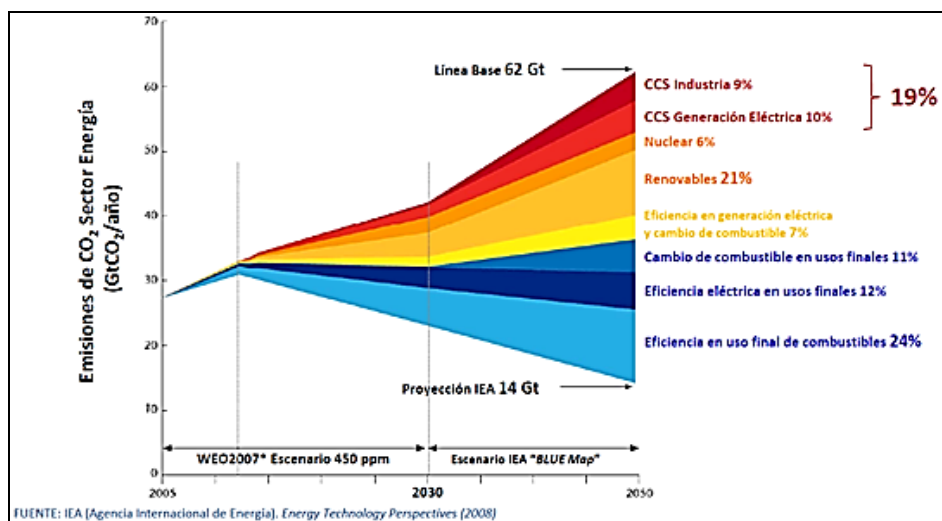


FIG. 10 Para el 2050 se espera reducir las emisiones de CO₂ a 14 Gt mediante la acción conjunta de diversas propuestas de mitigación, una de ellas es la Captura y Almacenamiento de CO₂ (IEA,2008).

Una de las medidas para reducir las emisiones de CO_2 antropogénico a la atmósfera es la Captura y Almacenamiento de CO_2 (CCS Carbon Capture and Storage) o Secuestro Geológico de CO_2 (Geosequestration) que involucra el almacenamiento de dióxido de carbono por largos periodos de tiempo en formaciones geológicas (Kaldi, 2009). Para ello es necesario un análisis metódico y cuidadoso de los sitios potenciales a través de un estudio análogo al de la industria petrolera.

En Estados Unidos, desde 1970, se ha guardado dióxido de carbono en el subsuelo como parte del proceso de recuperación mejorada de hidrocarburos - Enhanced Oil Recovery- (Dávila,2011). Para 1990 (Solomon, 2007), esta metodología fue propuesta como solución ambiental para retirar dicho gas de la atmósfera y almacenar gas ácido ($\text{H}_2\text{S}/\text{CO}_2$) en la cuenca de Alberta, Canadá.

Esta tecnología ya es utilizada alrededor del mundo, sin embargo, mientras que hay una gran cantidad de sitios donde se emplea en la recuperación mejorada de hidrocarburos, los lugares donde el CO_2 es inyectado con un fin ambiental es escasa. Algunos de los proyectos donde se realiza dicha acción son: Sleipner en Noruega desde 1996, Weyburn en Canadá desde el 2000, In Salah en Argelia desde 2004, Snovit en Noruega desde 2008 (Herzog, 2009).

III.2 Proceso de almacenamiento geológico de CO_2

El almacenamiento geológico obedece a una secuencia de procesos (Fig.11) que permiten disponer del dióxido de carbono con la mayor pureza posible desde las fuentes de emisión, transportarlo, ser inyectado en los reservorios adecuados, y finalmente el almacenamiento y monitoreo del gas (Kaldi, 2009).

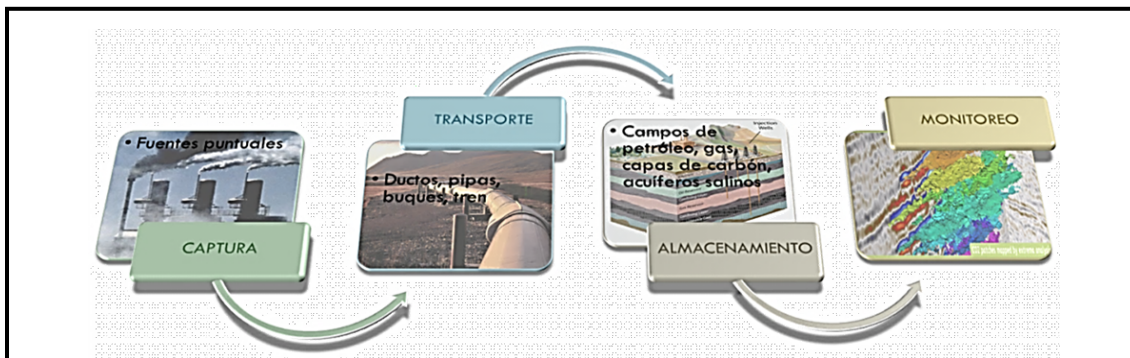


FIG.11 Elementos que conforman la cadena de procesos para la captura y almacenamiento de CO_2 .

III.2.1 Captura

La captación de CO₂ puede aplicarse a fuentes emisoras puntuales o estacionarias, como son la industria eléctrica, petrolera, química, metalúrgica, cementera y todas aquellas plantas que funcionan a partir de combustibles fósiles.

Las tecnologías de separación más importantes para la captura de CO₂ en la actualidad son:

- Utilizando solventes líquidos para absorber el CO₂ (absorción);
- Usando materiales sólidos para atraer el CO₂ a la superficie donde se separa de otros gases (adsorción); y
- Mediante el uso de membranas para separar el CO₂.

La forma de separación tiene un impacto considerable en el costo; la tecnología empleada será elegida de acuerdo con la presión, concentración y volumen del CO₂ disponible (Dávila, 2011). Dichas tecnologías pueden ser aplicadas antes o después de la combustión (Fig. 12).

El proceso de separación de *pre-combustión* es un método relativamente nuevo en el que el combustible es tratado con vapor de agua y oxígeno para producir un gas de síntesis (CO y H₂). Al separar el CO con vapor de agua en un segundo reactor de conversión se obtiene CO₂ e H₂; la ventaja de este proceso es que las altas concentraciones de CO₂ producidas y las altas presiones resultantes son más favorables para la separación.

Si se trata de un proceso *post-combustión* la separación es realizada por medio de solventes líquidos orgánicos como el MEA (monoetanolamina) que pueden ser implementadas con mejoras con el uso de sistemas avanzados de solventes, nuevos materiales de empaque y membranas e incorporación de sistemas de adsorción eléctrica.

Otro proceso es el *Oxy-fuel* que incorpora O₂ de alta pureza en vez de aire en el proceso de combustión, produciendo CO de alta concentración. Posteriormente, el vapor de agua se sustrae por enfriamiento y compresión del flujo de gas. Este proceso ha sido mejorado con sistemas de separación de aire mediante membranas e implementando un método de combustión de ciclo químico.

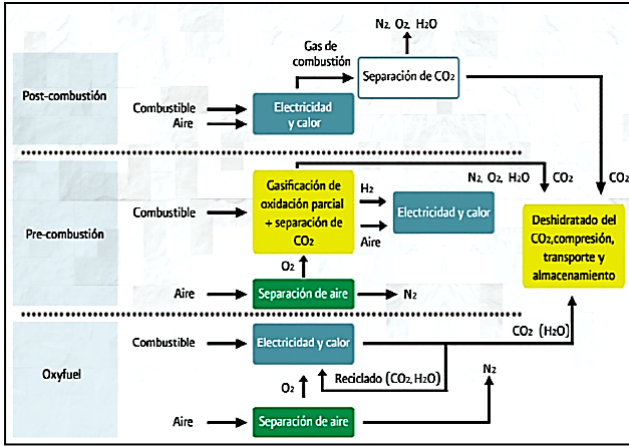


FIG. 12 Técnicas disponibles para la captura de CO₂ (IEA, Energy Technology Analysys.CCS, 2008).

Existen otras tecnologías que implementan óxido de metal que reacciona con el combustible, creando partículas de metal, dióxido de carbono y vapor de agua; a baja temperatura o procesos criogénicos de separación, que dependen de diversas fases de cambios de temperatura para separar los diferentes gases; y procesos de sólidos secos regenerables (Gunter, 1998).

III.2.2 Compresión y Transporte

El siguiente eslabón comprende la compresión y transporte del CO₂ desde el sitio de captura hasta el sitio donde será inyectado para su almacenamiento. EL CO₂ puede ser transportado por vías terrestres – ductos, pipas o tren- o por vías marítimas –buques-.

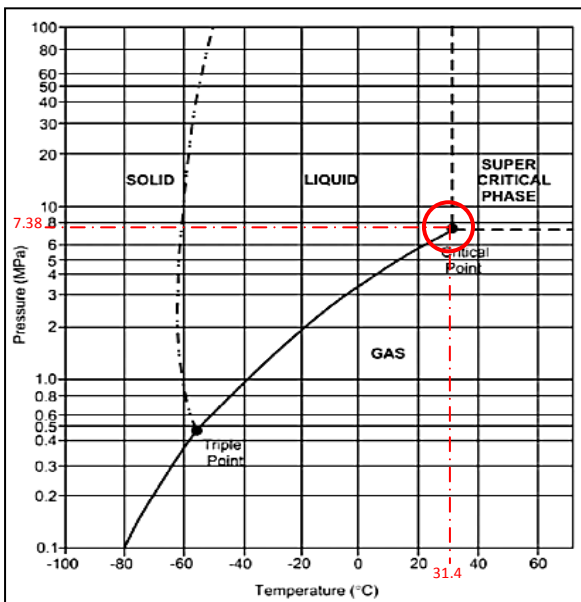


FIG. 13 Diagrama de Fases del CO₂. Por encima de la presión crítica y temperaturas inferiores a 20°C la densidad del CO₂ sería de 800 a 1200 kg/m³.

Una vez capturado, el CO₂ es secado y comprimido antes de ser transportado al lugar de almacenamiento. El proceso de compresión es similar al del gas natural, pero en el caso del CO₂ el reto es evitar la corrosión y la formación de hidratos de metano. El CO₂ capturado de fuentes no naturales contendrá diversos niveles y tipos de impurezas, que deberán ser eliminadas.

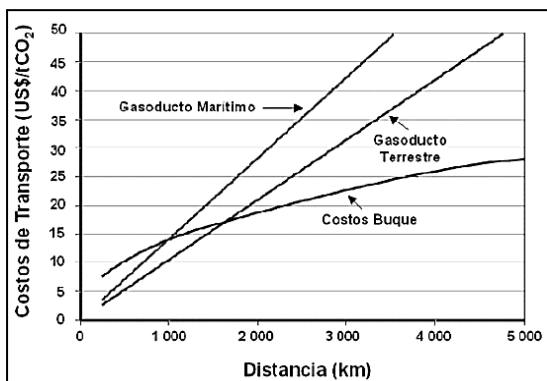
La cantidad de compresión puede calcularse a partir de un diagrama de fases (Fig. 13) del cual se consideran dos puntos importantes: el punto crítico y el punto triple. El punto triple se produce a una presión de 0.52 MPa y una temperatura de -56°C ; en este punto sólido, gas y líquido coexisten. El punto crítico se produce a una presión de 7.38 MPa y temperatura de 31.4°C .

Transportar dicho gas por medio de *tubería* es uno de los medios más prácticos y económicos (Fig. 14). En éste, lo más común es comprimir el CO_2 por encima de la presión del punto crítico, para evitar regímenes de flujo de dos fases y aumentar su densidad, conservando la temperatura en los ductos a 31°C para mantener las características de densidad del fluido. Para impulsar el gas se utilizan compresores en el extremo inicial y en algunos casos compresores intermedios dependiendo de las características de los ductos (Wong, 2012). Por regla general cuanto mayor es el diámetro de la tubería menor es la pérdida de fricción.

Cuando se transporta en *buques, camiones o pipas isotérmicas*, se hace en forma líquida a temperaturas muy inferiores a la ambiente y presiones más bajas. Los tanques donde se transporta el gas tienen contenedores interiores rodeados y apoyados por un recipiente exterior o “camisa de vacío”. El espacio entre ambos contenedores es llenado con un material que proporciona aislamiento. Las condiciones de los contenedores son contraladas por medidores y válvulas fuera del tanque. La capacidad de transportación, de acuerdo con el tamaño de tanques disponibles, va desde 2 hasta 30 toneladas. Las condiciones del CO_2 son de 1.7 MPa y -30°C .

También puede emplearse el sistema ferroviario que tiene una gran capacidad de carga; el CO_2 es transportado en vagones cisterna donde el fluido se encuentra a una presión de 2.6 MPa.

Los *buques* son utilizados cuando se quiere transportar el CO_2 largas distancias por el



océano. El tamaño de los buques más pequeños empleados hoy es de hasta 1500 m^3 ; el fluido se transporta a presiones de 1.4 a 2 MPa; los costos pueden elevarse debido a las condiciones bajo las cuales deben ser construidos los tanques contenedores.

FIG. 14 Algunos costos de transporte de CO_2 (IPCC 2005).

III.2.3 Inyección y Almacenamiento

Hay toda una variedad de formaciones geológicas que pueden ser consideradas para la inyección y almacenamiento de CO₂ que se encuentran principalmente en cuencas sedimentarias, las cuales se remiten a regiones en la corteza que por su forma, permiten la acumulación de sedimentos que resultan de procesos como: erosión de rocas preexistentes, depósito de materia orgánica, precipitación de minerales y vulcanismo.

Para el almacenamiento geológico de CO₂ debe considerarse un espacio poroso en el subsuelo con capacidad para albergar grandes volúmenes de dicho gas. Sin embargo debe considerarse que los espacios de la formación no se encuentran vacíos sino que son ocupados por diversos fluidos como salmueras, hidrocarburos y otros gases que serán desplazados al inyectar el CO₂.

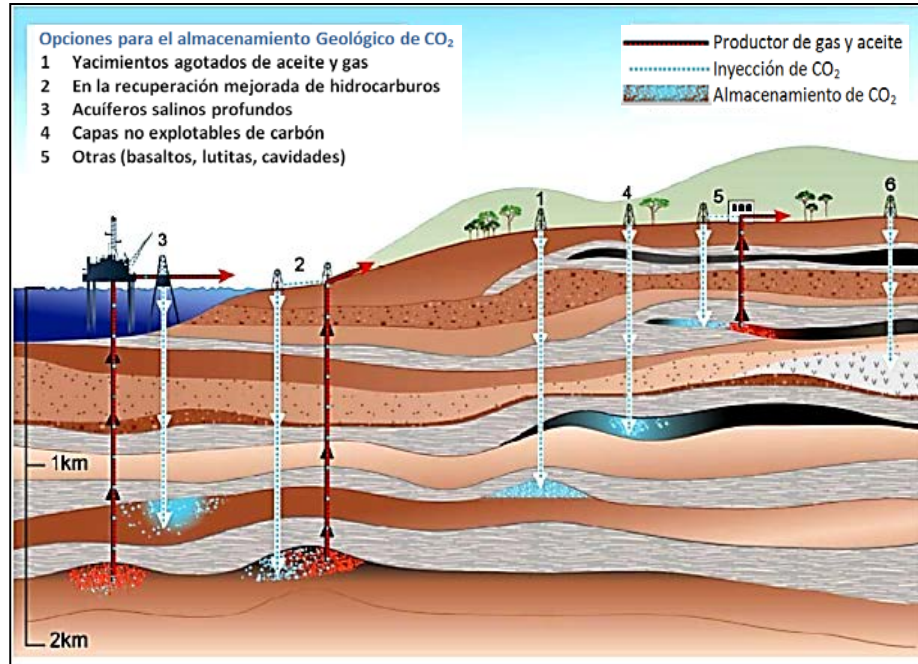
Algunos científicos han propuesto disolver el CO₂ con agua de mar e inyectar la solución en el océano a profundidades de 1500 a 3000 m aprovechando las propiedades del CO₂ en estado líquido y la sal del mar, pero los riesgos y el impacto que este método podría producir, lo hace poco viable. Por lo tanto, se ha llegado a la conclusión de que los medios geológicos como yacimientos de gas y/o aceite, acuíferos salinos y capas de carbón, son medios más seguros. Debido a la experiencia en el manejo de yacimientos y las extensas tecnologías con las que dispone la industria petrolera, ésta juega un papel importante en lo que respecta al almacenamiento en dichos medios (Fig 15).

Para la inyección y almacenamiento del CO₂, éste deberá encontrarse en un estado supercrítico, es decir, no se distingue el estado líquido ni el gaseoso cuyas propiedades corresponderían a una temperatura de 31°C y 73.8 bar a una profundidad mayor a 800m, en general (Bennaceur, et al. 2004).

Algunas de las condiciones que deben cumplirse para el almacenamiento (Fig. 16) geológico de CO₂ incluyen:

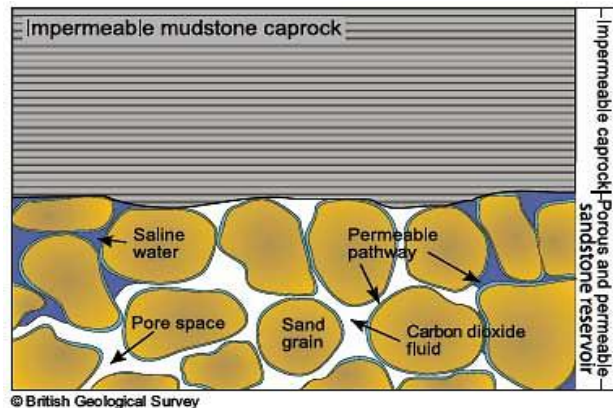
- Porosidad: espacio de poro suficiente para almacenar el CO₂
- Permeabilidad: suficientes rutas para que el CO₂ fluya a través de las rocas;
- Roca Sello: que posea suficiente impermeabilidad para prevenir los movimientos ascendentes de flotación del CO₂; y
- Profundidad: que sea adecuada para conservar el CO₂ en estado supercrítico.

FIG. 15 Los acuíferos salinos profundos son una de las vías más prometedoras; yacimientos de gas y aceite agotados o para recuperación mejorada e incrementar su producción y capas de carbón económicamente no explotables (CO2CRC).



Uno de los factores más importantes es la inyectabilidad que depende directamente de los valores de porosidad y permeabilidad de la unidad seleccionada para el almacenamiento. Debe considerarse porosidades mayores al 8% y en el caso de la permeabilidad, se considera que una roca tiene una alta permeabilidad cuando es mayor a 1Darcy, moderada de 1mD a 1Darcy y baja al ser menor a 1mD.

FIG. 16 Deben considerarse un medio poroso donde contener el CO2 y una capa de roca impermeable que contenga el gas en la formación confinante.



Cuando el CO₂ es inyectado, no se disuelve en el agua de formación, permanece en fase libre e inmisible. A temperatura de yacimiento, es menos denso que el agua de formación por lo que tiende a subir; mientras el CO₂ migra a la superficie, deben existir mecanismos que lo atrapen para que permanezca en el subsuelo por miles de años o más. Así pues, es importante considerar al evaluar un posible sitio para el almacenamiento, que existan los medios y condiciones que logren contenerlo.

Entre los diversos tipos de trampas que pueden ser consideradas para el almacenamiento de CO₂ a profundidad en formaciones salinas o depósitos fósiles en cuencas sedimentarias se encuentran:

- **Trampas estructurales y/o estratigráficas**, donde el CO₂ es atrapado dentro de las estructuras o sistemas de flujo.
- **Entrampamiento residual**, cuando el CO₂ queda adherido en forma de pequeñas burbujas por tensión intersticial.
- **Entrampamiento por solubilidad**, cuando el gas se disuelve en el agua de formación.
- **Entrampamiento mineral**, cuando el CO₂ reacciona con la roca almacén formando minerales.

En las *trampas estructurales y/o estratigráficas* el CO₂ es atrapado por rocas de baja permeabilidad que le impiden migrar a la superficie. En las cuencas sedimentarias existen todo tipo de trampas cerradas que han conservado fluidos a lo largo del tiempo geológico y que serían los primeros objetivos para el almacenamiento de CO₂. Ejemplos de este tipo de trampas son las limitadas por discordancias, cambios de facies o acuñamientos, anticlinales y fallas no transmisivas (Fig. 17).

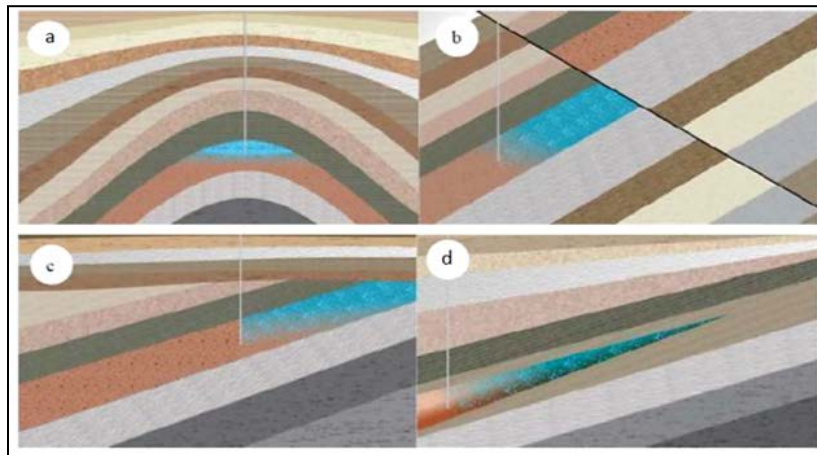


FIG. 17 Representación de trampas estructurales y estratigráficas.

- a) anticlinal
 b) cierre por falla
 c) disconformidad
 d) acuñamiento (CO₂CRC,2008).

Una vez inyectado el CO₂, éste migra lejos del pozo de inyección, formándose una pluma en fase libre que migra bajo influencia de la gravedad desplazando el agua de formación. Cuando cesa la inyección, la cola de la pluma que no está en la fase libre queda atrapada en los poros por tensión intersticial con el agua de formación en el espacio poroso de la roca. Esto es a lo que se conoce como *trampa residual*. Eventualmente, el CO₂ residual se disolverá con el agua de formación hasta que ésta quede completamente saturada por CO₂.

La química de los fluidos de la formación y la mineralogía de la roca juegan un papel importante para el almacenamiento a través de reacciones químicas, ya que el CO₂ reacciona en fase disuelta o como un complejo iónico con el agua de formación o fases sólidas como minerales de carbonato. Para el caso del almacenamiento en capas de carbón el CO₂ permanece atrapado por adsorción quedando adherido e inmóvil.

En *acuíferos salinos profundos*, es inyectando el CO₂ en depósitos horizontales o confinados lateralmente por varias capas sello; estas formaciones se caracterizan por bajas tasas de flujo del orden de cm/año (Bachu et al.,1994). Si el acuífero está bien delimitado por acuitardos, la migración del CO₂ hacia la superficie sería lenta, sólo perceptible a lo largo del tiempo geológico.

En este caso el CO₂ se disuelve en la fase acuosa y altera el pH a través de reacciones donde el dióxido de carbono permanece en estado líquido en forma de bicarbonato, el protón liberado cuando el CO₂ se disuelve en el agua de formación aumenta la posibilidad de reaccionar con los minerales de silicato y carbonato presentes en el acuífero: $H_2O + CO_2 \leftrightarrow H_2CO_3 \leftrightarrow HCO_3^- + H^+$

En dicha reacción, son los iones de elementos como Ca, Mg y Fe los que son liberados, mientras que la acidez causada por el CO₂ es neutralizada, permitiendo la formación de más iones de bicarbonato. Esto es conocido como *entrapamiento iónico* (todas aquellas reacciones que fijan el CO₂ como una especie iónica en el agua de formación que no se escapa cuando se libera la presión). Una de las reacciones más rápidas es la precipitación geoquímica de carbonato de calcio producida con los iones de calcio libres en presencia de fluidos saturados por bicarbonato formando calcita: $Ca^{2+} + HCO_3^- \leftrightarrow CaCO_3 + H^+$

Cada mecanismo de entrapamiento proporciona diferentes niveles de seguridad de entrapamiento (Fig. 18).

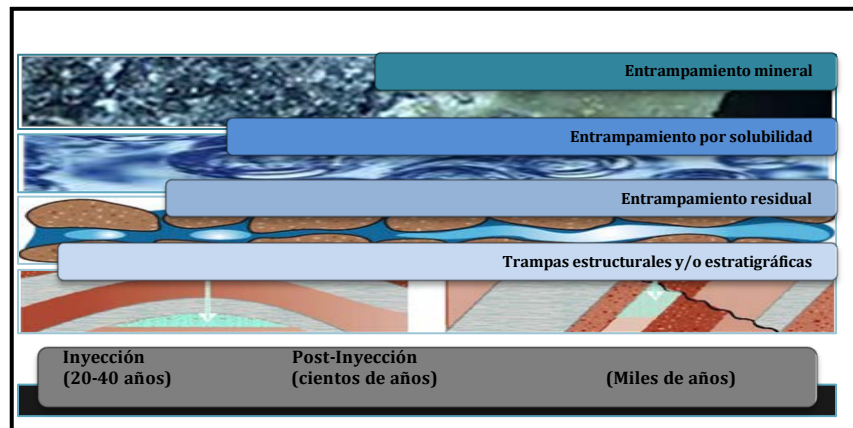


FIG. 18 Escala seguridad de almacenamiento de CO₂ a través del tiempo. Modificado de CO2CRC.

III.2.4 Monitoreo

Los riesgos locales del almacenamiento de CO₂ como fugas desde el lugar de confinamiento producen alteraciones en el suelo, la química del agua potable y el desplazamiento de fluidos potencialmente peligrosos, por lo cual es importante realizar un monitoreo.

Los programas de monitoreo inician antes de la inyección para establecer una línea base de datos. El monitoreo durante la fase de operación del proyecto registra el comportamiento dinámico del gas, una vez inyectado. Cuando ha terminado la inyección, el programa de monitoreo se enfoca en garantizar que el almacenamiento cumple con las condiciones ambientales y de seguridad necesarias.

El programa de monitoreo contempla 3 características:

- *Propiedades del subsuelo* (de la formación);
- *Propiedades cercanas a la superficie* (zonas someras y suelo); y
- *Propiedades atmosféricas*

Muchas tecnologías de monitoreo son similares a las de la industria petrolera, utilizando geofísica y sensores remotos como sísmica, electromagnetismo, gravimétricos, microsísmica, así como mediciones de registros geofísicos de pozos. El monitoreo geoquímico incluye el análisis químico de fluidos, gases, rocas y suelo, acuíferos, agua superficial y la atmósfera (Gunter, 2012).

III.3 Características geológicas para el almacenamiento de CO₂

Para la selección de un lugar apropiado para el almacenamiento de CO₂, deben considerarse las características geológicas, factores regulatorios, ambientales y sociales. El objetivo es, además del confinamiento del gas, garantizar que no exista el riesgo de fugas.

Bachu (2007) propone que la investigación geológica obedezca a una secuencia en la que, al disminuir la escala del territorio aumente el grado de resolución (Fig.19), definiendo 5 escalas de estudio y 3 niveles de resolución.

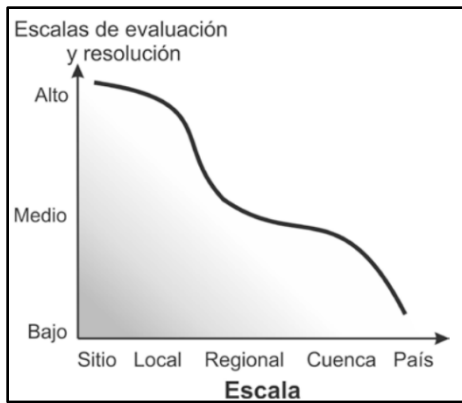


FIG. 19 Escala de detalle y resolución para el almacenamiento de CO₂ (Bachu, 2007).

Para seleccionar las cuencas adecuadas, éstas deben ser examinadas y clasificadas de acuerdo a sus características como la historia geológica, tectónica, geología estructural y estratigrafía, así como datos de regímenes hidrodinámicos y geotérmicos, la accesibilidad o presencia de campos petroleros o capas de carbón, proporcionan un amplio panorama para la evaluación. Una vez seleccionada una cuenca, son analizadas las características sedimentarias y se hace una clasificación cualitativa con el fin de determinar si es la adecuada.

Cada tipo de formación geológica tiene distintas oportunidades y desafíos; los principales yacimientos son caracterizados por su litología, ambiente de depósito, mecanismos de captura y condiciones hidrodinámicas. Los procesos físicos, químicos y biológicos asociados al tipo particular de depósito de sedimentos influyen en la forma en que los fluidos y sólidos de la formación reaccionarán abriendo la posibilidad de almacenamiento.

Los criterios para la planeación de un proyecto de almacenamiento de CO₂ dependen de la accesibilidad al sitio y que éste tenga suficiente capacidad de almacenamiento, inyectabilidad y seguridad de acumulación. Los factores a considerar son:

Tectónica. – el ambiente tectónico permite conocer el grado de la actividad sísmica en un sitio lo que podría afectar las estructuras existentes.

Tamaño de la cuenca y profundidad. – estos datos permiten estimar el volumen de almacenamiento total; la cuenca debe ser lo suficientemente profunda para almacenar el gas en fase supercrítica (por debajo de 800m) pero no tan profunda que el costo de la perforación fuera excesivamente costoso.

Intensidad de fallamiento. – ésta afecta la capacidad para retener el CO₂; si en el área hay una gran cantidad de fallas y fracturas el gas podría filtrarse.

Hidrogeología/ hidrodinámica. – Para que el CO₂ permanezca en el reservorio el tiempo suficiente y sea atrapado por entrapamiento residual o mineral, se requiere de un flujo lento. La permeabilidad debe mantener un equilibrio entre las tasas de inyección y la tasa de flujo.

Condiciones geotérmicas. – éstas afectan la densidad del CO₂, cuanto más fría es la cuenca más denso será el dióxido de carbono.

Roca sello. – el lugar de almacenamiento debe tener formaciones rocosas impermeables que creen un buen sello por lo que es importante tener un amplio conocimiento de la columna estratigráfica del sitio.

Vetas de carbón. – las capas de carbón pueden almacenar grandes cantidades de CO₂ por adsorción, este tipo de almacenamiento se realiza en yacimientos de carbón económicamente no explotables por su profundidad.

Potencial de hidrocarburos. – rocas que contengan petróleo y gas es probable que sean adecuadas para el almacenamiento de CO₂. El potencial para el almacenamiento dependerá del momento en que se encuentre la producción de hidrocarburos.

Madurez industrial. – si el desarrollo industrial de yacimientos es maduro, habrá una mayor cantidad de información geológica disponible. Si la mayor parte de los hidrocarburos han sido explotados, la zona será adecuada debido a la infraestructura preexistente como carreteras, ductos y pozos.

Ubicación en tierra o en el océano. – Las ventajas económicas son mayores en tierra, sin embargo deben considerarse la tenencia y el uso de suelo.

Clima. – Algunos factores climáticos que influyen son la profundidad del nivel freático, fenómenos meteorológicos que aquejen en la zona como huracanes o inundaciones y temperaturas superficiales que entorpezcan o faciliten el desarrollo de las instalaciones.

Si no se cuenta con los datos suficientes, es necesario generarlos a través de la interpretación estructural y estratigráfica, construcciones de datos geológicos, geoquímicos, modelos geomecánicos e hidrodinámicos; simulaciones numéricas de flujo para predecir la pluma de migración del CO₂; actualización de modelos para enriquecer los datos.

Bachu (2003) desarrolló una tabla para la selección de las cuencas que incluye 16 factores a considerar y asigna una clasificación en 5 niveles según su potencial de almacenamiento de CO₂:


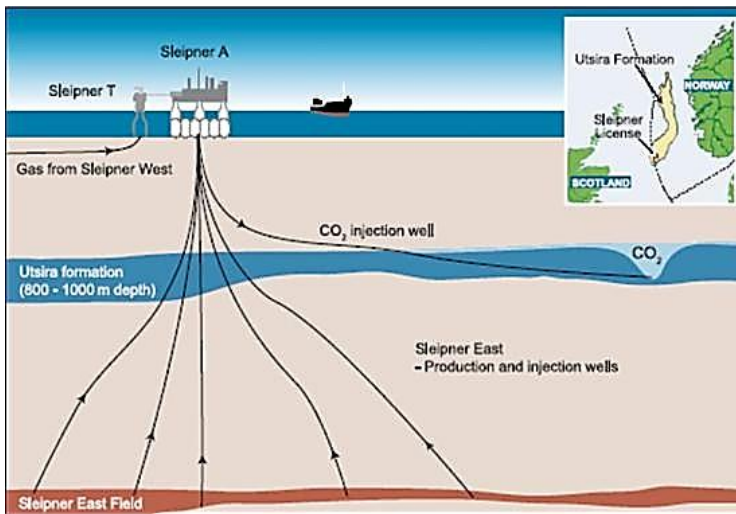
Incremento del potencial de almacenamiento de CO ²						
Criterio		Clases 				
		1	2	3	4	5
1	Actividad tectónica	Muy alta (ej. zona de subducción)	Alta (ej. synrift, bloque de deslizamiento)	Intermedia (ej. planicie)	Baja (ej. margen pasiva)	Muy baja (ej. cratón)
2	Tamaño	Muy pequeña (<1000km ²)	Pequeña (1000-5000 km ²)	Mediana (5000-25000 km ²)	Grande (25000-50000 km ²)	Muy grande (>50000 km ²)
3	Profundidad	Muy somera (<300m)	Somera (300-800m)		Profunda (>3500 m)	Intermedia (800-3500m)
4	Intensidad de Fallamiento	Alta		Moderada		Limitada
5	Hidrogeología	Somera, patrones de flujo cortos, o flujo compactado		Sistemas intermedios de flujo		Regional, grandes sistemas de flujo, flujos topográficos o erosionales
6	Valor geotérmico de la cuenca	>40 °C		30-40 °C		< 30°C
7	Rocas Almacén y sello	Pobre		Intermedio		Excelente
8	Capas de carbón	Ninguna	Muy someras (<300m)		Profundas (>800m)	Somera (300 -800m)
9	Tipo de carbón	Antracita	Lignito		Sub-bituminoso	Bitumen
10	Evaporitas	Ninguna		Domos		Capas
11	Potencial de hidrocarburos	Ninguno	Pequeño	Mediano	Grande	Gigante
12	Madurez	Inexplorado	Explorado	En desarrollo	Maduro	Super-maduro
13	Tierra/costa afuera	Aguas profundas		Plataforma marina		Tierra
14	Clima	Ártico	Sub-ártico	Desértico	Tropical	Templado
15	Accesibilidad	Inaccesible	Difícil		Aceptable	Fácil
16	Infraestructura	Ninguna	Menor		Moderada	Amplia

Tabla 1. Criterios para la selección de cuencas (modificado de Bachu, 2008).

El siguiente paso es identificar un sitio que será sometido a estudios más detallados para realizar una caracterización del lugar analizando e interpretando datos del subsuelo, de superficie y atmósfera. Los resultados deben asegurar que el sitio cumpla con las medidas de seguridad, normas ambientales y regulatorias. Esta etapa es la más lenta y costosa; se trata de combinar ingeniería de yacimientos, estudios geológicos estructurales, sedimentológicos, estratigráficos, hidrodinámicos y de modelado.

III.4 Proyectos de CCS en el Mundo

El primer proyecto exitoso de CCS se desarrolló en Noruega en 1996, en el campo gasífero del Mar del Norte, *Sleipner*, a 250km al oeste de Stavanger (Fig. 20). En este campo se produce el 9% de CO₂ en los procesos de explotación. Las leyes de dicho país determinaron que por cada tonelada métrica de CO₂ liberado a la atmósfera deberían pagar un impuesto de 45 dólares, y fue así como se implementó esta tecnología logrando almacenar 2.5% de las emisiones. Para este



proceso el CO₂ era inyectado en la Formación Utsira a través de un pozo direccionado (Perkins,2004).

FIG. 20 Diagrama del Proyecto de CCS de Sleipner. Localización y esquema de la Formación Utsira (IPCC, 2005).

La *Formación Utsira* es un acuífero salino regional con una profundidad de 800 a 1000m por debajo del lecho marino, compuesta por arenas no cementadas de cuarzo y feldespato, con una porosidad de 27 – 40 % y permeabilidades de 1 -8 Darcy. Contiene finas capas de arcilla que actúan como deflectores permeables. El espesor es de 200 a 300 m y se estima un volumen de almacenamiento de 660 millones de m³ de CO₂. Las capas de arcillas obligan al CO₂ a migrar cientos de metros lateralmente; conforme la salmuera se enriquece en CO₂, la mezcla se vuelve más densa permaneciendo en el fondo de la formación.

Otro caso exitoso de CCS es el de *Weyburn*, cerca de Regina, Saskatchewan en Canadá (Fig.21). El CO₂ inyectado en este campo es transportado 325km desde el noroeste de Beulah, Dakota en Estados Unidos; este CO₂ es 96% puro con algunas trazas de H₂S, N₂ e hidrocarburos.

Este campo fue descubierto en 1954 como productor de aceite con una profundidad promedio de 1419m en la Formación carbonatada Charles del Mississipico. El espesor es de 30m.

La Formación evaporítica Watrous Inferior, es el sello más extenso sobre el intervalo de inyección. La técnica empleada es la de Recuperación Mejorada (EOR). Se estima una capacidad de almacenamiento de 223 millones de m³. Las inyecciones se iniciaron en septiembre del 2000 y para marzo del 2003 se hubo almacenado 3 millones de m³ de CO₂ antropogénico (Chalaturnyk, 2005).

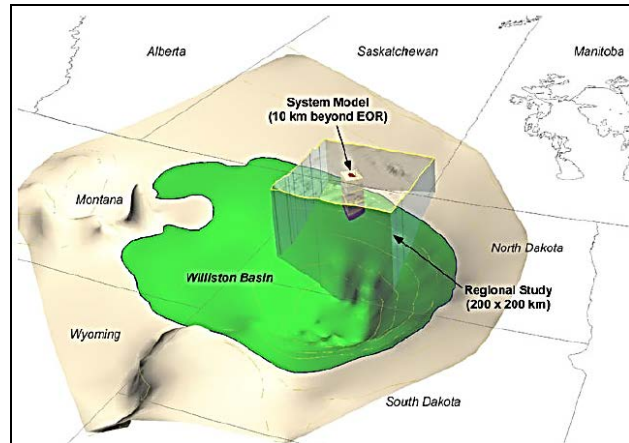


FIG. 21 Relación entre el Sitio Weyburn (punto rojo), modelo del sistema, estudio regional y los límites

geográficos (IEAGHG) Weyburn-Midale Project, 2005).

En septiembre de 2004 se inició un proyecto experimental muy interesante, diseñado para evaluar los modelos de almacenamiento, monitoreo y verificación de técnicas, con costos y riesgos bajos. Entre los objetivos planteados está, el demostrar que el CO₂ puede ser almacenado de forma segura; determinar la distribución y comportamiento del CO₂ en el subsuelo usando varias técnicas de monitoreo; validar modelos y alcanzar un nivel adecuado de experiencia para inyecciones posteriores a mayor escala.

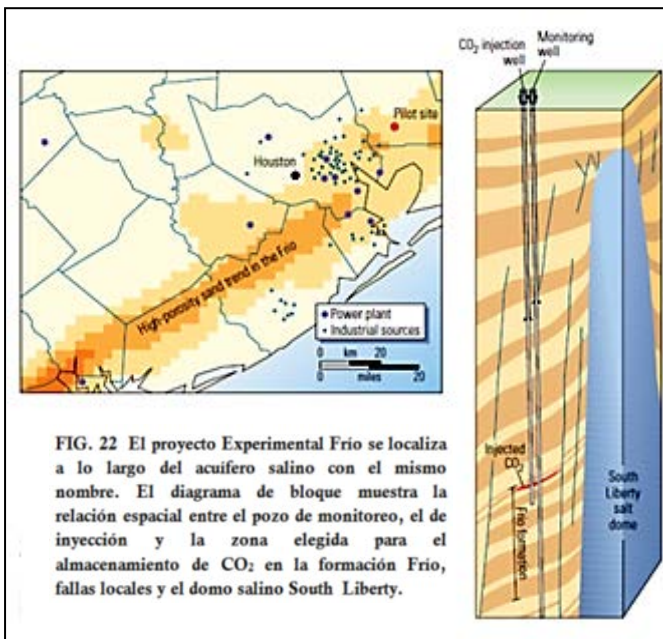


FIG. 22 El proyecto Experimental Frio se localiza a lo largo del acuífero salino con el mismo nombre. El diagrama de bloque muestra la relación espacial entre el pozo de monitoreo, el de inyección y la zona elegida para el almacenamiento de CO₂ en la formación Frio, fallas locales y el domo salino South Liberty.

El proyecto fue fundado por el Departamento de Energía de EU y el National Energy Technology Laboratory; la institución líder es el Bureau de Geología Económica de la Universidad de Austin en Texas (BEG), respaldado por GEO-SEQ, así como la U. S. Geological Survey y el Consejo de Investigación de Alberta.

El campo South Liberty se localiza a 50km al noreste de Houston (Fig.22). La zona de inyección es un complejo deltáico en un estrado simple de areniscas de la Formación Frío del Oligoceno, al sureste de un domo salino, está aislado arriba y abajo por arcillas y un sello estructural lateral por fallas. La profundidad de inyección es de 1539 a 1548 m. El intervalo es heterogéneo con una porosidad de 17 -37%, variabilidad de permeabilidad de 14-3000 mD. La capa sello está conformada por la arcilla Anáhuac de 75m de espesor.

Este sitio fue elegido por ser próximo a una de las mayores áreas de emisiones de CO₂ en EU producidas por plantas de energía, refinerías y plantas de manufactura de químicos. Cada año se almacenan 520 millones de toneladas métricas. Su capacidad se estima en 208-358 billones de toneladas métricas (Kamel Bennaceur, et al. 2004).

NOTA: Algunos de los temas abordados en este capítulo pueden ser consultados también en la tesis de Matínez Montesinos y Nava Carreón (2008) donde presentan el "Estado del Arte del Secuestro Geológico de CO₂ y Aplicaciones".

III.5 CCS en México

Los estudios indican que para el 2012, Norte América es responsable del 20% de las emisiones de GHG del mundo, la mayoría a partir de la quema de combustibles fósiles a consecuencia de la creciente demanda de energía (NACSA, 2012).

En México, el desarrollo de las energía alternativas está en crecimiento; sin embargo, aún no se vislumbra la posibilidad de que éstas logren abastecer la energía que requiere el país, por lo tanto la fuente principal siguen siendo los hidrocarburos y mitigar sus efectos será la prioridad del sector energético. Bajo estas condiciones, el almacenamiento geológico de carbono está obligado a ser la alternativa más importante para confinar las emisiones de CO₂ de fuentes estacionarias.

El entorno económico y social influyen de forma importante en la producción y aprovechamiento de la energía, favoreciendo o limitando el desarrollo de la tecnología adecuada.

La Agencia Internacional de Energía determinó que, para el 2050, el 19% de la mitigación de GHG deberá provenir la captura y almacenamiento de CO₂. El uso en México de la tecnología de CCS se enfoca a dos áreas principales: para la recuperación mejorada de hidrocarburos y mitigar el cambio climático.

Los principales sectores industriales que aportan grandes cantidades de GHG en México son: generación de energía eléctrica; gas, petróleo y petroquímica; cemento y cal; siderurgia y

metalurgia. Estas industrias son las primeras candidatas para la aplicación de las tecnologías de CCS.

La entidad federativa con mayores emisiones es Coahuila con 24 millones de toneladas de CO₂ y en segundo lugar Tamaulipas con emisiones de 19 millones de toneladas. En éste último se localiza la zona de estudio del presente trabajo. Se espera que para el año 2017 se logre dar arranque a los proyectos de almacenamiento de CO₂ en algunas instalaciones localizadas en el Golfo de México, donde se concentra la industria petrolera del país. En México, los acuíferos salinos son los principales objetivos para el almacenamiento de CO₂ por su permeabilidad y porosidad.

Debido a las características geológicas necesarias para la selección de un sitio adecuado para el almacenamiento de CO₂, en México se ha descartado toda la vertiente occidental correspondiente a la zona de subducción del Pacífico, así como la porción central de la Faja Neovolcánica con base en el análisis de la actividad geotérmica, tectónica y volcánica recientes, así como la litología y rasgos geomorfológicos y estructurales (Dávila, 2010) (Fig.23). Dentro de la zona de inclusión para CCS en México, se consideraron 9 de 11 cuencas que fueron evaluadas para determinar su potencial teórico de almacenamiento en formaciones salinas. Basado en el análisis de 111 sectores se estima un almacenamiento de 100Gt (Fig.24).

Las provincias potenciales para el almacenamiento son: Baja California, Sonora-Sinaloa, Chihuahua, Coahuila, Central, Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz, Sureste, Yucarán y Chiapas. Los primeros sectores alrededor del Golfo de México identificados como potenciales para el almacenamiento son: Burgos, Tampico-Misantla, Veracruz, Sureste, Yucatán y Chiapas (Tabla 2).

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 en los 9 sectores analizados (Atlas CO₂,2012).



FIG. 23 Zonas de inclusión y exclusión para almacenamiento geológico de CO₂ en México (Dávila, 2010).

Los estudios, hasta hoy, se han enfocado en los aspectos tecnológicos para determinar cifras acerca del registro y fuentes de emisiones, la capacidad de almacenamiento en acuíferos salinos profundos, actualización de bases de datos y estudios geológicos detallados de superficie y subsuelo en las regiones seleccionadas.

Se ha propuesto el desarrollo de un primer proyecto demostrativo de captura de CO₂ en México con una modalidad CCS+EOR partiendo de la necesidad del país respecto a la extracción de gas y petróleo de campos maduros y, que los principales operadores y activos involucrados laboran bajo el control del gobierno federal (Lacy,2012).

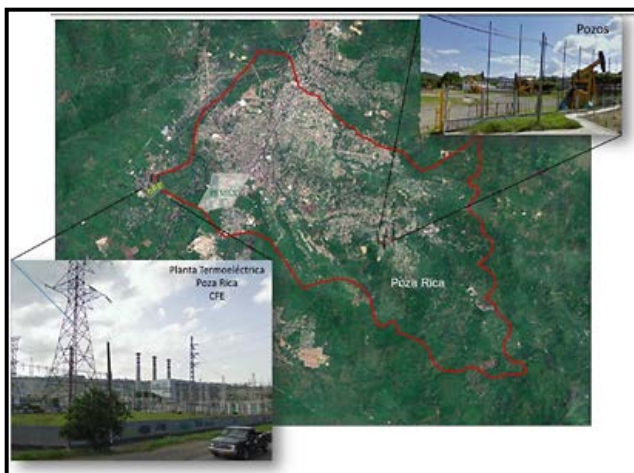


FIG. 24 Localización de la central Poza Rica y posibles pozos candidatos para la inyección (Lacy,2012).

Dicho proyecto plantea la construcción de una planta que capture hasta 8 ton de CO₂ por día en Poza Rica, Veracruz, donde PEMEX cuenta con varios pozos de extracción, aprovechando también la cercanía de la central de CFE lo que facilitaría el transporte del gas (Fig.24).

CAPÍTULO IV

***EVALUACIÓN GEOLÓGICA DE LA REGIÓN
DE SAN FERNANDO, TAMAULIPAS***

- IV.1 Localización
- IV.2 Marco Tectónico
- IV.3 Estratigrafía
- IV.4 Geología Estructural
- IV.5 Metodología

Lo que tenemos que aprender lo aprendemos haciéndolo

Aristóteles

IV. EVALUACIÓN GEOLÓGICA DE LA REGIÓN DE SAN FERNANDO, TAMAULIPAS

Actualmente, la energía en México es, en su mayoría, generada a partir de combustibles fósiles; esto ha llevado a la Comisión Federal de Electricidad (CFE) a incluir dentro de sus proyectos la captura y almacenamiento geológico de CO₂, sumando a México, al grupo de naciones comprometidas a reducir las emisiones de GHG. México ocupa el 11vo lugar a nivel mundial en emisiones relacionadas con el tamaño de su industria.

Hasta ahora las investigaciones y trabajos realizados por la CFE han logrado resultados y estimaciones de capacidad de almacenamiento de CO₂ a escala país y cuenca, seleccionando 9 provincias como potenciales. El siguiente paso es realizar un análisis a escala regional que proporcione un panorama más detallado para la localización y caracterización de sitios.

La *Provincia de Burgos* es una de las prioridades para dicho análisis, debido a la gran cantidad de fuentes emisoras de CO₂ estacionarias, la madurez de la industria y las características geológicas, estructurales y tectónicas. Dentro de dicha provincia se identificaron tres zonas de interés principales: *Reynosa*, *Ciudad Mante* y *San Fernando*.

IV.1 Localización

El área de estudio se localiza en la porción sur de la Cuenca de Burgos, en la margen noreste de la República Mexicana. Cubre principalmente el estado de Tamaulipas, parcialmente Nuevo León y la margen noreste de Coahuila. Se subdivide en 9 áreas (Echánove, 1986): Laredo, Camargo, Oeste Presa Falcón, General Bravo, China, Reynosa, *San Fernando*, Matamoros y San José de las Rusias (Fig. 25).

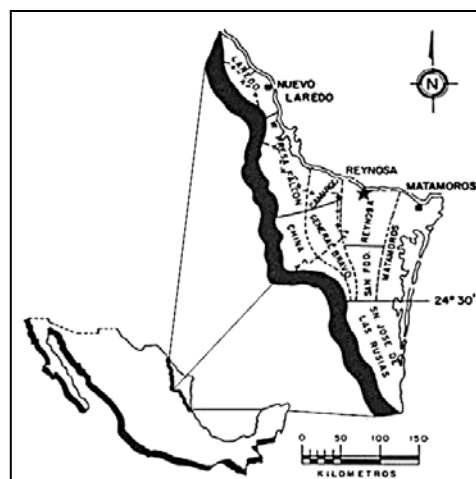


FIG. 25 Localización de la Cuenca de Burgos y las 9 áreas en que se subdivide (Echánove, 1986).

La zona designada como “San Fernando” se localiza dentro del municipio del mismo nombre en el estado de Tamaulipas (Fig.26), su altitud es de 50-300msnm. El clima es semicálido-subhúmedo con lluvias escasas todo el año (77%) y semiseco muy cálido-cálido (23%), con un rango de temperatura de 20-30°C y de precipitación de 500-800 mm. El uso potencial de la tierra corresponde a la agricultura, ganadería y pesca (INEGI,2009).

La región de San Fernando está cubierta por sedimentos marinos semiconsolidados, conglomeráticos al norte y arcillo-arenosos al sur. Se ubica dentro de las provincias fisiográficas de la llanura costera del Golfo Norte y las Grandes Llanuras de Norteamérica. La topografía es suave en general sensiblemente inclinada hacia el oriente.

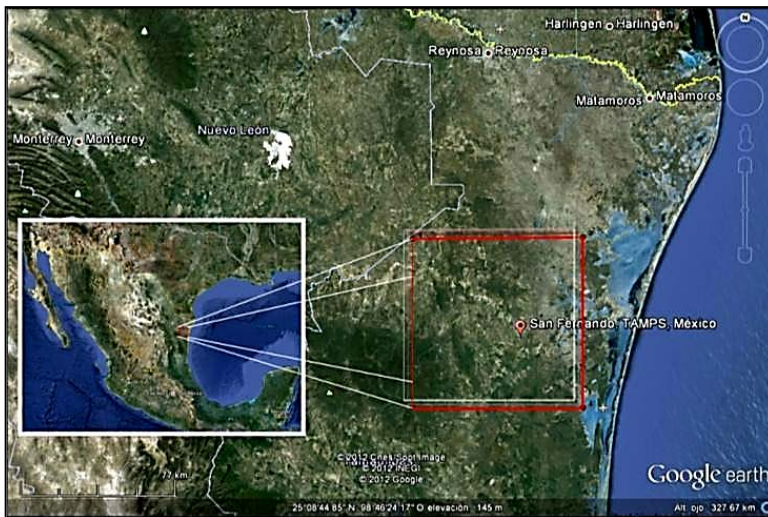


FIG. 26 Mapa de localización del área de estudio, Mpio. San Fernando, Tamps.

Pertenece a la región hidrológica No. 25, San Fernando-Soto La Marina, cuyos escurrimientos desembocan en el Golfo de México entre las cuencas de los Ríos Pánuco y Bravo; ésta forma parte de la cuenca de Laguna Madre, que se extiende desde la desembocadura del Río Soto La Marina hasta el límite con la región hidrológica No.24 (INEGI, 2006).

Geológicamente la provincia se subdivide en franjas alargadas y subparalelas con una orientación oeste-este: *Jurásico-Cretácico*, *Paleoceno*, *Eoceno*, *Oligoceno* y *Mioceno* (Echánove, 1986). Se ubica dentro del terreno tectonoestratigráfico de Coahuila (SGM,2006). En la región de estudio, aflora principalmente la franja del Mioceno al este y en menor porción la del Oligoceno al oeste.

IV.2 Marco tectónico y Paleogeografía

La Cuenca de Burgos se ubica en una margen tipo pasivo, en el noreste de México; está rodeada por elementos tectónicos como el Cinturón Plegado Perdido, el Arco de Tamaulipas y el Lineamiento del Río Bravo (Río Grande) (Fig.27). Geológicamente se extiende al norte hacia Estados Unidos formando parte del Embalse del Río Grande; al oriente, se extiende hacia la plataforma continental del Golfo de México; y al occidente, cubre la plataforma mesozoica del Burro-Picachos (Eguiluz,2011).

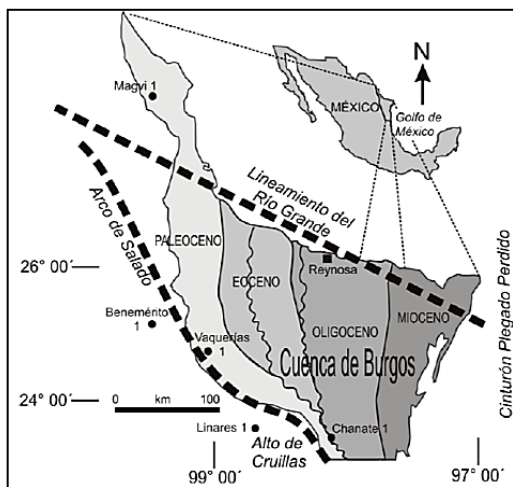
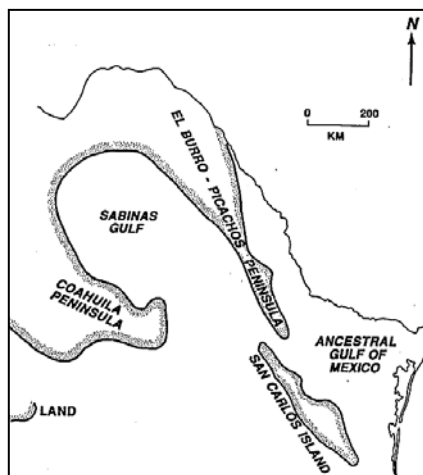


FIG. 28 Paleogeografía del jurásico superior del Noreste de México (Alfonso,1978; Madrid,1976).

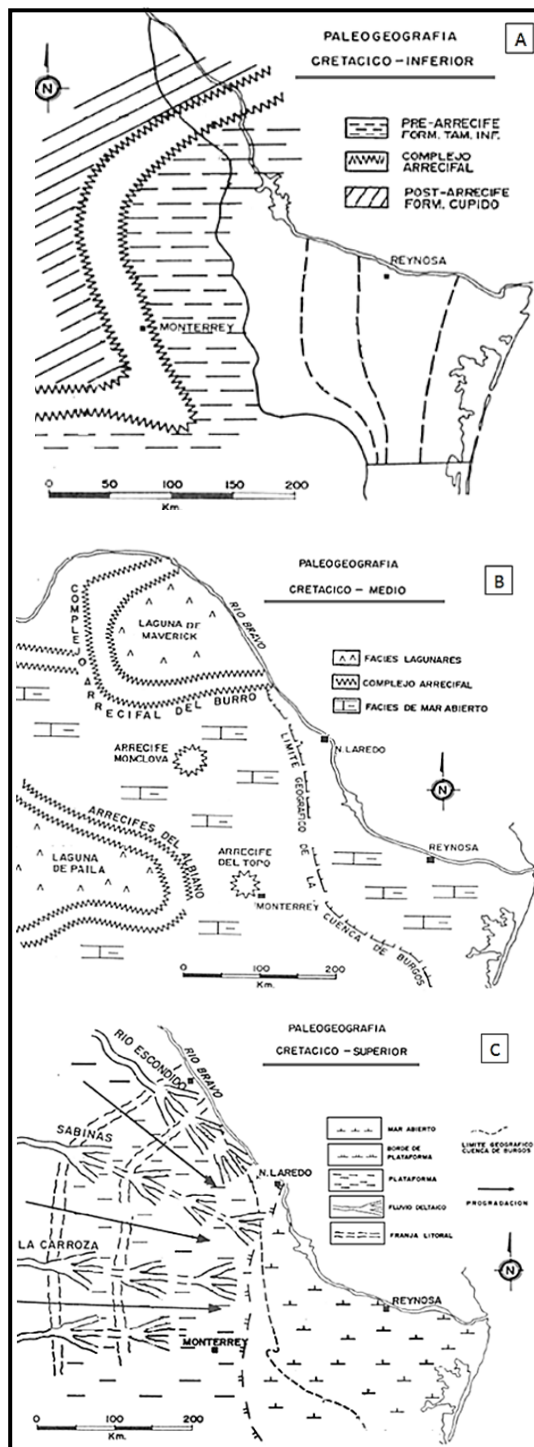
FIG.27 Localización de la Cuenca de Burgos y franjas de afloramientos sedimentarios, dichas franjas se adelgazan al sur debido, posiblemente, a efectos tectónicos. Se observan también, los elementos tectónicos que rodean la cuenca (Eguiluz, 2011).



Las diversas reconstrucciones tectónicas indican que en el Paleozoico, el área que se convertiría en el Golfo de México fue parte del supercontinente Pangea (Salvador, 1987) que se separó durante el Triásico Tardío al Jurásico Temprano. Así pues, durante la apertura del Golfo de México se desarrollaron dos áreas paleogeográficas positivas: la plataforma Coahuila y el Arco Tamaulipas.

Para el Cretácico Inferior, predominan las facies marinas en las que, debido a periodos extensos de estabilidad, se formó un frente arrecifal en la porción noroeste de la provincia (Fig 29 -A). A lo largo del Cretácico Medio, se establece una plataforma debido a la subsidencia que paulatinamente disminuye permitiendo el desarrollo de estructuras arrecifales (Fig.29-B). Con

el levantamiento de la Sierra Madre y del Burro al noreste, se generó un efecto regresivo hacia el oriente. Durante el *Cretácico Superior* ocurre el acomodo estructural del prisma sedimentario en las cuencas de antepaís. Los movimientos continuaron favoreciendo el desarrollo de ambientes fluvio-deltaicos y de barras marinas costeras en sentido de la progradación (Echánove, 1986) (Fig.29-C).



Durante el Cretácico Tardío- Cenozoico Temprano, la Orogenia Laramide provoca el plegamiento y levantamiento de rocas mesozoicas al oeste dando origen a las provincias: Sierra Madre Oriental (SMO) y Golfo de Sabinas, así como una resurgencia parcial de la Península de Burro-Picachos y la Isla de San Carlos.

La tectónica de acortamiento activa durante el Cretácico Superior y Terciario Inferior en México se manifestó como plegamientos y cabalgaduras con dirección este-noreste. Los patrones de la actividad magmática en el noreste de México y los datos geocronológicos sugieren su migración hacia el oriente durante la orogenia (Cerca, 2004).

Del Paleoceno al Eoceno, la provincia de Burgos formó parte de una cuenca de antepaís ubicada hacia el frente del cinturón plegado laramídico de la Sierra Madre Oriental.

FIG.29 Evolución Paleogeográfica del Noreste de México durante el Cretácico (modificado de Echánove, 1986).

En el Oligoceno Temprano se presentan una serie de fallas extensionales que afectan estratos del Mesozoico y el basamento, estas fallas concuerdan con la edad de emplazamiento de la Provincia Alcalina del Este de México (Demant, 1975). Durante esta época se originó la mayor exhumación de la carpeta sedimentaria, y la reactivación el Arco de Tamaulipas y el Lineamiento del Río Grande (LePichon, et al., 2004).

En el Oligoceno Tardío surgió un levantamiento regional, al mismo tiempo que fueron emplazados plutones granodioríticos, ahora expuestos en los núcleos de algunos anticlinales que envuelven el basamento en la porción occidental de la cuenca (Pérez, 1992).

Desde los últimos eventos del Oligoceno, la provincia de Burgos se ha consolidado como una tectónica de margen pasiva, exenta de movimientos y actividad sísmica, lo que permitió el desarrollo de diversos yacimientos de hidrocarburos almacenados en las unidades terciarias.

IV.3 Estratigrafía

La estratigrafía de Burgos corresponde a la columna sedimentaria del terciario desarrollada en etapas regresivas y transgresivas; sin embargo, para describir la evolución de la cuenca se consideran las secuencias del Mesozoico con un basamento metamórfico pre-jurásico cubierto por secuencias carbonatadas depositadas durante el Cretácico.

Basamento Pre-Jurásico

El basamento está compuesto por metasedimentos (pizarras y esquistos de bajo grado) asociados al cinturón tectónico Marathon-Oauchita y la orogenia Apalachiana (Flawn, 1961). También están presentes rocas ígneas ácidas intrusivas (granitos y granodioritas) emplazadas durante el Pérmico y Triásico. Las edades radiométricas de los metasedimentos es de 237 a 328 Ma y de las rocas plutónicas que varían de 233 a 333 Ma (Pérez, 1992).

Jurásico

La unidad conocida como *Lechos Rojos* está formada por areniscas, lutitas y conglomerados de rifting y volcánicos asociados, generados durante la apertura del Golfo de México. Las edades de estos depósitos varían del Calloviano al Tithoniano y tienen un espesor mayor al norte.

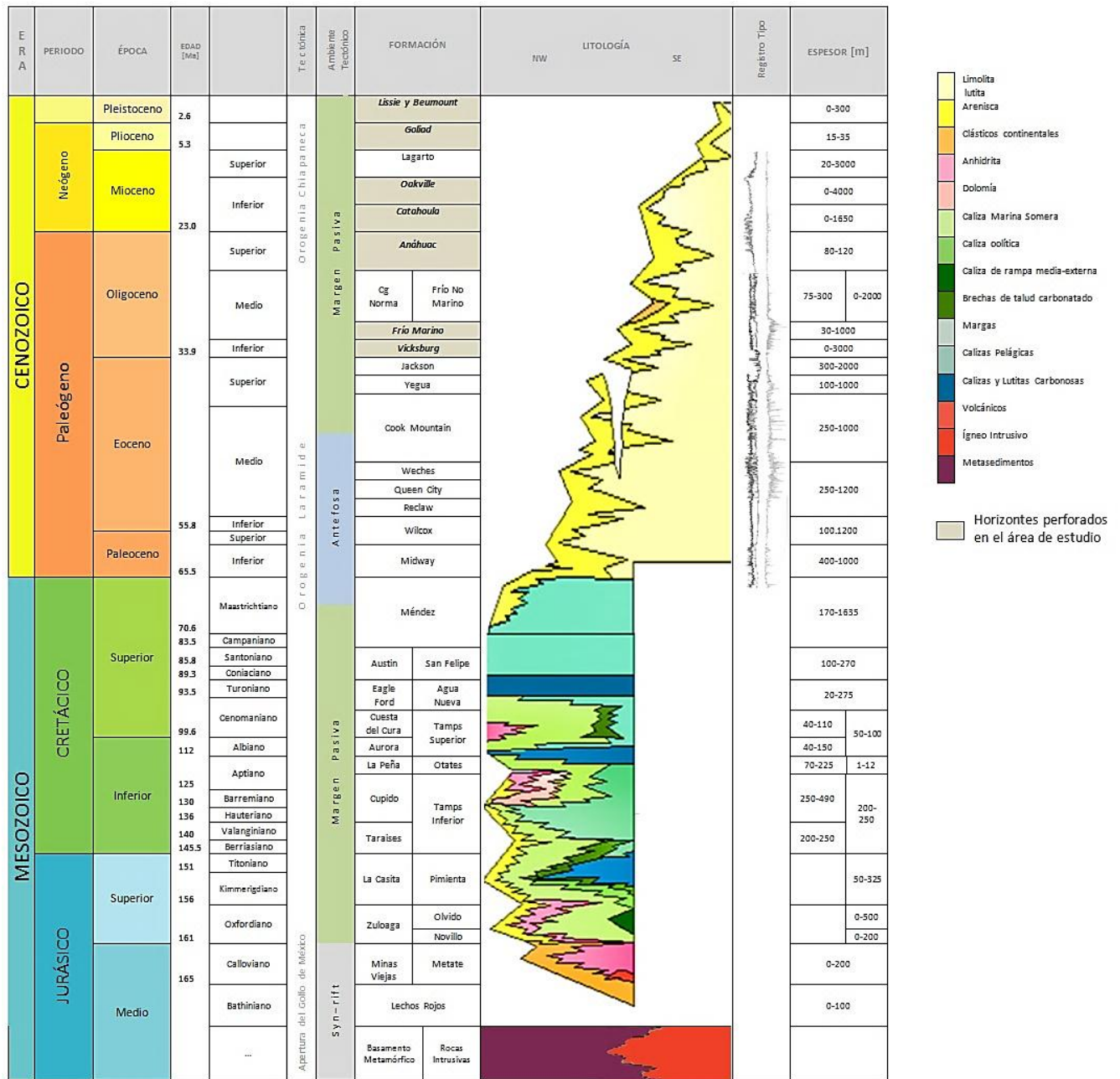


FIG. 30 Estratigrafía de la cuenca de Burgos correspondiente a la columna sedimentaria del terciario, así como la columna mesozoica que antecede a dichos depósitos (Compilación de: López, 1979; Echánove, 1986; Pérez, 1992; WEC, 2010; Eguiluz, 2011)

La *Formación Metate* está compuesta por unidades evaporíticas depositadas en el Jurásico Medio cuando ocurre la primera invasión del mar en el Golfo de México (Madrid, 1976) y suprayacen la superficie erosionada de Lechos Rojos. La unidad equivalente que corresponde a la zona del pliegue de Coahuila es conocida como *Formación Minas Viejas*.

La *Formación Zuloaga* la conforma una secuencia de areniscas y conglomerados compuestos por mudstone y wackestone, material carbonáceo y pirita; en la parte media se

encuentran mudstones con bioturbación; y en la parte superior grainstone parcialmente dolomitizado. La *Formación Olvido* fue depositada a finales del Oxfordiano; los máximos espesores de encuentran al sur de la Península Burro-Picachos; está compuesta por depósitos de carbonatos y evaporitas. Las dolomías y grainstone presentes en esta formación y en la Zuloaga tienen una porosidad y permeabilidad regular a baja, favorecidas por fracturamiento (Echánove, 1986). La *Formación Novillo* la constituyen lutitas carbonosas y calizas arcillo-carbonosas, que junto con la Formación La Casita, son rocas generadoras de hidrocarburos.

Las formaciones *La Casita* (Kimmeridgiano) y *Pimienta* (Titoniano) están conformadas por carbonatos finos y abundante carbón diseminado, generados a partir del desplazamiento de grandes cantidades de materia orgánica vegetal y terrígenos durante la transgresión que tuvo lugar a finales del Oxfordiano.

La distribución y depósito de las secuencias del Jurásico Superior fueron fuertemente influenciados por el Arco de Tamaulipas. Las distintas características sedimentarias entre los depósitos, asociadas a los patrones estructurales, fueron favorables para el desarrollo de trampas gracias a la variación de facies.

Cretácico

Durante el Cretácico Inferior y Medio fueron formados sistemas carbonatados en plataformas restringidas y facies de plataforma evaporítica. La Formación *Tamaulipas Inferior*, compuesta por carbonatos finos, es asociada a facies de mar abierto. La Formación *Taraises*, conformada por una secuencia calcárea con delgadas intercalaciones calcáreo-arcillosas que corresponde a facies someras de ambiente de plataforma, fue depositada durante el Barresiano-Valanginiano (Pérez, 1992). Secuencias de lodos calcáreos con nódulos de pedernal y foraminíferos expresan el predominio de ambientes marinos externos a mar abierto. El desarrollo del frente arrecifal al oriente propició el desarrollo de un modelo sedimentario con tres patrones de facies (plataforma, complejo arrecifal y mar abierto) conocido como Formación *Cupido* compuesta por calizas biogénicas (Echánove, 1986).

Durante el Aptiano Superior persisten los ambientes marinos y se deposita una secuencia calcáreo-arcillosa y una calcáreo-arcillo-carbonosa con alto contenido de materia orgánica. Estas secuencias se conocen como Formación *La Peña* –que sobreyace a la Formación *Cupido*- y el *Horizonte Otates*. El *Horizonte Otates* está compuesto por carbonatos y lutitas con abundante

contenido fósil. Sus espesores son variables y se adelgazan del NW al SE (Pérez, 1992). A inicios del Albiano, la Formación *Aurora* fue formada por depósitos de carbonatos con presencia de algunos nódulos de pedernal de facies de mar abierto.

La Formación *Cuesta del Cura* la constituyen depósitos de carbonatos -mudstone y wackestone- con arcillas calcáreas laminadas así como piritita, bentonita y pedernal, en menor cantidad. La Formación *Tamaulipas Superior* está representada por una potente secuencia de lodos calcáreos finos de estratificación media-gruesa y foraminíferos, correspondientes al Albiano Inferior-Medio. Se localiza al oriente de la cuenca donde las facies son más profundas. Las siguientes unidades corresponden a la Formación *Agua Nueva* y la Formación *Eagle Ford*, conformadas por depósitos de carbonatos con intercalaciones de lutitas. Su espesor disminuye al sur. Posteriormente, depósitos de calizas fosilíferas y wackestone con intercalaciones de lutitas definen a las formaciones *San Felipe* y *Austin* que corresponden a ambientes marinos profundos.

La última unidad depositada en este periodo es la Formación *Méndez*, representada por una secuencia de margas y lutitas del Campaniano-Maastrichtiano. Su máximo espesor se localiza al norte de la cuenca (Pérez, 1992). Su sedimentación indica un incremento en el aporte de siliciclásticos desde el occidente y la profundización de la cuenca hacia el oriente.

Cenozoico

Los eventos tectónicos y estructurales asociados a la Orogenia Laramide propiciaron un aumento notable en la sedimentación, produciendo tres depocentros cenozoicos progradantes sobre la margen cretácica (Winker, 1983; Galloway, 1989). Se alcanza un espesor de 10km de siliciclásticos expuestos a lo largo de la margen occidental del monoclinal que buza al este de la cuenca.

Paleógeno

Paleoceno

Se depositaron areniscas de ambientes someros sobre la superficie cretácica erosionada, y sobre estos, una secuencia arcillo-arenosa marina con presencia de cuerpos aislados de arena; esta sucesión es conocida como Formación *Wilcox* de ambiente de plataforma interna; la secuencia equivalente para depósitos de plataforma media se les conoce como Formación *Midway*. Estas secuencias comprende desde el límite K/T hasta los 60 Ma (Eguiluz, 2004). La Formación *Midway* tiene espesores hasta 1250m y se localiza al occidente de la cuenca, al sur está ausente.

Eoceno

La Formación *Recklaw* es representada por arcillas con algunos desarrollos arenosos que se interpretan como parte de la plataforma media a externa; en tanto que la Formación *Queen City* la conforman depósitos areno-arcillosos con desarrollos arenosos intercalados a sistemas de barras, asociadas a ambientes mixtos; ambas formaciones depositadas a lo largo del Eoceno Inferior- Medio (Echánove,1986). La Formación *Weches* está formada por arcillas con delgadas capas de arenas de grano fino. Esta formación así como la *Queen City* tienen una edad aproximada de 45 a 39.5 Ma (Eguiluz,2004). Cubre los depósitos previos del Eoceno excepto al sur donde no ha sido identificada.

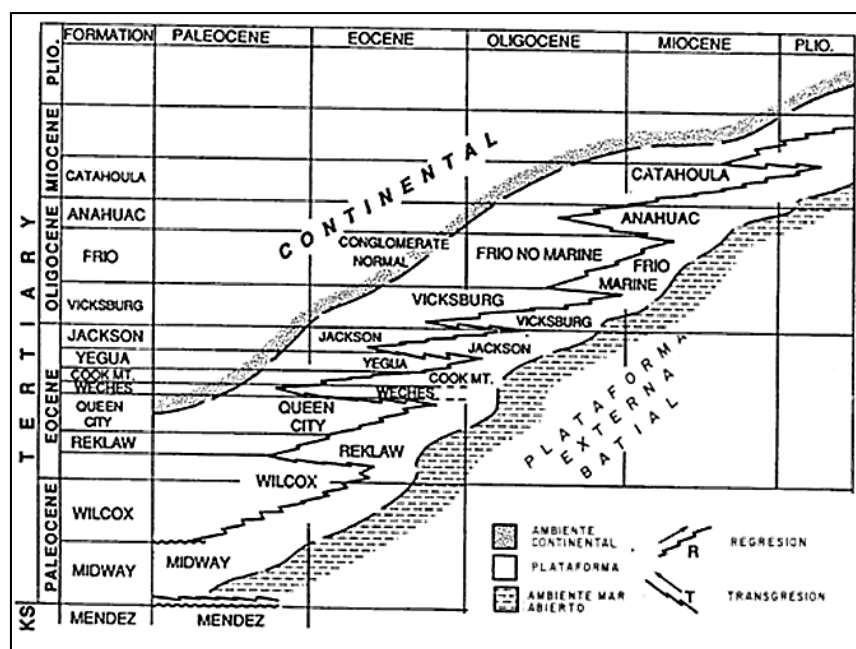
A finales el Eoceno Medio se depositaron sedimentos predominantemente arcillosos, así como cuerpos arenosos con distribución restringida, conocidos como la Formación *Cook Mountain*, que corresponde al inicio de un ciclo regresivo, que a su cierre crea secuencias areno-arcillosas de ambiente de litoral representativas de la Formación *La Yegua* (Echánove,1986).

La Formación *Jackson*, depositada en el Eoceno Superior, consta de areniscas y lutitas con algunas capas de ceniza volcánica en la parte superior depositados en un ambiente de plataforma somera. El espesor máximo se encuentra en la porción central y norte de la cuenca y se adelgaza hasta desaparecer al sur.

Oligoceno

Las formaciones *Vicksburg*, *Frío*, *Anáhuac* y *Conglomerado Norma* se depositaron durante dos ciclos regresivos principales (Fig.31):

FIG. 31 Ciclos transgresivos y regresivos durante el Terciario en la cuenca de Burgos (Echánove, 1986; Pérez Cruz, 1992).



A la Formación *Vicksburg* la conforman arcillas y arenas de grano fino a medio, que alternan con lechos de ceniza volcánica. Se divide en dos zonas (López, 1979): superior (agua salobre) e inferior (marina), cada una con fauna característica.

Durante el Oligoceno Medio, ocurre el depósito de la Formación *Frío Marino*, constituida por lutitas y por arenas con intercalaciones delgadas de lutitas; estas secuencias tienen espesores que van de los 30 hasta 1000 m, ensanchándose en dirección Este. Se observa la presencia de foraminíferos y en algunas áreas se han detectado manifestaciones de hidrocarburos (López, 1979). La unidad *Frío No Marino* es definida por una secuencia de lutitas, fragmentos de anhidrita y yeso y cuerpos arenosos lenticulares de grano fino a grueso, y permeabilidad variable. Al occidente, equivale al *Conglomerado Norma*, o bien se acuña y erosiona.

El *Conglomerado Norma* es una columna de sedimentos formada por gravilla y guijarros, cantos rodados de caliza, rocas ígneas y arenisca, así como fragmentos de pedernal, algunos lechos arenosos y restos de madera silicificada. Fue depositado por una corriente fluvial formando un amplio abanico clástico a lo largo de una banda angosta con orientación norte-sur.

La Formación *Anáhuac* se compone de lutitas y arenas de grano fino pobremente consolidadas. Sus espesores más potentes figuran al oriente de la cuenca (Pérez, 1992).

Neógeno

Mioceno

En el Mioceno Inferior se deposita una secuencia de lutitas y arenas, ambas con material tobáceo de textura fina, su estratificación está bien definida. Estas unidades corresponden a la Formación *Catahuola* cuyos espesores llegan a los 1650m.

Para el Mioceno Medio, la Formación *Oakville* está definida por depósitos areno-arcillosos con intercalaciones de cuerpos arenosos que forman una plataforma de ambientes mixtos y de plataforma interna. La formación correspondiente a facies de plataforma media a externa, compuesta por arcillas con intercalaciones de areniscas depositadas en el Mioceno Superior, es la Formación *Lagarto*.

Plioceno

La Formación *Goliad* se compone de gravas, arenas y arcillas con material yesífero en forma de abanicos deltáicos probablemente depositados por ríos o arroyos caudalosos.

Cuaternario

Pleistoceno

Los depósitos más recientes del Pleistoceno son representados por las formaciones *Lissie* y *Beumont*, compuestas por gravas, arenas con estratificación cruzada y arcillas de ambiente continental que contienen restos de madera petrificada.

IV.4 Geología Estructural

Las características estructurales predominantes corresponden a fallas normales lítricas con amplios desplazamientos y caída al oriente; sobre los horizontes de arcillas del Paleoceno, se desarrollan niveles de despegue de estructuras de roll-over.

Estructuralmente en la Cuenca de Burgos, se distinguen tres tipos principales de fallamiento: 1) En la franja del Paleoceno, fallas normales syndepositacionales con zonas de expansión poco desarrolladas, que incluye el plegamiento de la provincia de la Sierra Madre Oriental; 2) En las franjas del Eoceno y Oligoceno, fallas synsedimentarias de ángulo medio-bajo, pliegues abiertos intrusionados por plutones del Cenozoico en las áreas de Picachos, San Carlos y Tamaulipas; y, la región este, con un homosinclinal mesozoico, buzante al este, cubierto por fallas de crecimiento de alto ángulo que alcanzan la plataforma continental, afectando principalmente a las secuencias estratigráficas del Mioceno y Plioceno.

. La tectónica de acortamiento a partir del Cretácico Superior, se manifestó con plegamientos y cabalgaduras. En el noreste, las salientes en el cinturón de pliegues y cabalgaduras son influenciadas por las rocas que sobreyacen –evaporitas o secuencias arcillosas– que presentan un comportamiento dúctil, generando desacoplamiento mecánico entre la cobertura cretácica y el basamento subyacente (Cerca, 2004).

Durante el Cenozoico, una potente cuña sedimentaria –mayor a 10km- fue depositada comprimiendo los depósitos anteriores (González, 1976). Las rocas terciarias tienen como base a un nivel estructural semiparalelo a la inclinación del basamento y, sobre esta rampa, se presenta un sistema estructural de extensión y fallas lístricas con prismas sedimentarios asociados.

La primera discordancia regional importante se data en 48.5 Ma; las secuencias fueron fragmentadas en bloques rotados y movidos por fallas lístricas de extensión (Eguiluz, 2004). Las secuencias precedentes a la Formación *Weches* fueron dislocadas por fallas lístricas y erosión marina, generando una discordancia importante, a los 39.5 Ma, sobre la que fue depositada la Formación *Yegua*.

Debido a la compresión asociada a la cuenca de antepaís de la Sierra Madre Oriental, en el Eoceno Medio-Superior, se produjeron pliegues a gran escala (Pérez, 1992). Del Eoceno Superior al Oligoceno se reactivan áreas positivas generando fallas de crecimiento que influyeron en la sedimentación de las formaciones *Yegua* y *Vicksburg*.

La tectónica gravitacional durante el Oligoceno, provocó una serie de fallas extensionales (Fig. 32) que profundizan afectando estratos del Mesozoico y el complejo basal (Eguiluz, 2009).

En el Mioceno, se incrementa la afluencia de sedimentos, en tanto que hasta el Pleistoceno, continúa el levantamiento regional al occidente y la erosión. Los modelos estructurales muestran mayor actividad de fallamiento postdeposicional y distinguen un extenso monoclinal buzante al oriente seccionado por sistemas de fallamiento normal-gravitacional.

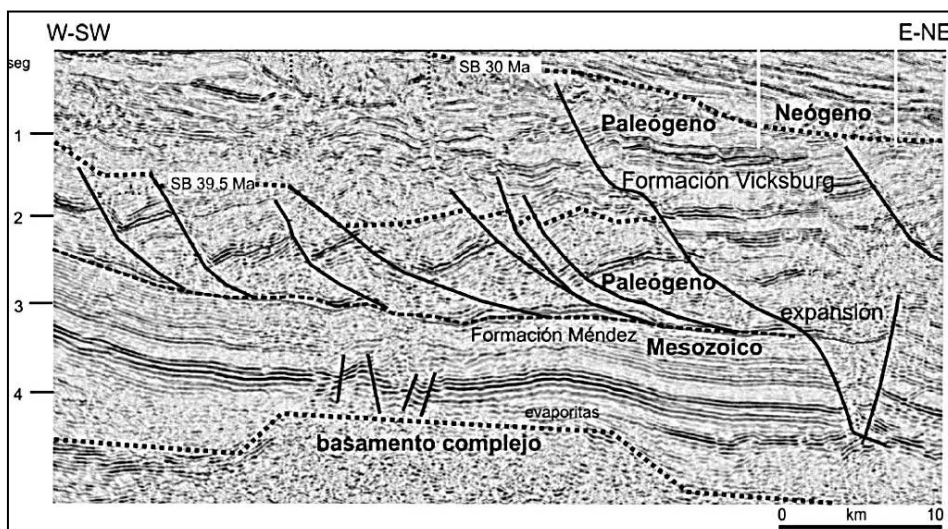


FIG. 32 Sección sísmica Regional donde se muestra el basamento escalonado e inclinado al este. Un nivel inferior de despegue sobre evaporitas del Js_{sup}, con pliegues de acortamiento y un nivel superior de despegue sobre lutitas del K_{sup} con extensión que afecta las rocas del Paleógeno. Se observan dos discordancias prominentes datadas en 39.5 Ma y 30 Ma (Eguiluz, 2009).

Uno de los rasgos característicos de la provincia de Burgos es la tendencia general de la cuenca con una suave inclinación al este y noreste, así como la estructura en franjas sedimentarias, orientadas NNW-SSE como expresión de los diversos eventos que la han modelado.

IV.5 Metodología

El siguiente cuadro muestra el flujo de trabajo sugerido para la evaluación geológica para almacenamiento de CO₂:

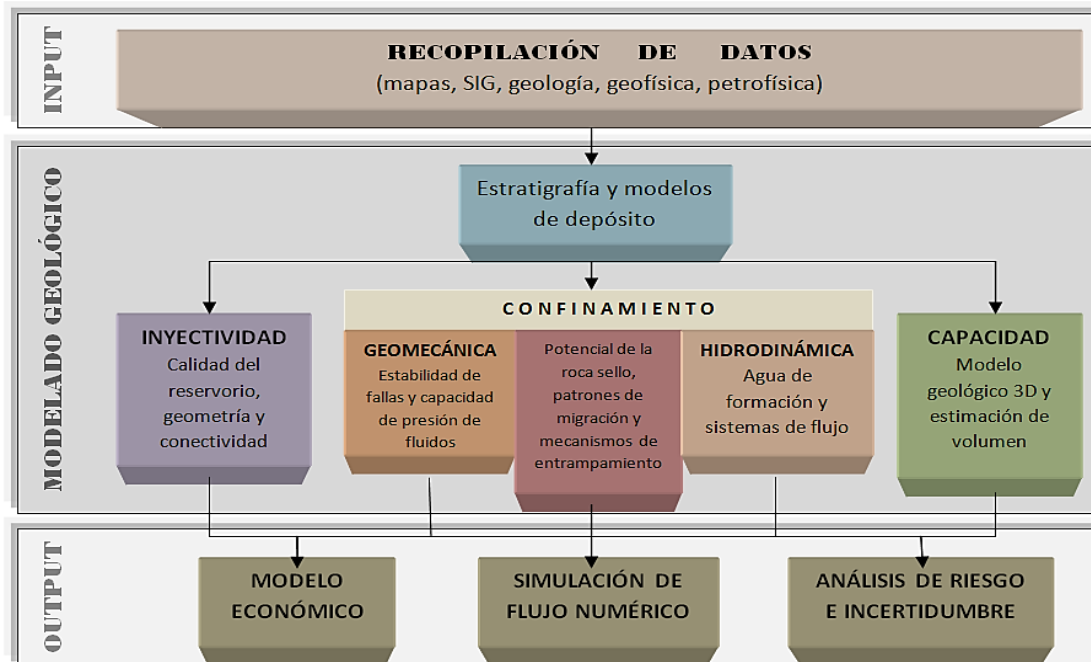


FIG. 33 Flujo de Trabajo para la evaluación geológica para almacenamiento de CO₂ (Gibson, 2006).

RECOPIACIÓN DE DATOS: obtener información bibliográfica a partir de artículos y publicaciones científicas, reportes geológicos y mapas que permita establecer el marco geológico regional; información de pozos como registros geofísicos, columna geológica, litología, secciones estratigráficas y sísmicas; datos petrofísicos, así como tectónicos y estructurales.

Posteriormente toda la información es seleccionada y ordenada de acuerdo con los datos que sean de utilidad para el análisis del área, enfocándose en la información más completa, datos de registros, configuración de las cimas de las formaciones y su descripción litológica, la descripción paleontológica, ambiente de depósito y salinidad del agua de formación, que harán posible la conformación de bases de datos para cada región o localidad de estudio.

MODELO GEOLÓGICO: El modelo geológico se define a partir de la interpretación de la información seleccionada y datos de porosidad, saturación de agua y permeabilidad. De tal forma que puedan identificarse los intervalos que, de acuerdo con sus características, se perfilan como acuíferos salinos, ya que el agua contenida presenta salinidades mayores a las 10 000 ppm, y se encuentran a una profundidad por debajo de los 800m. Además, se comprueba la existencia de una capa o roca sello por encima del intervalo de almacenamiento, que garantice el confinamiento de los fluidos.

Una vez determinada la unidad almacén, se procede al cálculo del espesor y geometría de ésta, de acuerdo con las secciones regionales, para luego integrar la información petrofísica. La selección de un sitio depende de la presencia de una roca almacén, roca sello y trampa geológica. Se definen los límites geológicos de la unidad de almacenamiento, la litología y estratigrafía detalladas, profundidad máxima y mínima (espesor) y área.

La capacidad será estimada calculando la porosidad, permeabilidad y condiciones de presión y temperatura de la formación, salinidad y saturación del agua irreducible y ambiente sedimentario. De forma ideal, se deberá elegir el sitio con mayores valores de porosidad y permeabilidad, sin embargo, factores geológicos o ingenieriles pueden modificar dicha condición.

Para la estimación de la capacidad teórica (escalas mayores) se emplea la siguiente fórmula basada en un modelo determinístico:

$$V_{CO_2t} = V_{tramp} \phi (1 - S_{w_{irr}}) = A h (1 - S_{w_{irr}})$$

V_{CO_2t} – Volumen de almacenamiento de CO_2 teórico

V_{tramp} – Volumen de almacenamiento en la trampa

A – Área

h - Espesor

ϕ – Porosidad efectiva

$S_{w_{irr}}$ – Saturación del agua irreducible

Para obtener el dato de capacidad de almacenamiento se multiplica el volumen por el dato de la densidad del CO_2 con base en el diagrama del volumen relativo a diferentes profundidades (Fig. 34).

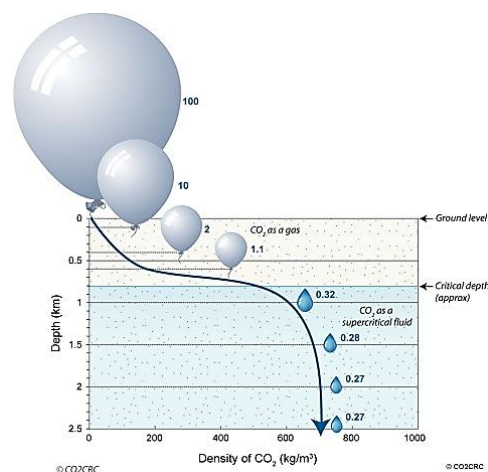


FIG. 34 Densidad y volumen relativo del CO_2 a diferentes profundidades. CO2CRC.

La capacidad de almacenamiento se establece de acuerdo con el espacio poroso que pudiera ser ocupado por los fluidos inyectados, de tal forma que para el cálculo de la capacidad *efectiva* (escala regional. Ver Fig. 19) debe tenerse, además de los parámetros antes mencionados, el conocimiento del ambiente de depósito al que corresponden las unidades para poder seleccionar el factor de eficiencia. Estos factores se toman de tablas de la AGD (Average Global Database) en las cuales se emplean modelos probabilísticos basados en las características sedimentológicas, estratigráficas y estructurales de cientos de cuencas alrededor del mundo e incluyendo el factor de densidad del CO₂ a profundidad. En esta etapa es necesario un análisis cuidadoso de las propiedades de cada unidad y elegir el factor adecuado y multiplicarlo por el volumen de porosidad de la unidad seleccionada:

$$CAE = VP * B_{SE}$$

Para el cálculo de capacidad efectiva de almacenamiento (escala sitio) se requieren los siguientes datos: Área (km²), Espesor (m), Porosidad Efectiva(%), Volumen de porosidad (VP), Salinidad del agua (ppm), Ambiente de depósito, Factor de Eficiencia (B_{SE}).

El volumen de porosidad de la unidad almacén se determina a partir de la siguiente fórmula

$$VP = A * h * \phi$$

A - Área de la Unidad de almacén

E- Espesor de la formación con una porosidad $\geq 8\%$

ϕ - Porosidad del intervalo

El modelo 3D fue realizado utilizando el software MOVE®, una herramienta para el modelado estructural que posee distintas aplicaciones para construir modelos basados en principios geológicos a través de la integración de datos.

Los datos para la construcción del modelo fueron tomados de artículos e información publicados, haciendo uso de líneas sísmicas (Pérez, 1992); secciones geológicas, registros petrofísicos de pozos y secciones (Riba, 2010); así como, mapas regionales e información estratigráfica (Pérez, 1992; Echánove, 1986; López, 1979; Cuevas, 2004).

CAPÍTULO V

CARACTERIZACIÓN DE SITIO

- V.1 Capacidad de almacenamiento
- V.2 Caracterización
- V.3 Estimación del volumen de almacenamiento

La ciencia se compone de errores, que a su vez, son los pasos hacia la verdad

Julio Verne

V.1 Capacidad de almacenamiento

La evaluación de una región para determinar sitios potenciales para el almacenamiento geológico, obedecen a una serie de análisis y procedimientos que permiten conocer con detalle las características de la estructura seleccionada y que ésta cumpla con los parámetros críticos: profundidad mínima de 800 m y máxima de 2000 m, espesor de la formación mayor a 50m, porosidad mayor al 8%, así como la presencia de capas sello, fallas geológicas o discontinuidades estratigráficas que formen una trampa.

Tomando como referencia la tabla propuesta por Bachu (2006), donde el potencial aumenta de acuerdo con la numeración de menor a mayor, se concluyó que la mayoría de los criterios presentan un alto potencial de almacenamiento, por lo que, el sitio es adecuado para la caracterización:

	Criterio	Potencial de almacenamiento de CO ₂				
		1	2	3	4	5
1	Tectónica	Muy Alta	Alta	Intermedia	Baja	<i>Muy Baja</i>
2	Tamaño	Muy pequeña (< 1000km ²)	Pequeña (1000-5000 km ²)	<i>Mediana (5000-25000km²)</i>	Grande (25000-50000 km ²)	Muy Grande (>50000km ²)
3	Profundidad	Muy somera (<300m)	Somera (300-800m)		Profunda (>2500m)	<i>Intermedia (800-2500 m)</i>
4	Intensidad de Fallamiento	Fuertemente		<i>Moderada</i>		Limitada
5	Roca Sello	Pobre		Intermedia		<i>Excelente</i>
6	Potencial de Hidrocarburos	Nulo	Poco	Medio	<i>Grande</i>	Muy grande
7	Madurez Industrial	Inexplorado	Explorado	En desarrollo	<i>Maduro</i>	Super- maduro
8	Ubicación	Aguas profundas		Plataforma continental		<i>Continente</i>
9	Clima	Ártico	Sub-ártico	Desértico	Tropical	<i>Templado</i>
10	Accesibilidad	Inaccesible	Difícil		Aceptable	<i>Fácil</i>
11	Infraestructura	Ninguna	Poca		Moderada	<i>Amplia</i>

Tabla 3. Evaluación del sitio

La capacidad de almacenamiento de un sitio, es la capacidad volumétrica del reservorio para contener un fluido. Se determina a partir del análisis de las características geológicas del subsuelo en un sitio determinado.

La *capacidad teórica* de almacenamiento se define como el límite físico de la unidad de almacenamiento; la *capacidad efectiva* se obtiene al definir límites geológicos e ingenieriles que pueden modificarse con el tiempo al obtener nueva información de los sitios factibles para la inyección y el almacenamiento de CO₂.

La *capacidad práctica*, es cuando se aplican las limitantes técnicas, regulatorias, de infraestructura, económicas y legales, a los resultados obtenidos en la capacidad efectiva, indicando las consideraciones técnicas y comerciales de la inyección y almacenamiento en las unidades seleccionadas en un tiempo determinado.

La capacidad factible, se obtiene al contrastar las limitantes geológicas teóricas con las reales para su aplicación en la industria. Una vez realizada la caracterización la factibilidad comercial queda a cargo de la autoridad jurisdiccional correspondiente (modificado de IEA-GHG, 2008).

V.2 Estimación de la Capacidad de Almacenamiento

El sitio elegido para la caracterización se localiza dentro de la franja del Mioceno en areniscas de las formaciones Catahoula y Anáhuac. En los horizontes del Oligoceno se encuentra

una trampa tipo roll over, truncada de forma longitudinal por un sistema de fallas normales escalonadas al este, los cierres laterales son de contra falla al este y oeste (FIG.34-37).

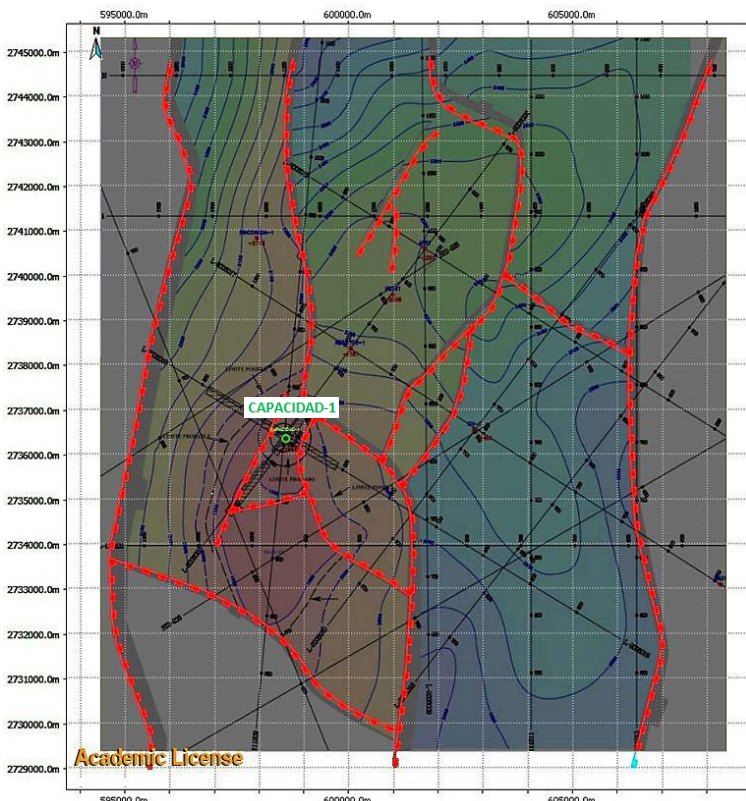


FIG. 35 Mapa estructural regional que muestra los sistemas de fallas normales que delimitan la zona de estudio, así como el pozo CAPACIDAD-1 a partir del cual se realizó la evaluación.

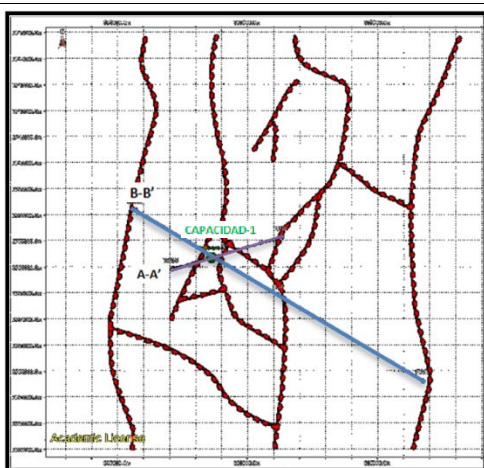


FIG. 36 Mapa estructural con las Secciones A-A' con orientación SW-E y BB' con orientación NW-SE

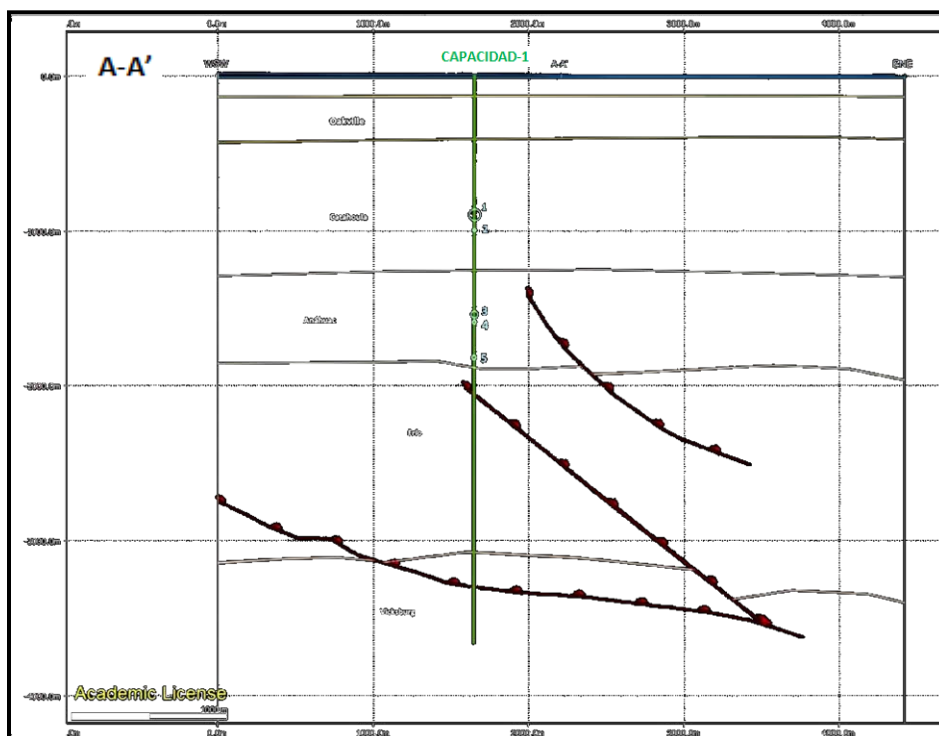
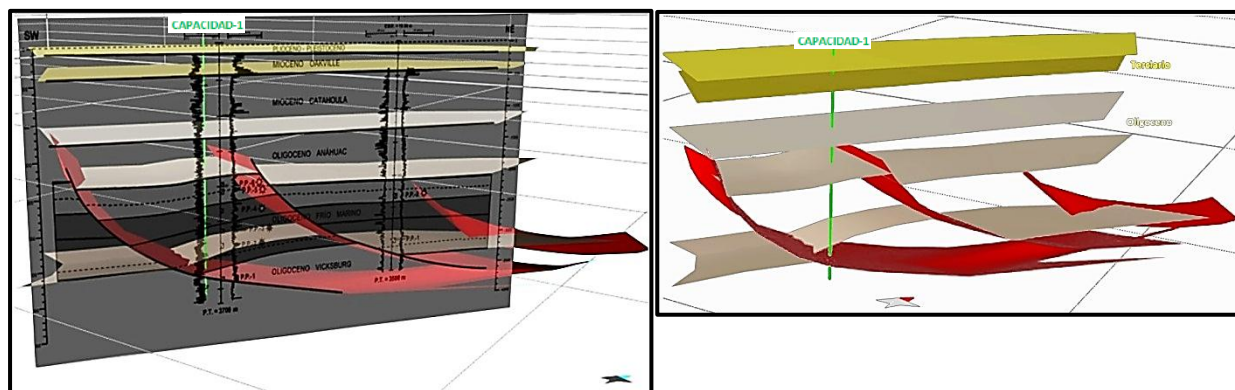


FIG. 37 Sección A-A' y vistas 3D generadas a partir de las secciones regionales y sísmicas del modelo.



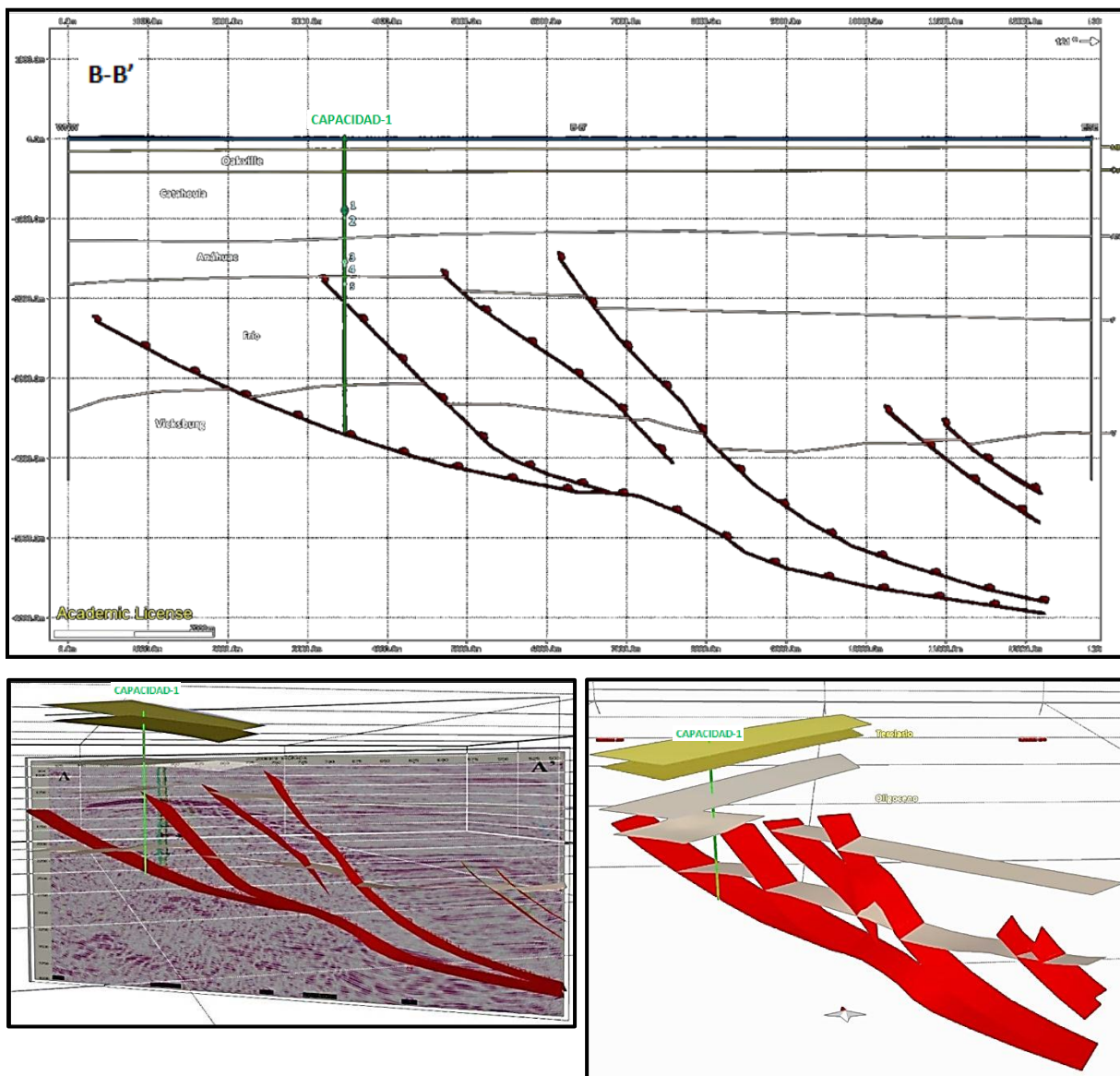


FIG. 38 Sección B-B' y vistas 3D generadas a partir de las secciones regionales y sísmicas del modelo

Con base en los datos del pozo CAPACIDAD-1 que tiene una profundidad de 3709m, se define la siguiente columna estratigráfica:

Periodo	Época	Formación	Cima (m)	Base (m)	
Neógeno	PLIOCENO- PLEISTOCENO		Aflora	143	
		Mioceno	OAKVILLE	143	425
			CATAHOULA	425	933
Paleógeno	Oligoceno		ANAHUAC	1033	1845
			FRIO MARINO	1845	3190
			VICKSBURG	3190	3709

Tabla 4. Columna estratigráfica regional

Como se presentó en la descripción de la geología de la Cuenca de Burgos, hacia la porción sur, las unidades se acuñan o son ausentes; así como también existe un ligero buzamiento hacia el este, que afecta desde el basamento a todas las unidades depositadas.

A partir del modelo geológico y el análisis de registros geofísicos del pozo CAPACIDAD-1, fueron seleccionados 5 intervalos con potencial de almacenamiento de fluidos (FIG.38):

OBJETIVO	FORMACIÓN	CIMA	BASE	ESPESOR	LITOLOGÍA	Φ (%)	K (mD)
1	Catahoula	855	925	70 m	Arenisca limpia	18%	0.1 – 10
2	Catahoula	980	993	13 m	Arenisca limpia	15%	1 – 100
3	Anáhuac	1515	1560	45 m	Arenisca arcillosa	12%	0.01 – 10
4	Anáhuac	1575	1595	20 m	Arenisca arcillosa	12%	0.01 – 10
5	Anáhuac	1804	1830	26 m	Arenisca arcillosa	10%	0.001 – 1

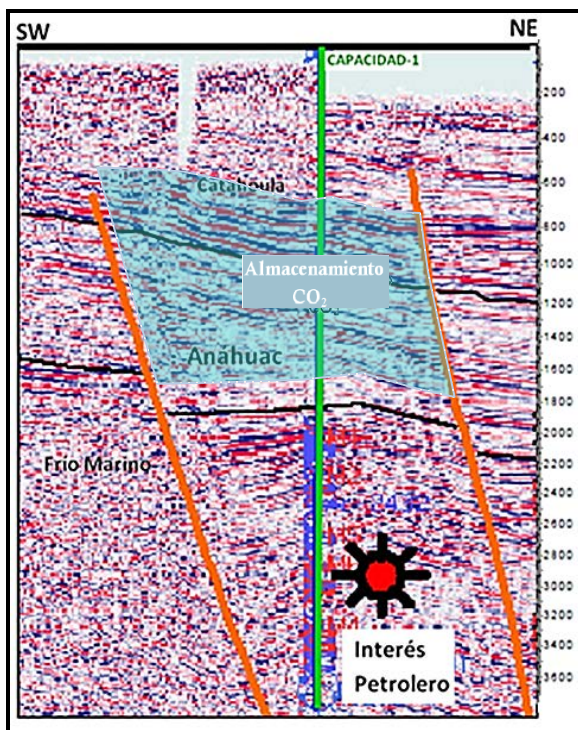


Tabla 5. Evaluación de los horizontes seleccionados

FIG. 39 Imagen de sección sísmica SW-NE que muestra la estructura de interés limitada por fallas y el pozo CAPACIDAD-1 que corta las unidades del terciario y del Oligoceno. Por debajo de los 50 m se considera una zona de interés petrolero (Modificado de Cuevas, 2004).

Se establecieron los siguientes límites para la selección de horizontes objetivo: el límite superior se localiza a 800 m, que es la profundidad mínima a la que debe ser inyectado el CO_2 en estado supercrítico; el límite inferior se encuentra a los 1950 m, ya que por debajo de esta profundidad, se hallan los intervalos de interés petrolero. Dicho intervalo muestra una litología heterogénea, con arenas menos consolidadas y limpias en la parte somera y a profundidad se presentan alternando con horizontes arcillosos de espesores que van de unos cuantos metros a

decenas de metros, o bien como areniscas arcillosas. Por encima del límite superior se cuenta con un sello de 120 m de espesor, formado por lutitas de la Formación Oakville y para el límite inferior, un horizonte conformado por lutitas arenosas de la Formación Frío Marino de 50 m de espesor.

Se considera que el comportamiento del gas, una vez inyectado en las unidades seleccionadas, mostrará patrones de flujo laterales (migración) y movimientos ascendentes (fuga). El sello está conformado por diversos horizontes de lutitas de espesores que varían desde los 9 hasta los 120 metros, creando sellos intraformacionales o *baffles*, que en conjunto garanticen el confinamiento del gas (FIG.39).

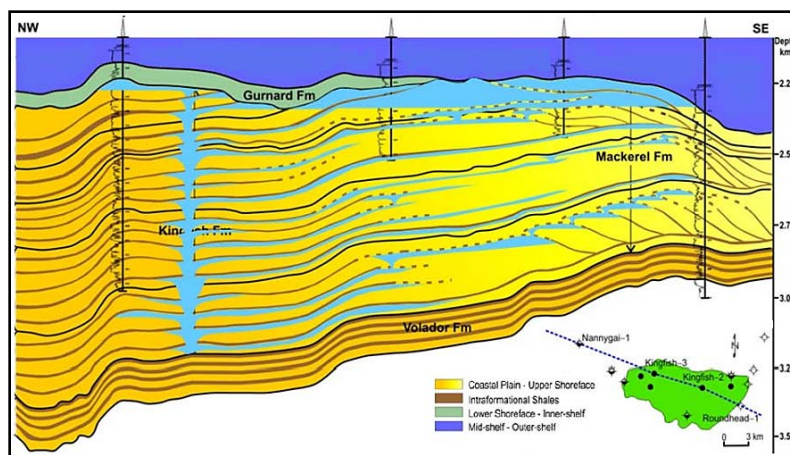


FIG. 40 Ejemplo del patrón de migración en los sellos intraformacionales que se incrementa longitudinalmente y proporcionan mejores posibilidades de un entrapamiento residual y disolución (Gibson-Poole, 2009) Las áreas azul claro muestran el comportamiento y distribución del CO₂ entrapado en dichas estructuras.

Las unidades más someras de la Formación Catahoula posee características de porosidad y permeabilidad mayores, con una litología predominante de areniscas y horizontes arcillosos poco consolidados, depositados en ambiente de plataforma durante un período regresivo; en tanto que, en las unidades de la Formación Anáhuac, dichos valores disminuyen debido a una mayor compactación y heterogeneidad, en horizontes de arenas con intercalaciones delgadas de lutitas y horizontes de lutitas arenosas depositadas en un ambiente deltaico.

De acuerdo con la interpretación de los registros, todas las unidades entre los 800 m y 1975 m se encuentran saturadas por agua cuya salinidad es de 28 000 ppm de NaCl.

Con base en el modelo geológico y el análisis regional propuesto por Cuevas (2004), se definieron dos áreas para la estimación de la capacidad de almacenamiento estableciendo los límites PROBABLE y POSIBLE en el sitio (Fig.40).

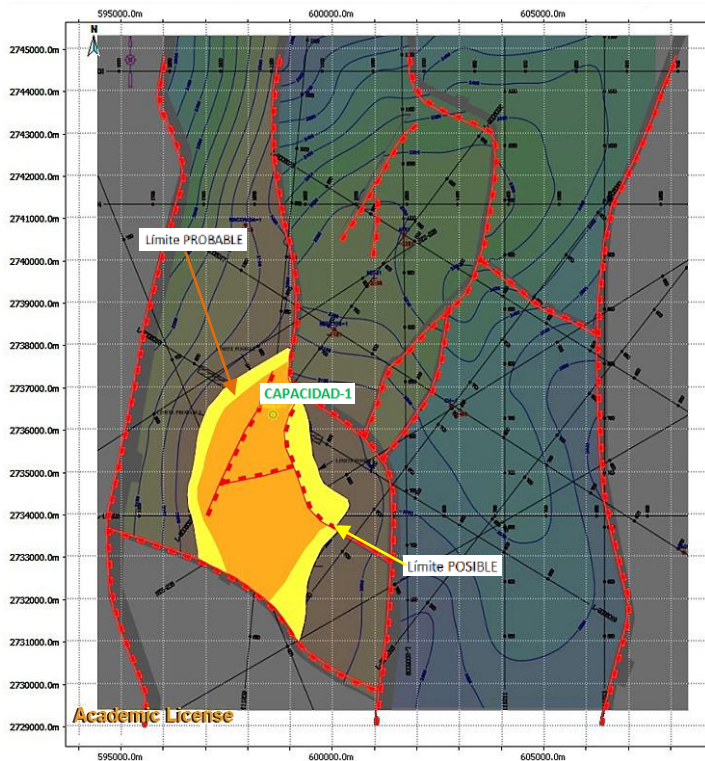
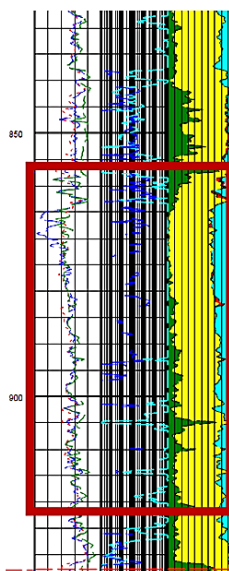


FIG. 41 Mapa estructural que muestra las áreas de los límites probable (naranja) y posible (amarillo) superpuestas.

V.3 Volúmenes de almacenamiento

Para determinar los valores de porosidad, saturación de agua y permeabilidad, fueron analizados los registros de resistividad (AIT: Arreglo de Inducción), rayos gama e índice de porosidad (sónico, densidad y neutrón).



OBJETIVO 1

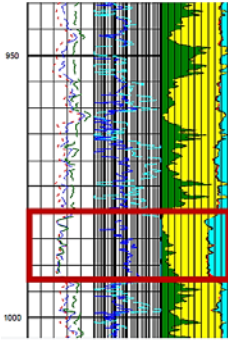
Intervalo: 855 m – 925 m

Corresponde a la Formación Catahoula y se compone de areniscas limpias, poco consolidadas, con algunas intercalaciones de lutita; es un acuífero salino con permeabilidad moderada y porosidad del 18%. Su espesor es de 70 m. Es el intervalo de mayor potencia y mejores valores de parámetros críticos. Por arriba de este intervalo se tienen 57 metros de lutitas arenosas de baja porosidad y un sello de 120 m de lutitas.

Volumen de porosidad:

PROBABLE 12,187,544 m³

POSIBLE 18,309,409 m³

**OBJETIVO 2**

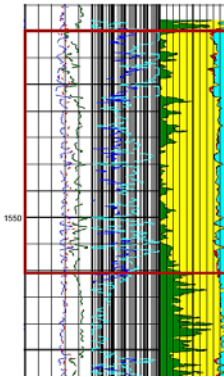
Intervalo: 980m – 993 m

Ubicada en la Formación Catahoula este intervalo es el de menor espesor; sin embargo, su litología conformada por arenisca, así como una buena porosidad y permeabilidad moderada, lo hace de importancia para el presente estudio.

Volumen de porosidad:

PROBABLE 1,886,167.53 m³

POSIBLE 2,833,599.02 m³

**OBJETIVO 3**

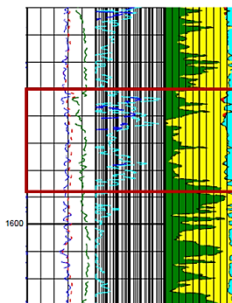
Intervalo: 1515 m – 1560 m

Tiene un espesor de 45 m de areniscas de porosidad de 12% y permeabilidad moderada, saturado de agua. Por encima y debajo de él, se encuentran secuencias de lutitas arenosas de muy baja porosidad que conforman sus sellos.

Volumen de porosidad:

PROBABLE 5,223,233.16 m³

POSIBLE 7,846,889.58 m³

**OBJETIVO 4**

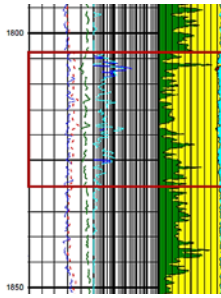
Intervalo: 1575 m – 1595 m

Con un espesor de 20 m de areniscas con intercalaciones de lutitas, este horizonte posee valores de porosidad similares a las unidades seleccionadas dentro de la Formación Anáhuac, y valores de permeabilidad moderados. Los sellos son similares a los anteriores por la proximidad con el objetivo 3.

Volumen de porosidad:

PROBABLE 2,321,436.96 m³

POSIBLE 3,487,506.48 m³

**OBJETIVO 5**

Intervalo: 1804 m – 1830 m

En la unidad más profunda conformada por areniscas con intercalaciones de lutitas y porosidad del 10%, se eligió este intervalo porque es el que presenta los mejores valores de permeabilidad, que aunque van de bajas a moderados, son factibles para la inyección de CO₂. Tiene un espesor de 26 m. Este último intervalo está separado del área de interés petrolero por dos unidades de lutitas arcillosas de baja porosidad y muy baja permeabilidad, una de 35m de espesor y otra de 40m.

Volumen de porosidad:
PROBABLE 3,017,868.05 m³
POSIBLE 4,533,758.42 m³

CAPACIDAD EFECTIVA DE ALMACENAMIENTO**Límite Probable**A = 9,672.654 km²

UNIDAD	VP = A * h * φ [m ³]		VOLUMEN DE POROSIDAD	CAE = VP * B _{SE} [m ³]		
	h (m)	Φ (%)		P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
				4.96	6.70	14.03
1	70	18	12,187,544.00	60,450,218.2	81,656,544.8	170,991,242.0
2	13	15	1,886,167.53	9,355,390.9	12,637,322.5	26,462,930.4
3	45	12	5,223,233.16	25,907,236.5	34,995,662.2	73,281,961.2
4	20	12	2,321,436.96	11,514,327.3	15,553,627.6	32,569,760.5
5	26	12	3,017,868.05	14,968,625.5	20,219,715.9	42,340,688.7
			24,636,249.7	122,195,798.51	165,062,872.99	345,646,583.29

Tabla 6 . Resultados de la capacidad efectiva de almacenamiento de CO₂ para el límite probable.**Límite Posible**A = 14,531.277 km²

UNIDAD	VP = A * h * φ [m ³]		VOLUMEN DE POROSIDAD	CAE = VP * B _{SE} [m ³]		
	h (m)	Φ (%)		P ₁₀	P ₅₀	P ₉₀
				4.96	6.70	14.03
1	70	18	18,309,409.00	90,814,668.6	122,673,040.0	256,881,008.0
2	13	15	2,833,599.02	14,302,651.1	19,320,113.4	40,456,894.3
3	45	12	7,846,889.58	38,920,572.3	52,574,160.2	110,091,861.0
4	20	12	3,487,506.48	17,298,032.1	23,366,293.4	48,929,715.9
5	26	12	4,533,758.42	22,487,441.8	30,376,181.4	63,608,630.6
			37,011,162.5	183,823,366.00	248,309,788.75	519,968,109.88

Tabla 7 . Resultados de la capacidad efectiva de almacenamiento de CO₂ para el límite posible.

CAPÍTULO VI

CONCLUSIONES

El camino del progreso no es ni rápido ni fácil

Marie Curie

- La región de San Fernando posee una vasta extensión territorial y su ubicación entre centros urbanos como Reynosa, Matamoros y Ciudad Victoria, así como su cercanía con Monterrey, proporcionan una buena oportunidad para el desarrollo de tecnologías de CCS.
- Fue posible identificar sitios factibles para el almacenamiento de CO₂, eligiendo el de mayor potencial y del cual se contaba con más datos, pues la información disponible es escasa o no es posible acceder a ella.
- Las unidades seleccionadas del sitio propuesto, ofrecen la posibilidad de almacenar un promedio de 248 toneladas métricas de CO₂, lo que permitiría desarrollar un proyecto a nivel demostrativo que permita conocer los beneficios de esta tecnología así como ahondar en los estudios y características geológicas en la zona de estudio.
- Las vías de comunicación son adecuadas para el transporte de CO₂ desde las fuentes emisoras del norte del estado de Tamaulipas y la ciudad de Monterrey donde se concentran la industria del gas, petróleo y petroquímica, la industria metalúrgica, siderúrgica y metalmecánica, la industria química y de generación eléctrica entre otras.
- El desarrollo de infraestructura preexistente asociada a la industria petrolera favorece el acceso a los distintos sitios potenciales y al sitio seleccionado, así como la aceptación de este tipo de proyectos en el entorno social.
- Es importante que México se sume a las economías que han decidido desarrollar este tipo de tecnologías que contribuyen a mitigar los efectos causados por las actividades humanas en el ambiente; y que de acuerdo con su área de enfoque, ofrecen beneficios económicos como es el caso de la recuperación mejorada de hidrocarburos (EOR).

RECOMENDACIONES

- El presente estudio queda a disponibilidad para su enriquecimiento en la medida en que se obtenga nueva información, a través de estudios más detallados tanto en campo como en gabinete y laboratorio que permitan conocer mejor las estructuras, unidades estratigráficas y características petrofísicas para definir los factores de inyectabilidad, patrones específicos de flujo y migración, eficiencia de los sellos y condiciones de las unidades de almacenamiento.
- Durante la evaluación de la región, se localizaron otros sitios con potencial para el almacenamiento de CO₂, sin embargo, no se cuenta con la información suficiente para su caracterización, por lo que se sugiere que, con la obtención de nuevos datos, sean considerados para su evaluación.
- Es importante que en la medida en que se desarrollan, en México, los trabajos relacionados a CCS, se contemple el establecimiento de un marco regulatorio que favorezca la investigación y promueva el trabajo conjunto entre instituciones como CFE y PEMEX para obtener los mayores beneficios en períodos de tiempo razonables.
- La tecnología de CCS en México, ofrece un nuevo campo de desarrollo para la ciencia y la ingeniería, por lo que la educación universitaria debe dar a conocer a sus alumnos esta área de oportunidad y proporcionarles las herramientas necesarias para poder incursionar en ésta.

REFERENCIAS CITADAS

- Alfonso Z. J., 1976, Geología Regional del Sistema Sedimentario Cupido; III Simposio de Geología del Subsuelo, DFNE, Reynosa Tamps, PEMEX.
- Assia-Pacific Economic Cooperation, 2012 <http://www.apec.org>
- Bachu S., Desbarats A.J., 1994, Geostatistical analysis of aquifer heterogeneity from the core scale to the basin scale: A case study; *Water Resources Research*, v. 30, issue 3, p. 673-684.
- Bachu s., Bonijoly D., et. al., 2007, CO₂ storage capacity estimation: Methodology and gaps; *Greenhouse Gas Control*, p.430-443.
- Bachu, S., 2010. Screening and selection criteria, and characterisation for CO₂ geological storage. In: *Developments and Innovation in Carbon Dioxide (CO₂) Capture and Storage Technology*, Vol. 2 (M. Maroto-Valer, ed.), Woodhead Energy Series No. 16, Woodhead Publishing Ltd., p. 27-56
- Bachu S., 2012, Identification and selection of suitable CO₂ storage sites; *APEC Capacity Building in the APEC Region*, module 6, p.83-93.
- Bennaceur K., Monea M., Sakurai S., Gupta N., Ramakrishnan T.S., Whittaker S., Randen T., 2004, Captación y almacenamiento de CO₂: Una solución al alcance de la mano; *Oilfield review*, p.48-65.
- Binimelis De Raga, Graciela, enero-abril 2010, El Cambio Climático, ¿qué nos espera?, *Revista de la Academia Mexicana de la Ciencia*, p. 30-39.
- Bottjer D.J., Clapham M.E., Fraiser M.L., Powers C.M., september 2008, Understanding mechanisms for the end-Permian mass extinction and the protracted Early Triassic aftermath and recovery; *GSA Today*, v.18, no. 9, p.4-10.
- Chalaturnyk R., Zambrano G., Soderberg H., Lang P., Lawton D., Wichert G., 2006, Integrated instrumentation system in an observation well for monitoring CO₂ storage at the Penn West Pilot, Alberta, Canada, in: *Proceedings, GHGT-8*, Trondheim, Norway.
- CO₂CRC., 2008. Storage Capacity Estimation, Site Selection and Characterisation for CO₂ Storage Projects. Report No. RPT08-1001, pp. 1-60.
- Cuevas Leree, Antonio, Rogelio Muñoz-Cisneros, Pedro Silva-Saldivar, Víctor Hugo De la Rosa-R, Esmer O. Rivas-R, Jesús González-O, Ramiro Fernández Turner, 2004, A New Upper Oligocene Oil Play in Southern Burgos Basin, México; *Search and Discovery Article #10075*, AAPG, Abril 18-21.
- Dávila M., Jiménez O., Arévalo V., Castro R. and Stanley J., 2010, A preliminary selection of regions in Mexico with potential for geological carbon storage; *International Journal of Physical Science*, v.5 n.5, p. 408-414.
- Dávila Serrano M., 2011, Viabilidad técnica y ambiental para el almacenamiento geológico de CO₂ en México, IPN
- Demant, A., Robin, C., 1975, Las fases del vulcanismo en México: Una síntesis en relación con la evolución geodinámica desde el Cretácico; *Revista del Instituto de Geología, Universidad Nacional Autónoma de México*, 1, 66-79.
- Echánove, E.O., 1986, Geología petrolera de la Cuenca de Burgos. Parte I. Consideraciones Geológico-petroleras; *Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros*, XXXVIII (1), 3-39.
- Eguiluz de A., S., Pola-S.A.O., Solano-M.J., Ramos-H.G., Tristán-S.A., 2000, Estudio de los Plays Jackson-Yegua, Reporte Interno PEMEX Exploración y producción.
- Eguiluz, de Antuñano S., 2011. Sinopsis geológica de la Cuenca de Burgos, noreste de México: producción y recursos petroleros; *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*. Vol. 63. Núm. 2 pp. 323-332.
- Flawn, P.T., Goldstein Jr., A., King, P.B., Weaver, C.E., 1961, The Ouachita System: Austin, Texas, Bureau of Economic Geology, The University of Texas, 401 p.

- Galloway, W. E., 1989, Genetic stratigraphic sequences in basin analysis II: application to northwest Gulf of Mexico Cenozoic basin: AAPG Bulletin, v. 73, p. 143–154.
- González, G.R., 1976, Bosquejo geológico de la zona noreste (resumen), *en* Memoria del III Simposium de Geología de Subsuelo, Zona Noreste, Reynosa, Tamaulipas: Reynosa, Tamaulipas, Petróleos Mexicanos (PEMEX), 5–30.
- Gunter, E.D., S. Wong, D.B. Cheel and G. Sjoström, 1998, Large CO₂ sinks: Their role in the mitigation of greenhouse gases from international, national (Canadian) and provincial (Alberta) perspective; Applied Energy, p. 209-227.
- Gunter W.D., 2012, CO₂ Storage options and trapping mechanisms; APEC Capacity Building in the APEC Region, module 5, p.67-82.
- Herzog H., 2009, Carbon Dioxide Capture and Storage; Helm Hepburn, vol. 12 no.8, p.265-283.
- INEGI, 2006, Diagnóstico y Plan Municipal de Desarrollo Rural Sustentable, Municipio de San Fernando, Tamaulipas, 83p.
- INEGI, 2009, Prontuario de información geográfica municipal de los Estados Unidos Mexicanos, San Fernando, Tamaulipas; clave geoestadística 28001.
- Intergovernmental Panel on Climate Change <http://www.ipcc.ch>
- International Energy Agency. <http://www.iea.org>
- International Union of Geological Sciences, <http://www.iugs.org>
- Kaldi, J. G. C. M. Gibson-Poole, and T.H.D. Payenberg, 2009, Geological input to selection and evaluation of CO₂ geosequestration sites, in M. Grobe, J.C. Pashin, and R.I. Dodge, eds., Carbon dioxide sequestration in geological media-State of the science; AAPG Studies in Geology 59, p. 5-16.
- Kasting, J. F., april 2010, Faint young Sun redux; NATURE, Vol. 464, p. 687-689.
- Lacy R., 2012, Primer Proyecto Demostrativo CCS+EOR en México; APEC-CFE Workshop for introducing CO₂ Geological Storage in Earth Sciences Undergraduate Programs.
- Le Pichon, X., Ranguin, C., Husson, L., Flotté, N., 2004, Geodynamics of mid-Tertiary extensional phase in southwest Texas and relationship with the Rio Grande fault: GEOS, 24, 377.
- López Ramos E., 1979, Geología de México; Edición escolar, Tomo II, 454 p.
- Madrid Solís A., 1976, Consideraciones Geológico-Económicas del Jurásico Superior, NE de México, III Simposio de Geología del Subsuelo, DFNE, Reynosa, Tamaulipas, PEMEX.
- Martínez Montesinos, V., Nava Carreón T., Estado del Arte del Secuestro Geológico de CO₂ y aplicaciones, 2008, UNAM.
- Magaña Rueda, Víctor Orlando, noviembre 2004, Cambio climático global: comprender el problema, Cambio Climático: una visión desde México, Instituto de Ecología y SEMARNAT, p. 18-19
- Naciones Unidas, Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, 1992 <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/convsp.pdf>
- Office, H. T. F. a. C. , 2007, Stern Review. F. a. R. A. Environment HM Treasury, pp. 36.
- Organisation for Economic Co-operation and Development/International Energy Agency, 2009, World Energy Outlook
- Pérez-Cruz, G. 1992. Geologic Evolution of the Burgos Basin, northeastern Mexico. Houston, Texas, Rice University, tesis doctoral, 155 p.

- Perkins, E., 2004. Geochemical modeling and monitoring: The IEA GHG Weyburn CO₂ monitoring and storage project; GHGT-7: Seventh International Conference on Greenhouse Gas Control Technologies, Vancouver, B.C.
- Preston C., Whittaker S., Rostron B., Chalaturnyk R., White D., Hawkes C., Johnson J.W., Wilkinson A., Sacuta N., february 2009, IEA GHG Weyburn-Midale CO₂ monitoring and storage project-moving forward with the Final Phase; Energy Procedia, vol. 1, issue 1, p. 1743-1750.
- Riba Martínez A., 2010, Tesis: Propuesta Modelo Geológico para la parte oriental de la Isla de San Carlos, Tamps; UNAM.
- Ridgwell, A., Kennedy, M. y Caldeira, K. , 2003, Carbonate deposition, Climate stability and Neoproterozoic Ice Age, SCIENCE, vol.302, p. 859-862
- Ridgwell ,A., Zeebe, R., june 2005, The role of the global carbonate cycle in the regulation and evolution of Earth system; Earth and Planetary Science Letters, volume 234, p.299-315
- Rivera-Olmos S., Gómez-Espinosa C., Vargas-Izquierdo C., diciembre 2011, Cambio Climático Global a través del tiempo Geológico; Facultad de Ciencia y Tecnología, año 10, no. 10, p.114-122.
- Román R., J.R. y Holguín Q., N., 2001, Subsistemas generadores de la región norte de México; Boletín AMGP, v.49, No.1-2, p. 68-84.
- Salvador, A., 1987, Late Triassic-Jurassic paleogeography and origin of Gulf of Mexico Basin: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 71, 419-451.
- Servicio Geológico Mexicano <http://www.sgm.gob.mx/>
- Solomon, S. , 2007, Carbon dioxide Storage: Geological Security and Environmental Issues – a case study in the Sleipner Gas field in Norway, Noruega , pp. 128
- Stanley, Steven, 2005, Earth system History, Ed. W. H. Freeman and Co., New York, 2nd edition
- The North American Carbon Atlas, 2012, first edition
<http://www.nacsap.org>
- Trudgill, B.D., Rowan, M.G., Fiduk, J.C., Weimer, P., Gale, P.E., Korn, B.E., Phair, R.L., Gafford, W.T., Roberts, G.R., Dobbs, S.W., 1999, The Perdido fold belt, northwestern deep Gulf of Mexico; Part 1, structural geometry, evolution and regional implications: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 83, 88-113.
- Wilkinson B., Given R., may 1986, Secular variation in abiogenic marine carbonates: constraints on Phanerozoic atmospheric carbon dioxide contents and oceanic Mg/Ca ratios; The Journal of Geology, Vol.94, no.3, p. 321-333.
- Winker, C. D., 1982, Cenozoic shelf margins, northwestern Gulf of Mexico: Gulf Coast Association of Geological Societies Transactions, p. 427-448.
- Wong S., 2012, CO₂ compression and transportation to storage site; APEC Capacity Building in the APEC Region, module 4, p.56-66.
- World Economic Forum Annual Meeting 2010, Foro de Davos <http://www.weforum.org/events/world-economic-forum-annual-meeting-2010>
- Zeebe r.E., Zachos J.C., Dickens G.R., july 2009, Carbon dioxide forcing alone insufficient to explain Paleocene-eocene Thermal Maximum warming; Nature Geoscience, vol. 2, p. 576-580.