



UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO
PROGRAMA DE POSGRADO EN CIENCIAS DE LA TIERRA
CENTRO DE GEOCIENCIAS

METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN Y CONCEPTUALIZACIÓN DE
SITIOS POTENCIALES PARA ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO₂
EN ACUÍFEROS SALINOS DE LA PROVINCIA DE BURGOS.

TESIS
QUE PARA OPTAR POR EL GRADO DE:
MAESTRO EN CIENCIAS DE LA TIERRA

PRESENTA:
ERIK MEDINA ROMERO

TUTOR PRINCIPAL:
DR. GILLES PIERRE RENÉ LEVRESSE.
CENTRO DE GEOCIENCIAS, UNAM.

MIEMBROS DEL COMITÉ TUTOR
DR. RICARDO PADILLA Y SÁNCHEZ (Facultad de Ingeniería, UNAM).
DR. GILLES P. RENE LEVRESSE (Centro de Geociencias, UNAM).
DR. ÁNGEL FCO. NIETO SAMANIEGO (Centro de Geociencias, UNAM).
DR. LUIS MARIANO CERCA MARTÍNEZ (Centro de Geociencias, UNAM).
DR. MOISÉS DÁVILA SERRANO (Facultad de Ingeniería, UNAM).

JURIQUILLA, QRO., JUNIO 2015



Universidad Nacional
Autónoma de México

Dirección General de Bibliotecas de la UNAM

Biblioteca Central



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.



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.

DEDICATORIA

A mi hija:

María José Medina Rojas

A mis Padres

Jaime Medina Solís y Blanca Estela Romero Rojas

A mis hermanos

Jaime Iván Medina Romero y Blanca Iveth Medina Romero

AGRADECIMIENTOS

Antes que a nadie, un agradecimiento muy especial al Dr. Moisés Dávila por su apoyo brindado y por darme la oportunidad de continuar con mis estudios (*tengo una gran deuda con usted Doctor*), así como a la Gerencia de Estudios de Ingeniería Civil (GEIC) de la Comisión Federal de Electricidad (CFE) por apostar a la especialización de sus empleados.

A la Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM) por imprimir en sus estudiantes un espíritu de superación constante. Al Centro de Geociencias (CGEO) por constituir una fuente de inspiración interminable.

También quiero extender un agradecimiento especial a mi tutor de tesis, el Dr. Gilles Levresse por su apoyo incondicional y supervisión motivadora. Al Dr. Mariano Cerca, quien desde un principio también desempeño el papel de asesor de tesis (auténticos ejemplos de trabajo arduo y apasionado). Las reuniones que mantuvimos junto con el Dr. Ángel Nieto Samaniego fueron muy emocionantes y el origen de muchas de las ideas plasmadas en la tesis. Estoy muy agradecido con los acertados comentarios y sugerencias hechos por los doctores Mariano Cerca y Ángel Nieto Samaniego, los cuales me abrieron un nuevo panorama para enriquecer la tesis.

Al Doctor Ricardo Padilla y Sánchez por su amistad brindada, constantes asesorías y sugerencias en todo el proceso. Al Ing. Bernardo Martell Andrade, asesor de la CFE en el proyecto de almacenamiento geológico de CO₂. Es admirable el entusiasmo que ha mostrado desde el inicio del proyecto, constituye un ejemplo de constancia y energía inagotable.

A los Doctores: Juan Araujo Mendieta, Ricardo Padilla, Martín Díaz Viera, Ricardo Casar, Michelangelo Martini, Ramón Zúñiga Dávila-Madrid, Mariano Cerca Martínez, Jaime Carrera Hernández, Penélope López Quiroz, Susana Alaniz Álvarez, Ángel Nieto Samaniego y Alejandro Carrillo Chávez por los cursos impartidos. En lo personal, cada uno de ellos fue extremadamente emocionante e inspirador.

Un agradecimiento especial a la Sra. Marta Pereda por la paciencia y atención que nos tiene a los estudiantes del CGEO. La organización en su trabajo ha facilitado nuestra estancia.

Al técnico Ricardo Carrizosa por las facilidades y apoyo otorgado en el Laboratorio de Mecánica Multiescalar de los Geosistemas (LAMMG) (*y por los partidos de fucha*).

A mis compañeros de cubo: María Isabel Sierra Rojas, Edgar Juárez Arriaga y José Fernando Duque Trujillo, con quienes compartí momentos y pláticas de distinta índole muy emotivos.

Quiero expresar mi profunda gratitud a todos mis compañeros del CGEO. La familia del CGEO es muy extensa y disculpen si no menciono a todos: Rodrigo Martínez, Vania Ferrer, Ernesto López, Adolfo Pacheco, Iván Suñe Puchol, Erika López, Gabriela Hernández, Paola Botero, Francisco Ruiz, Carmen Tarango, Erick Gutiérrez, Erick Juárez, Luis Rocha, Melisa

Ramos, Rodrigo León, Norma Cruz, Diego Gracia, Myrna Pérez, Paulina Patiño, Rosario Vázquez, Janet Villarreal, David Yanes, Berlaine Ortega, Daniele Dell'erba, Lorena De León, Iisel Durán, Pilar Aliaga, Cynthia Córdova, Aurora Fabián, Minerva González, Hector Ibarra, Mario López, Rafael Maldonado, Paola Catalina Montaña, Daniela Martínez, Arlette Michel, Violeta Nava y Giovanni Nova. Espero no haber olvidado a alguno porque sin duda han dejado huella en mi vida.

Un agradecimiento especial a mis compañeros y amigos Eliseo Hernández, Ahmed Nasser, Gonzalo Cid y Erik Salas.

A mis compañeros de la GEIC de CFE, en especial a mis compañeros de proyecto Diego Amancio, Rocío Carbajal, Carmen Martínez, Cristina Ayala, Rafael Acosta y Jazmín Mota.

A mis padres por los valores y principios que me inculcaron. Mi padre Jaime Medina Solís por todos los consejos que me has dado durante toda la vida, por tu fortaleza, tu nobleza, por la amistad que tenemos. Mi madre Blanca Estela Romero Rojas por ser el pilar de la familia, por tu sacrificio, comprensión, espíritu de lucha y educación brindada. A ambos les agradezco la educación que nos inculcaron a mis hermanos y a mí. A mi hermano Jaime Iván Medina Romero (que te puedo decir hermano, crecimos juntos: he aprendido muchísimo de ti, estaré en deuda toda la vida) y mi hermana Blanca Iveth Medina Romero por tu madurez y grandes consejos que me has dado carnalita. Los amo familia.

A mi compañera en este camino llamado vida: Giovanna del Pilar Rojas Manzanilla por motivarme directa o indirectamente para dar todo de mí. A mi hija: María José Medina Rojas por ser mi inspiración, mi fuente de energía y motivación para alcanzar lo máximo para ti.

Finalmente, a la vida misma. A ese orden complejo detrás del caos.

CONTENIDO

Lista de Figuras

Lista de Tablas

Resumen	1
Abstract	3
1. INTRODUCCIÓN	
1.1. GENERALIDADES	4
1.2. JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO	7
1.3. OBJETIVOS	8
2. MARCO TEÓRICO DEL ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO₂	
2.1. CADENA DE PROCESOS DEL ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO₂	9
2.2. FORMACIONES CONSIDERADAS PARA ALMACENAMIENTO	13
2.3. MECANISMOS DE ENTRAMPAMIENTO	17
2.4. SELECCIÓN DE SITIOS	20
2.5. ESTIMACIÓN DE LA CAPACIDAD EFECTIVA	24
2.6. CONCEPTUALIZACIÓN DE SITIOS	31
2.6.1. ESTRUCTURAL	31
3. ANTECEDENTES	
3.1. PROYECTOS EN EL MUNDO	34
3.2. ESTUDIOS EN MÉXICO	39
4. GEOLOGÍA	
4.1. GEOLOGÍA REGIONAL	48
4.2. GEOLOGÍA LOCAL	55

LISTA DE FIGURAS

5. SELECCIÓN DE SITIO		
5.1. INTRODUCCIÓN	60	
5.2. METODOLOGÍA PARA LA DETECCIÓN DE SITIOS EN BURGOS	66	
5.3. METODOLOGÍA PARA LA SELECCIÓN DE SITIOS EN BURGOS	75	
5.4. MODELO ESTRUCTURAL	82	
5.5. MODELO SEDIMENTOLÓGICO	88	
6. ESTIMACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO EFECTIVO EN LA ZONA DE ESTUDIO	95	
7. CONCEPTUALIZACIÓN DE SITIOS		
7.1. ANÁLISIS ESTRUCTURAL	98	
8. DISCUSIÓN	113	
9. CONCLUSIONES	120	
10. PROPUESTAS	121	
REFERENCIAS	124	
Figura 1.1.1	Medidas a adoptar según la IEA para disminuir el ritmo actual de emisiones de GEI. OECD/IEA, 2008 (Energy Technology Perspectives, 2008: Scenarios and Strategies to 2050).	4

Figura 1.1.2	Balance anual de energía de la Tierra desarrollado por Trenberth, Fasullo y Kiehl (2008) de la NCAR (<i>National Center for Atmospheric Research</i>). La superficie de la Tierra recibe del Sol 161 w/m ² y del efecto invernadero de la atmósfera 333 w/m ² , en total 494 w/m ² ; en tanto que la superficie de la Tierra emite 493 w/m ² (17 de calor sensible + 80 de calor latente de evaporación de agua + 396 de energía infrarroja, por tanto supone una absorción neta de calor de 0.9 w/m ² , lo que actualmente está provocando el calentamiento de la Tierra.	5
Figura 1.2.1	Distribución del porcentaje de las emisiones de CO ₂ en el mundo por sector económico. SENER-CFE, 2012.	7
Figura 1.2.2	Distribución del porcentaje de la producción primaria de energía en México SENER-CFE, 2012.	7
Figura 2.1.1	Elementos que integran la cadena de procesos de la captura y almacenamiento de CO ₂ (Tomado de Mota-Nieto, 2013).	9
Figura 2.1.2	Esquema de las opciones de captura de CO ₂ durante los procesos industriales. Modificado de IPCC, 2005.	10
Figura 2.1.3	Diagrama de fases del CO ₂ . Suárez Díaz, 2007.	11
Figura 2.2.1	Diagrama conceptual de almacenamiento en acuíferos <i>no confinados</i> y <i>confinados</i> . Tomado de Bentham and Kirby, 2005.	17
Figura 2.3.1	Almacenamiento geológico de CO ₂ en un acuífero salino profundo dentro de un sistema hidrodinámico de escala regional. El sitio carece de cierres estructurales o estratigráficos laterales por lo que se desplaza lateralmente hasta quedar inmóvil por la presión confinante lateral. IPCC, 2005.	18
Figura 2.3.2	Mecanismo de entrapamiento físico por medio de gas residual. a) Ilustración de burbujas de gas no húmedo en un medio poroso saturado de agua y b) CO ₂ inyectado desplazando los fluidos de la formación. IPCC, 2005.	19
Figura 2.3.3	Contribución a la seguridad de almacenamiento de los distintos mecanismos de entrapamiento de CO ₂ a través del tiempo. Modificado de IPCC, 2005.	20
Figura 2.4.1	Comparación entre la estimación de capacidades de almacenamiento y los niveles de resolución de estudio. (a) Pirámide tecno-económica de recursos, (modificado de CO2CRC, 2008) (b) Escalas de evaluación. De Bradshaw et al. (2007) en Bachu, et al. (2007).	21
Figura 2.5.1	Ambientes de depósito modelados por la IEA, 2009.	27
Figura 2.5.2	Diagrama representando los tres sistemas potenciales de almacenamiento (Tomado de Zhou <i>et al.</i> , 2008).	28
Figura 2.6.1	Diagramas de Mohr correspondientes a diferentes análisis de reactivación de falla. (a) Diagrama de Mohr del análisis en 2D (Sibson, 1985). (b) Diagrama de Mohr ilustrando el método de tendencia de deslizamiento. (c) Diagrama de Mohr mostrando el factor de tendencia de reactivación f_R (Tomado de Leclère y Fabbri, 2013).	33
Figura 3.1.1	Proyectos a gran escala por estado operativo y país/región. Global CCS Institute, 2011.	34
Figura 3.1.2	Diagrama del Proyecto de CCS de Sleipner. Localización y esquema de la Formación Utsira (IPCC, 2005).	36

Figura 3.1.3	Modelo geológico, hidrogeológico y estructural del sitio Weyburn. Global CCS Institute, 2011.	38
Figura 3.1.4	Datos de cambios promedio desplazamiento vertical con InSAR. Diagrama de rosa para orientación de fracturas por Iding y Ringrose, 2010 y orientación de esfuerzos por Darling, 2006.	39
Figura 3.2.1	Zonas de Inclusión y Exclusión para proyectos de CCS en México. Dávila <i>et al.</i> , 2010.	40
Figura 3.2.2	Provincias geológicas propuestas para proyectos de CCS. Dávila <i>et al.</i> , 2010.	42
Figura 3.2.3	Variación de la densidad del CO ₂ con la profundidad (Solomon, 2007) y su variación volumétrica mostrada en números azules (por ejemplo 100 m ³ de CO ₂ en la superficie ocuparían 0.32 m ³ a la profundidad de 1 km) (modificado de IPCC, 2005).	43
Figura 3.2.4	Efecto del gradiente geotérmico en la variación de la densidad del CO ₂ con la profundidad. Bachu, 2003.	44
Figura 3.2.5	1) Perfil sísmico regional. 2) Estructura de interés. K es Cretácico, P es Paleoceno y E es Eoceno 3) Ejemplo del cálculo de la capacidad teórica de almacenamiento de CO ₂ en un sector a partir de la fórmula establecida para la determinación de la capacidad volumétrica en acuíferos salinos: $V_{CO_2} = V\phi(1-S_{wirr}) = Ah\phi(1-S_{wirr})$ (Bachu <i>et al.</i> , 2007) considerando la densidad del CO ₂ a la profundidad máxima del reservorio para obtener la cantidad de masa teóricamente almacenable en el sector. Los parámetros empleados en la tabla se definen en los apartados de Primera y Segunda fase de estimación.	45
Figura 3.2.6	Resultados de capacidades de almacenamiento teórico en las provincias de Coahuila y Central (NACSA, 2012).	45
Figura 3.2.7	Resultados de las estimaciones de la capacidad de almacenamiento teórico en las secciones analizadas en la Provincias de Burgos (NACSA, 2012).	47
Figura 4.1.1	Paleogeografía Cretácico Superior, Campaniano Maastrichtiano, Formación Parras Difunta/Méndez (Izquierda) y Paleogeografía regional del terciario, desplazamiento de las líneas de costa (Derecha). Tomadas de Echánove, 1986.	50
Figura 4.1.2	Arriba: Sección esquemática transversal de la Cuenca de Burgos mostrando su arquitectura regional (modificada de González y Holguín, 1992). Abajo: Sección sísmica regional que muestra un basamento inclinado al oriente y escalonado. Un nivel inferior de despegue sobre evaporitas del Jurásico Superior, con pliegues por acortamiento y un nivel superior de despegue sobre lutita del Cretácico Superior (Formación Méndez) con extensión que afecta a rocas del Paleógeno. Se observan dos discordancias prominentes, una corresponde a 39.5 Ma y otra a 30 Ma (Eguiluz, 2009).	51
Figura 4.1.3	a) Columna estratigráfica de la formaciones del Mesozoico y Cenozoico en la Cuenca de Burgos (Tomado de Gracia-Marroquín, 2013). b) Descripción de los	54

ambientes sedimentarios de las secuencias crono-estratigráficas en la Cuenca de Burgos (Tomado de Gracia-Marroquín, 2013).

Figura 4.2.1	Modelo geológico 3D donde se muestra un levantamiento regional en la porción SW del área de estudio. La cima del Cretácico presenta un levantamiento muy pronunciado hacia esta región. El levantamiento de las formaciones Weches y Yegua es menor, mientras el levantamiento de la Formación Jackson y de las unidades de colapso gravitación el Slump 4 y 5 es mínimo. La Formación Vicksburg ya no registra levantamiento.	55
Figura 4.2.2	Secuencia del modelo 3D donde se muestra de abajo hacia arriba la cima de Cretácico, Al oeste (parte izquierda) se observan las unidades Queen City y Weches, las cuales denotan el avance progresivo de los sistemas de deltas hacia el este. En naranja y rojo se observan dos unidades de colapso gravitacional que se depositaron contemporáneamente a la Formación Yegua (parte derecha), la cual los cubre hacia la porción oriental del área de estudio.	56
Figura 4.2.3	Secuencia de depósito de tres unidades de colapso contemporáneas al depósito de la Formación Jackson en un periodo de transgresión marina. Unidad de colapso 3 en color azul depositada al término de la deposición de la Formación Yegua. Notar que al oriente del área de estudio, los bloques pertenecientes a la Formación Yegua presentan grandes desplazamientos por el desarrollo de fallas lítricas.	57
Figura 4.2.4	Secuencia de depósito de tres unidades de colapso contemporáneas al depósito de la Formación Jackson en un periodo de transgresión marina. Unidades de colapso 4 y 5. Estas unidades son de mayor extensión y cubre gran parte del área analizada.	58
Figura 4.2.5	Secuencia de depósito de tres unidades de colapso contemporáneas al depósito de la Formación Jackson en un periodo de transgresión marina. Encima de las unidades de colapso se deposita la Formación Jackson. En el modelo 3D se observa que la línea de costa retrocede (representa un periodo de transgresión marina).	58
Figura 4.2.6	Sobreyaciendo la Formación Jackson se encuentran las formaciones Vicksburg y Frío, además de la secuencia indiferenciada del Mioceno.	59
Figura 5.1.1	Representación gráfica de las etapas que constituyen la fase de exploración de proyecto (NETL-DOE, 2013).	62
Figura 5.1.2	Diagrama de flujo de los procesos requeridos para la detección de sitios propuesta por NETL-DOE (2013).	63
Figura 5.1.3	Diagrama de flujo de los procesos requeridos para la selección de sitios propuesta por NETL-DOE (2013).	63
Figura 5.1.4	Diagrama de flujo de los procesos requeridos para la caracterización inicial de sitios propuesta por NETL-DOE (2013).	64

Figura 5.2.1	Localización de las fuentes emisoras fijas, clasificadas por tipo de industria y cantidad de CO ₂ emitida a la atmósfera (tomado de CFE, 2009).	70
Figura 5.2.2	Localización de regiones potenciales para almacenamiento geológico de CO ₂ después de la evaluación a Nivel Cuenca. Las cantidades estimadas encima de los recuadros negros (zonas potenciales para almacenamiento) representan la capacidad de almacenamiento teórico (NACSA, 2012).	71
Figura 5.2.3	Clasificación de zonas dependiendo de su cercanía a fuentes de emisión fija. Las zonas más cercanas reciben la mejor puntuación.	72
Figura 5.2.4	Clasificación de zonas dependiendo de su cercanía a las regiones potenciales para almacenamiento propuestas en la evaluación a Nivel Cuenca. Las zonas más cercanas reciben la mejor puntuación.	72
Figura 5.2.5	Localización de restricciones espaciales consideradas para la detección de sitios. Entre ellas se encuentran zonas de vegetación densa, cuerpos de agua y terrenos sujetos a inundación.	73
Figura 5.2.6	Clasificación de zonas dependiendo de su cercanía a las restricciones espaciales consideradas. Las zonas más cercanas reciben la peor puntuación.	73
Figura 5.2.7	Ranking de zonas con diferente grado de factibilidad para proponer sitios potenciales para almacenamiento de CO ₂ generado por álgebra de mapas a partir de la evaluación multicriterio propuesta para la detección de sitios o regiones sub-potenciales para almacenamiento.	74
Figura 5.3.1	Localización del área de estudio. En círculos amarillos se muestran los pozos analizados. Las líneas rojas corresponden a las secciones geológicas estudiadas e integradas en el modelo geológico 3D. Los cuadros negros de menor tamaño corresponden a las regiones propuestas.	75
Figura 5.3.2	Ejemplo de información analizada. A) Perfil sísmico. B) Sección geológica interpretada. El extremo oriental presenta anticlinales abiertos y de grandes dimensiones en comparación con los anticlinales de las zonas occidental y centro de la sección.	76
Figura 5.3.3	Modelo geológico-estructural 3D de la zona de estudio.	78
Figura 5.3.4	Sección geológica regional con ejemplos de sitios potenciales en los sectores centro-occidental y el extremo oriental. Los sitios potenciales de la zona centro-occidental son anticlinales cerrados de dimensiones reducidas (presentan alto riesgo de dañar la formación reservorio por un incremento considerable en la presión a la hora de una inyección de fluidos). En dado caso de presentarse una fuga de CO ₂ es muy probable que este atraviese la formación de colapso gravitacional pues esta tiene alta permeabilidad, y llegaría a la Formación Jackson. En esta zona, los horizontes de la Fm. Jackson buzan hacia el este y afloran en el occidente de la zona de estudio. El CO ₂ tiende a ascender por efecto de su flotabilidad, por lo cual alcanzaría la superficie. En el extremo oriental, los sitios potenciales son de dimensiones mayores reduciendo el riesgo	79

de aumentar la presión en una operación de inyección y cuenta con numerosos sellos dentro de la estructura.

Figura 5.3.5	Límites de profundidades propuestas para seleccionar sitios potenciales (800 y 2,500 m) en superficies grises, sobrepuestos en el modelo 3D.	80
Figura 5.3.6	Sitios propuestos potenciales para almacenamiento geológico de CO ₂ .	80
Figura 5.3.7	Sitios Reynosa 1 y 2.	81
Figura 5.3.8	Sitio Reynosa 3.	81
Figura 5.3.9	Sitio Reynosa 4.	82
Figura 5.4.1	Vista en planta del modelo 3D. En gris se muestran las superficies de las fallas principales del área de estudio generadas a partir de la integración de las secciones analizadas. Las líneas rojas corresponden a las secciones de dirección este-oeste integradas al modelo. En verde se observa la superficie que representa la cima del Cretácico empleada como superficie de referencia.	83
Figura 5.4.2	Diagrama de la clasificación de Anderson para los estados de esfuerzos principales en los tres regímenes de fallamiento y sus casos intermedios. S_v es el esfuerzo vertical, S_{Hmax} es el esfuerzo horizontal máximo y S_{Hmin} es el esfuerzo horizontal mínimo (Tomado de Zoback, 2010)	84
Figura 5.4.3	Posición y movimiento de las placas durante el Plio-Pleistoceno en el modelo de Padilla-Sánchez (1986).	85
Figura 5.4.4	Localización del área de estudio con las estructuras regionales principales (tomado de LeRoy y Rangin, 2008).	86
Figura 5.4.5	Comparación entre las orientaciones de las estructuras principales de la zona de estudio con las direcciones de las estructuras Riedel de un sistema lateral izquierdo. Nótese que muchas de las orientaciones de las fallas normales de la zona de estudio coinciden con las estructuras P (en verde) y R' (en rojo). En azul se resalta un lineamiento trazado por LeRoy y Rangin (2008).	87
Figura 5.4.6	Pendientes en los flancos de los cuatro anticlinales de las regiones propuestas y en color marrón las superficies que determinan la profundidad máxima de inyección.	88
Figura 5.5.1	Modelo sedimentario y distribución de ambientes de la Formación Yegua. Fallas de expansión: Eoceno (E), Yegua (Y), Jackson (J), Vicksburg (V); otras fallas importantes son M, Ny Q (Tomado de Eguiluz, 2011).	89
Figura 5.5.2	Mapa de distribución de facies de la Formación Vicksburg (Tomado de Eguiluz, 2011).	90
Figura 5.5.3	Distribución de facies en un ambiente de plataforma moderno (Belderson <i>et al.</i> , 1982).	91
Figura 7.1.1	Vista en perspectiva de las regiones seleccionadas y el análisis de pendientes en las fallas que las delimitan.	100

Figura 7.1.2	(a) Análisis de las pendientes de los planos de falla que delimitan las regiones seleccionadas cortando toda la columna analizada y (b) superficies que marcan los límites de profundidad propuestos por el IPCFC (2005) de 800 m a 2 500 m de profundidad sobrepuestos a las pendientes de los planos de falla.	101
Figura 7.1.3	Resultados de los análisis. A) Por medio del programa ReActiva ® considerando el esfuerzo horizontal mínimo hacia el este, y B) Familia de fallas principal obtenido por medio del programa DIPS ®.	102
Figura 7.1.4	Movimiento general de placas en una escala global. Los mapas regionales muestran vectores de movimiento más complicados. El largo de las flechas es proporcional al índice de movimiento de esa parte de la placa. (UNAVCO Plate Motion Calculator: http://sps.unavco.org/crustal_motion/dxdt/model/).	105
Figura 7.1.5	Resultados de los análisis. A) Por medio del programa ReActiva ® considerando $S_v = S_H$ y B) Familia de fallas principal obtenido por medio del programa DIPS ®.	107
Figura 7.1.6	Escenarios de almacenamiento en caso de validación de los casos extremos A y B. El polígono verde muestra el posible área disponible para almacenamiento. Para el caso B existirá un aumento en la permeabilidad del reservorio por la creación de nuevas fracturas y con este estado de esfuerzos no se reactiva una falla preexistente. En el caso A solo se aprovecha la permeabilidad primaria del reservorio y se debe evitar el contacto con fallas porque el estado de esfuerzos reactivará fallas preexistentes.	108
Figura 7.1.7	Análisis de reactivación de fallas regionales para las direcciones determinadas por a) Vermylen (2011) con S_{Hmax} de NE45°SW para el centro de Texas y b) Wolhart <i>et al.</i> (2000) y Day-Lewis (2007) para los campos de Arcabuz y Culebra en la Cuenca de Burgos con S_{Hmax} a NE21°SW. Notar que en el caso de un esfuerzo horizontal máximo a NE45°SW, las fallas regionales tampoco se reactivan. Los parámetros empleados en ReActiva para estos análisis son los mismos de los casos extremos propuestos.	109
Figura 7.1.8	Límite de inyección para reactivación de la familia principal de fallas de las regiones seleccionadas en un régimen de fallamiento lateral. Las fallas se reactivarán cuando el factor geométrico del estado de esfuerzos (R) sea igual a 0.1. Desde R=1.0 hasta R=0.2 las fallas estarán estables y solo se crean fracturas en el reservorio.	110
Figura 7.1.9	Análisis de reactivación de fallas regionales considerando a) presión de poro hidrostática normal con las direcciones de los esfuerzos principales del Caso Extremo B. Las fallas preexistentes se encuentran en el límite de la zona de reactivación. Sin embargo, por las condiciones de sedimentación y fallamiento en la provincia de Burgos es poco probable que la presión de poro equivalga a este valor; y b) factor de presión de poro de 0.7 ilustrando un caso de generación de sobre-presión (lo cual es más probable que se presente en la Provincia de Burgos) y con la misma dirección de los esfuerzos principales. Las fallas preexistentes no serán reactivadas bajo este campo de esfuerzos.	111

- Figura 8.1 Evolución del estado de esfuerzos representado por círculos de Mohr en un punto de la roca sello cerca de un pozo de inyección para a) esfuerzo horizontal mayor al esfuerzo vertical (ambiente compresivo) y b) esfuerzo horizontal menor al esfuerzo vertical (ambiente distensivo). Notar que la presión inicial disminuye al principio desplazando el círculo a la derecha, pero subsecuentemente el incremento de la presión de fluido mueve el círculo a la izquierda, acercándose al criterio de falla. Notar también que los cambios en el esfuerzo horizontal causados por el confinamiento lateral cambia el tamaño del círculo. Los símbolos t(d) significan tiempo en días (Tomado de Vilarrasa *et al.*, 2011) 115
- Figura 8.2 Modelo de patrones de distribución de deformación plástica en la roca sello después de 250 días de inyección en un sistema de almacenamiento constituido por un acuífero (capa inferior) y un sello (capa superior) para a) esfuerzo horizontal menor que esfuerzo vertical (ambiente distensivo, la deformación plástica se propaga a través de todo el espesor de la roca sello) y b) esfuerzo horizontal mayor a esfuerzo vertical (ambiente compresivo, la deformación plástica se propaga horizontalmente en el contacto entre el acuífero y la roca sello.) Solo se muestran los primeros 700 m en la dirección radial al pozo de inyección. EDP es solución del criterio Drucker-Prager Extendido de modelo elasto-plástico (Tomado de Vilarrasa *et al.*, 2011). 116
- Figura 8.3. Observaciones de direcciones de S_{Hmax} post-producción en los campos de gas de Arcabuz y Culebra, en la Cuenca de Burgos, sobrepuestos a fallas mapeadas. El grosor de las fallas indica desplazamiento lateral. Las flechas dobles en el Campo Culebra indican la dirección de los esfuerzos medidos tanto por falla en el pozo como por fracturas hidráulicas (Modificado de Wolhart *et al.*, 2000). Notar la coexistencia de la dirección de esfuerzo horizontal máximo tanto NE-SW como N-S. Los azimuts de los esfuerzos horizontales máximos NW-SE en el Campo Arcabuz son sub-paralelos a la orientación de las fallas mapeadas. De acuerdo con Tingay *et al.* (2005), la dirección del esfuerzo horizontal máximo puede ser re-orientada de manera sub-paralela a estructuras geológicas mecánicamente débiles como zonas de falla. 118
- Figura 8.4 Vista en planta de los planos de falla en la zona de estudio. En el recuadro color naranja se observa el sitio Reynosa 4 dentro de una zona en la que se interpreta una falla lateral izquierda. 119

LISTA DE TABLAS

Tabla 2.1	Criterio para la selección de cuencas sedimentarias. (Bachu, 2003).	23
Tabla 2.2	Pasos en la selección de sitios potenciales para almacenamiento (modificado de Gibson-Poole, 2009).	24
Tabla 2.3	Ejemplo de coeficientes de almacenamiento efectivo desarrollados mediante el empleo de modelos y simulaciones numéricas. Los coeficientes dependen de la litología, ambiente de depósito y estructura del sitio seleccionado. P es el percentil de la base de datos global promedio empleado para el modelo, con los cuales se obtienen los valores mínimos, medios y máximos para cada combinación de litología, ambiente y estructura; E_E es el coeficiente de almacenamiento efectivo del DOE, C_C es el coeficiente de capacidad del CSLF y S_{wirr} es la saturación de agua irreductible (modificado de IEA, 2009).	27
Tabla 3.1	Proyectos a gran escala en estados de operación y ejecución. Modificado del Global CCS Institute, 2011.	35
Tabla 3.2	Resultados de capacidades teóricas de almacenamiento de las provincias analizadas (SENER-CFE, 2012).	46
Tabla 5.1	Comparación entre la Clasificación de la Industria Petrolera (propuesta por la Sociedad de Ingenieros Petroleros, Sistema de Manejo de Recursos Petroleros, 2007) y la clasificación propuesta para el almacenamiento geológico de CO ₂ (modificada de NETL-DOE, 2013).	61
Tabla 5.2	Guía para la definición del proyecto propuesta por NETL-DOE (2013).	62
Tabla 5.3	Criterios considerados para el proceso de detección de sitios en la Cuenca de París (Grataloup <i>et al.</i> , 2009).	65
Tabla 5.4	Actividades para cumplir la detección y selección final de sitios propuesta por Aarnes <i>et al.</i> (2010) para el proyecto CO ₂ QUALSTORE.	66
Tabla 5.5	Evaluación de la Cuenca de Burgos de acuerdo al criterio para la selección de cuencas sedimentarias de Bachu <i>et al.</i> (2007). * Es necesario determinar el gradiente geotérmico.	68
Tabla 5.6	Elementos necesarios para realizar los estudios correspondientes a la etapa de caracterización inicial en la metodología propuesta por el NETL-DOE (2013).	93
Tabla 6.1	Coeficientes de almacenamiento efectivo para los sitios Reynosa 1, 2, 3 y 4.	95
Tabla 6.2	Cálculo de la capacidad volumétrica de almacenamiento teórico para el sitio Reynosa 1.	95
Tabla 6.3	Cálculo de la capacidad volumétrica de almacenamiento teórico para el sitio Reynosa 2.	95
Tabla 6.4	Cálculo de la capacidad volumétrica de almacenamiento teórico para el sitio Reynosa 3.	96

Tabla 6.5	Cálculo de la capacidad volumétrica de almacenamiento teórico para el sitio Reynosa 4.	96
Tabla 6.6	Capacidad volumétrica de almacenamiento efectivo para los sitios propuestos.	96
Tabla 6.7	Capacidad de almacenamiento efectivo de masa de CO ₂ para los sitios propuestos.	96
Tabla 6.8	Capacidad de almacenamiento efectivo de masa de CO ₂ para los sitios propuestos multiplicado por un factor de 0.27 correspondiente al espesor neto de los reservorios.	97
Tabla 7.1	Base de datos de las fallas regionales mayores agrupadas para cada sitio. Incluye el ángulo de inclinación (DIP) y la dirección en la que buzcan las superficies de falla (DIR).	101
Tabla 8.1	Comparación entre las metodologías propuestas por el DOE (2013) y por Aarnes (2010) incluyendo las propuestas metodológicas de la presente tesis para la etapa de selección de sitios. I: Bachu (2003), II: IEA (2009), III: DOE (2013); IV Aarnes (2010), V: Gibson-Poole (2009) y VI: Propuesta de la presente tesis. * Los coeficientes de efectividad de IEA se desarrollaron con base en ambientes sedimentarios. Se propone que para la etapa de caracterización inicial se desarrollen coeficientes dependientes de facies sedimentarias para reducir la incertidumbre en las estimaciones.	114

RESUMEN

México es un país que depende de manera importante de los energéticos con emisiones de gases de efecto invernadero (GEI). En 2010, para México los hidrocarburos representaron el 90.2% de la producción primaria de energía eléctrica. Aunque el Gobierno Mexicano ha decidido optar por el uso de energías alternativas como uno de los pilares en el sector eléctrico, aún no se encuentran disponibles en la cantidad necesaria para sustituir en el corto plazo el uso de los hidrocarburos, es por ello que el almacenamiento geológico de CO₂ está

llamada a ser la alternativa más importante para mitigar los efectos de la emisión de GEI provenientes de las fuentes estacionarias como las centrales de generación eléctrica.

El almacenamiento geológico de CO₂ puede ser definido como una gama de tecnologías aplicadas a la captura de CO₂ a partir de las emisiones de grandes fuentes industriales como las plantas de generación eléctrica, su compresión a una fase super-crítica (en donde se encuentra en equilibrio el estado gaseoso con el líquido) y transporte a una ubicación adecuada para su inyección y almacenamiento seguro en una formación geológica muy profunda.

El análisis realizado en este estudio corresponde a la etapa de evaluación a Nivel Regional en la Provincia de Burgos con el objetivo de determinar regiones apropiadas para el almacenamiento. Con la información disponible, se estableció una metodología para la detección y selección de sitios potenciales. La etapa de detección consideró aspectos geológicos, tecno-económicos y ambientales. En la etapa de selección de sitio se construyó un modelo geológico tridimensional a partir del análisis de 16 perfiles sísmicos con sus secciones geológicas interpretadas a profundidad y 84 pozos petroleros. A partir de dicho modelo se seleccionaron 4 sitios cuyos reservorios corresponden a areniscas de la Formación Jackson en anticlinales de tipo roll-over.

En el Nivel Regional se debe realizar una estimación de la capacidad de almacenamiento efectivo por medio de un enfoque probabilístico, el cual se basa en el empleo de coeficientes de almacenamiento efectivo. Para seleccionar los coeficientes de almacenamiento efectivo se crearon modelos estructurales y sedimentológicos de la región. Con la litología (arenisca), estructura (anticlinales con inclinación en sus flancos de 8° a 15°) y ambiente de depósito (plataforma) se seleccionaron los coeficientes P10= 8.02, P50= 11.24 y P90= 11.59, con los cuales se estimó entre 0.3 y 4.9 Gton de CO₂ almacenables en los 4 sitios.

Posteriormente se elaboró un análisis de reactivación de fallas preexistente en el reservorio y se observó que de acuerdo a los estudios previos de los estados de esfuerzos regionales, las fallas en la Provincia de Burgos pueden presentar dos casos extremos. Caso A) en un régimen de fallamiento normal que considera un esfuerzo horizontal mínimo hacia el este. En este caso, las fallas preexistentes serán reactivadas y solo se podrá aprovechar la permeabilidad de la formación para el almacenamiento de fluido; y caso B) considera un régimen de fallamiento normal en donde el peso de los sedimentos o esfuerzo vertical es igual al esfuerzo horizontal máximo ($S_v = S_h$) cuya dirección corresponde a la dirección del esfuerzo compresivo que se produce en una falla lateral izquierda de orientación WNW. En este caso las fallas pre-existentes no serán reactivadas y se crearán nuevas fracturas, lo cual favorece al almacenamiento del fluido pues aumentará la permeabilidad del reservorio. 1

Se propone implementar los estudios de reactivación de fallas preexistentes en una etapa denominada conceptualización, previa a la caracterización inicial de sitios, con el objetivo de seleccionar sitios con las condiciones más favorables, cercanos a puntos emisores, con lo cual se cumple la demanda económica y a la vez se reducen riesgos al contar con una aproximación de primer orden, en la cual se obtienen ideas acerca de las condiciones generales de la región.

ABSTRACT

Mexico is a country that depends heavily of energetics with emissions of greenhouse gases (GHG). For México in 2010, the hydrocarbons accounted for 90.2% of the primary production of electricity. While the Mexican government has decided to opt for the use of alternative energy as a pillar in the electricity sector, these are not yet available in sufficient quantity to replace short-term use of hydrocarbons, for this reason the geological storage of CO₂ is called to be the most important choice to mitigate the effects of GHG emissions from stationary sources such as power plants.

The geological storage of CO₂ can be defined as a range of technologies applied to capturing CO₂ emissions from large industrial sources such as power plants, compression to a super-critical phase (where are in equilibrium the gaseous state with the liquid) and transportation to a safe location suitable for injection and storage in a deep geological formation.

The analysis in this study corresponds to the Regional level within the Burgos Basin, aimed to determine appropriate storage areas. With the information available, a methodology for the detection and selection of potential sites was established. The detection stage considered geological, techno-economic and environmental aspects. In site selection stage, a three-dimensional geological model was constructed based on the analysis of 16 seismic profiles with its geological sections interpreted to depth and 84 wells. Base on this model, 4 sites were selected. The reservoirs correspond to sandstones of the Jackson Formation in roll-over anticlines.

At the Regional Level must be estimated the effective storage capacity using a probabilistic approach, which is based on the use of effective storage coefficients. To select appropriate storage coefficients structural and sedimentological models of the region were created. With lithology (sandstone), structure (anticlinal) and depositional environment (platform) were selected the coefficients P10 = 8.02, P50 = 11.24 and P90 = 11.59 so that was estimated between 0.3 to 4.9 Gton CO₂ storable in the 4 sites.

Then an analysis of reactivation of preexisting faults in the reservoir was developed and were found to in accordance with previous studies of states of regional stresses, failures in the Province of Burgos may have two extreme cases. Case A) under a normal faulting regime considering a minimum horizontal stress to the east. In this case, pre-existing faults will be reactivated and only take advantage of formation permeability for fluid storage; and case B) considered a normal faulting regime where the weight of the sediments or vertical stress is equal to the maximum horizontal stress ($S_V = S_H$) whose direction corresponds to the direction of compressive stress that occurs in a left lateral fault orientated WNW. In this case the pre-existing faults will not be reactivated and new fractures are created, which favors the storage of the fluid because it will increase the permeability of the reservoir.

It is proposed to implement studies of reactivation of preexisting faults in a stage called conceptualization, prior to the initial site characterization, with the aim of selecting sites with the most favorable, near emitting points conditions, whereby economic demand is satisfied and while risks are reduced by having a first order approximation, in which ideas about the general conditions of the region are obtained.



CAPÍTULO I INTRODUCCIÓN

1.1. GENERALIDADES

1.1.1. Secuestro de Carbono

El almacenamiento geológico de CO₂ es una opción tecnológica importante para frenar el cambio climático señalado por el Panel Intergubernamental de Expertos sobre Cambio Climático (IPCC, por sus siglas en inglés: *Intergovernmental Panel on Climate Change*) quienes han estudiado el efecto del aumento en la concentración de los gases de efecto invernadero en el planeta y concluyen en su reporte del 2007 (IPCC, *Climate Change 2007. The Physical Science Basis*, 2007) que la biodiversidad de la Tierra se verá seriamente afectada si la concentración de CO₂ en la atmósfera supera las 450 ppm. Se estima que en la actualidad las concentraciones de CO₂ superan los 400 ppm (warmgloblog.blogspot.mx/2013/05/modern-co2-levels-are-far-higher-than_21.html). Por lo tanto la Agencia Internacional de Energía (IEA, por sus siglas en inglés: *International Energy Agency*) sugiere seguir una estrategia en donde cada uno de los elementos es completamente necesario (Figura 1.1.1). En dicha estrategia, destacan las tecnologías de captura y almacenamiento de CO₂ con una participación necesaria del 19% solo después del empleo de las energías renovables y el aumento en la eficiencia energética.

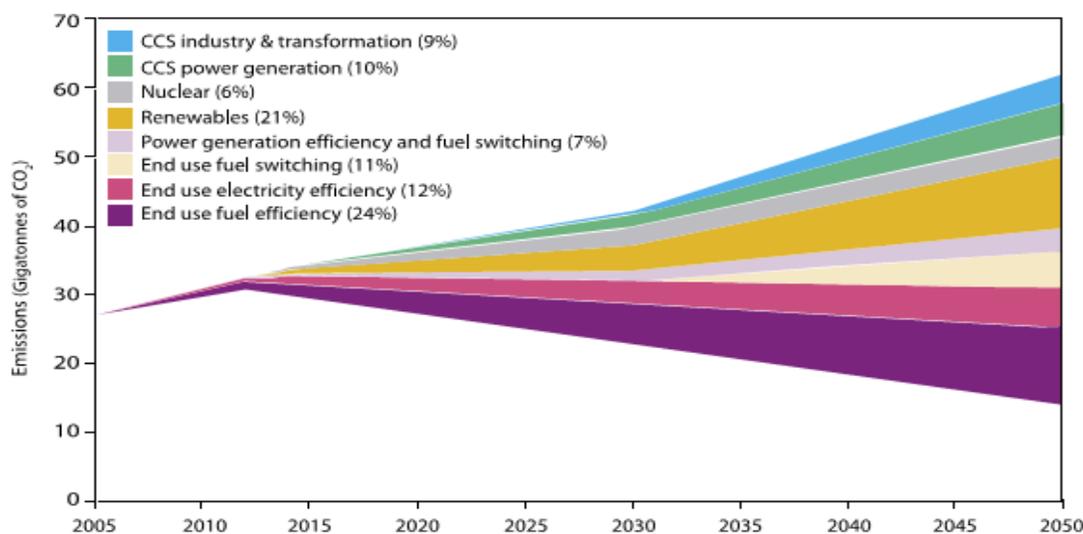


Figura 1.1.1. Medidas a adoptar según la IEA para disminuir el ritmo actual de emisiones de GEI. OECD/IEA, 2008 (*Energy Technology Perspectives, 2008: Scenarios and Strategies to 2050*).

El secuestro de carbono (CCS por sus siglas en inglés: *Carbon Capture and Storage*) puede ser definido como una gama de tecnologías aplicadas a la captura de CO₂ a partir de las emisiones de grandes fuentes industriales como las plantas de generación eléctrica, y su almacenamiento seguro por la disposición del CO₂ a profundidad. Una vez capturado, el CO₂



en estado gaseoso es comprimido a una fase super-crítica (en donde se encuentra en equilibrio el estado gaseoso con el líquido) y transportado a una ubicación adecuada para su inyección en una formación geológica muy profunda. Al inyectarse, el CO₂ es aislado de los abastecimientos de agua potable y se impide su liberación a la atmósfera debido a la presencia de una zona de confinamiento primaria, que incluye una capa de roca impermeable, la cual, actúa como sello y a través de mecanismos de entrapamiento físicos y químicos (IPCC, 2005).

1.1.2. Efecto Invernadero

El efecto invernadero es un fenómeno que ocurre de manera natural en la atmósfera terrestre. De hecho, el efecto invernadero es indispensable para el desarrollo de la vida en el planeta pues mantiene un ambiente templado. Dicho fenómeno es originado por la presencia de determinados gases en la atmósfera (vapor de agua, dióxido de carbono, metano, óxidos de nitrógeno, ozono, clorofluorocarbonos), los cuales, impiden la salida de toda la radiación infrarroja térmica emitida por la superficie terrestre (Figura 1.1.2). Sin embargo, la concentración excesiva de estos gases produce un desequilibrio en el balance energético de la Tierra, el cual supone que la radiación total entrante al planeta debe ser igual a la radiación total devuelta al espacio. Este desequilibrio origina el actual calentamiento del planeta.

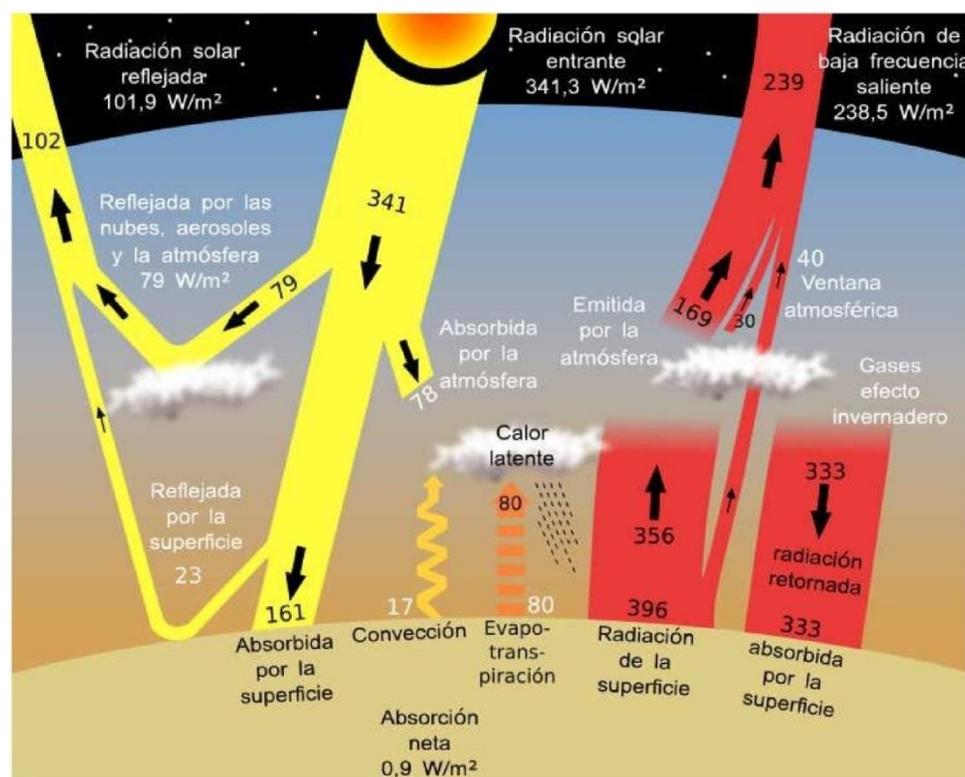


Figura 1.1.2. Balance anual de energía de la Tierra desarrollado por Trenberth, Fasullo y Kiehl (2008) de la NCAR (*National Center for Atmospheric Research*). La superficie de la Tierra recibe del Sol 161 w/m² y del efecto invernadero de la atmósfera 333 w/m², en total 494 w/m²; en tanto que la superficie de la Tierra emite 493 w/m² (17 de calor sensible + 80 de calor latente de evaporación de



agua + 396 de energía infrarroja), por tanto supone una absorción neta de calor de 0.9 w/m², lo que actualmente está provocando el calentamiento de la Tierra.

El CO₂ es el segundo gas de efecto invernadero más abundante (después del vapor de agua) en la Tierra. Actualmente su concentración en la atmósfera está creciendo debido a las actividades humanas, principalmente por la combustión de carbón, petróleo y gas natural que está liberando el carbono almacenado en estos combustibles fósiles. La concentración de CO₂ atmosférico se ha incrementado desde la época preindustrial (año 1750) desde un valor de 280 ppm a 400.15 ppm en mayo de 2013 (<http://keelingcurve.ucsd.edu/>). Otro proceso importante es la deforestación de la selva tropical que libera el carbono almacenado en los árboles y limita la fijación del CO₂ atmosférico. Se estima que 2/3 de las emisiones proceden de la quema de combustibles fósiles (petróleo, gas y carbón) mientras un 1/3 procede del cambio en la utilización del suelo (incluida la deforestación). Del total emitido sólo el 45% permanece en la atmósfera, el 30% es absorbido por los océanos y el restante 25% pasa la biosfera terrestre. Por tanto, no sólo la atmósfera está aumentando su concentración de CO₂, también está ocurriendo en los océanos y en la biosfera.

Una de las actividades que produce más CO₂ es la generación de electricidad con el empleo de plantas termoeléctricas o carboeléctricas. En muchos países como México es la fuente principal de energía eléctrica (IPCC, 2007; Dávila-Serrano *et al.*, 2010) y constituye el sector económico del país que mayor cantidad de gases de efecto invernadero emite a la atmósfera. Sin embargo, dado el rol estratégico del sector eléctrico en el crecimiento económico y social, obliga a sostener el uso de combustibles fósiles en tanto no se cuente con fuentes de energía alterna suficientes.

Por otra parte, el Gobierno Mexicano ha decidido adoptar el uso de energías alternativas como uno de los pilares estratégicos del sector eléctrico. Pero no obstante que cada día son tecnológicamente más refinadas y su crecimiento es optimista, aún no están disponibles en la cantidad y rentabilidad que fuera deseable para sustituir de inmediato el uso de hidrocarburos, lo cual se dará paulatinamente en el mediano y largo plazo (SENER-CFE, 2012; SEMARNAT, 2007).

Es así como la tecnología de almacenamiento geológico de carbono está llamada a ser la alternativa más importante para mitigar los efectos de la emisión de CO₂ proveniente de las fuentes estacionarias como las centrales de generación eléctrica, las refinerías, la industria siderúrgica y la cementera, entre otras, en tanto se prescinde del carbono como el energético primario más importante.

Los estados con mayor emisión de CO₂ a partir de fuentes estacionarias son Coahuila y Tamaulipas. En el presente estudio se analizará la posibilidad de mitigar gases de efecto invernadero en la Provincia de Burgos para encarar la problemática presente en el Estado de Tamaulipas.

1.1 JUSTIFICACIÓN DEL ESTUDIO



La emisión de CO₂ y gases equivalentes en el mundo ha sido estimada en 42 Gt al año, para el año 2000. El sector energía (incluyendo la generación, la extracción de energéticos y sus formas de consumo) constituyen el 65% del total, de los cuales, la conversión de energía primaria en secundaria corresponde al 24% (generación de electricidad, Figura 1.2.1.).

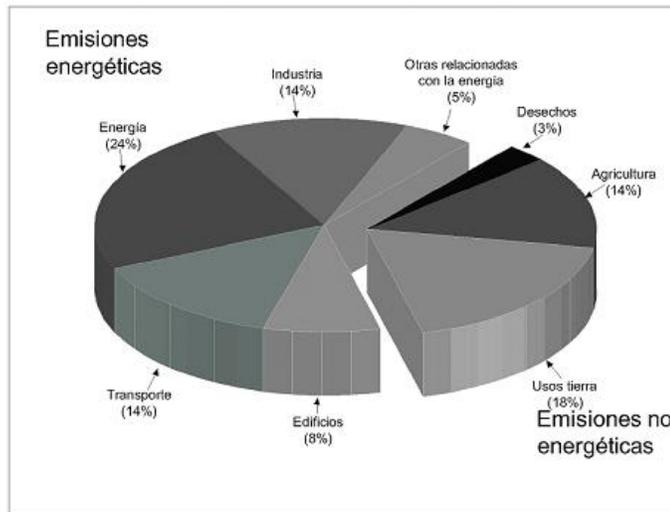


Figura 1.2.1. Distribución del porcentaje de las emisiones de CO₂ en el mundo por sector económico. SENER-CFE, 2012.

En 2010, para México los hidrocarburos representaron el 90.2% de la producción primaria de energía eléctrica, 65% el petróleo y 25.2% el gas natural y condensados; mientras que las fuentes renovables de energía representaron el 6.9%, el carbón mineral el 2.2% y la nucleenergía el 0.7% (Figura 1.2.2).

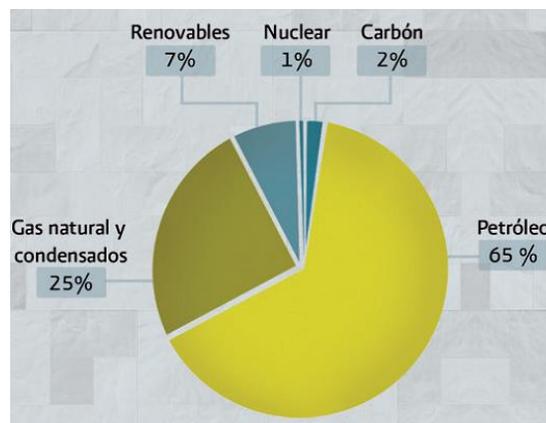


Figura 1.2.2. Distribución del porcentaje de la producción primaria de energía en México. SENER-CFE, 2012.

A partir de las estadísticas anteriores, resulta evidente que México es un país que depende de manera importante de los energéticos con emisiones de gases de efecto invernadero (GEI), especialmente para la generación de energía eléctrica. Por lo cual la Estrategia Nacional de



Cambio Climático propuso en el 2007 que México se mantenga a la vanguardia en la investigación y conocimientos en la captura y almacenamiento geológico de CO₂ (SEMARNAT, 2007). Particularmente, la Comisión Federal de Electricidad (CFE) está encargada de realizar las primeras investigaciones al respecto debido a ser, junto con Petróleos Mexicanos (PEMEX), las empresas que emiten mayor cantidad de CO₂ a la atmósfera. Esta tesis se realiza como parte de los estudios desarrollados en CFE para analizar el potencial de almacenamiento de CO₂ en medios geológicos en el país.

Como la tecnología de la captura, uso y almacenamiento de CO₂ en México es reciente, los grupos de trabajo dedicados a la investigación sobre el tema, son muy reducidos y se carece de experiencia en el tema. Para el acceso a la información se requieren elaborar convenios que conllevan trámites administrativos tardados, se maneja gran cantidad de información, mucha de la cual es muy general y carece del detalle requerido, pero se requiere toma de decisiones inmediatas. Es por ello que se requiere una serie de lineamientos, agrupados en una metodología, que permitan aumentar la eficiencia en el manejo y análisis de la información.

1.2 OBJETIVOS GENERALES

- Establecer una metodología para la selección de sitios potenciales para almacenamiento de CO₂ y su conceptualización con la finalidad de tener un mejor control del sistema de almacenamiento.

1.3 OBJETIVOS ESPECÍFICOS

- Proponer sitios potenciales en la Provincia de Burgos que reúna las características necesarias de inyectividad, capacidad y contención para almacenar cantidades significativas de CO₂, por medio de la elaboración de un modelo geológico 3D.
- Estimar la capacidad efectiva de almacenamiento de los sitios potenciales propuestos.
- Realizar un estudio estructural a escala regional para analizar la posibilidad de creación de fracturas o reactivación de fallas preexistentes.

CAPÍTULO 2



MARCO TEÓRICO DEL ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO₂.

2.1. CADENA DE PROCESOS DEL ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO₂.

La tecnología del secuestro de carbono (CCS) o almacenamiento geológico de CO₂ debe de seguir una cadena de procesos, con el objetivo de asegurar el almacenamiento seguro del dióxido de carbono extraído de fuentes emisoras puntuales o estacionarias e inyectadas en formaciones geológicas profundas. Dichos procesos se encuentran ilustrados en la figura 2.1.1.

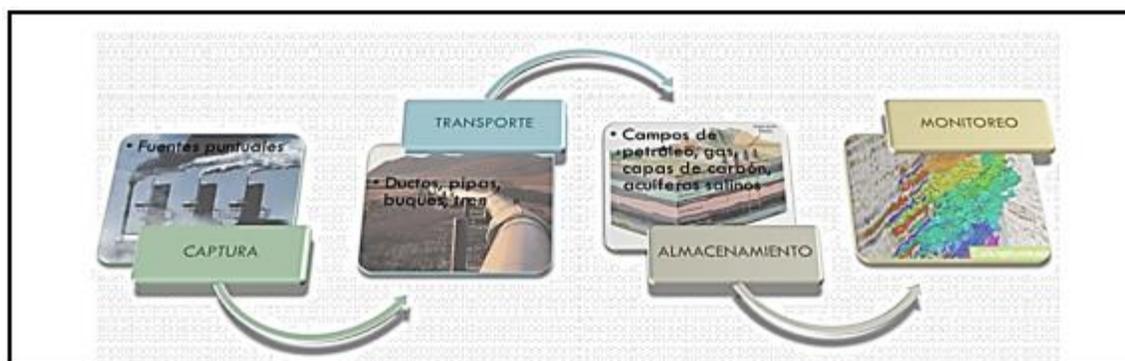


Figura 2.1.1. Elementos que integran la cadena de procesos de la captura y almacenamiento de CO₂ (Tomado de Mota-Nieto, 2013).

A continuación se describen los aspectos relevantes de cada uno de los elementos de la cadena de procesos.

2.1.1. Captura y separación

Los gases de efecto invernadero emitidos por las fuentes estacionarias no están compuestos en su totalidad por CO₂, por lo cual, este debe ser separado del resto de los gases por alguno de los siguientes procesos:

- **Absorción química:** Se forman nuevos compuestos al reaccionar con solventes químicos.
- **Absorción física:** Se emplean solventes pero no se producen compuestos químicos.
- **Adsorción física:** Por medio del uso de materiales con alta superficie específica, tales como las zeolitas y el carbón activado.
- **Separación por membranas:** Las membranas usadas comercialmente están hechas de polímero.
- **Procesos criogénicos:** Separación de CO₂ a través de procesos de temperatura y presión controlados.

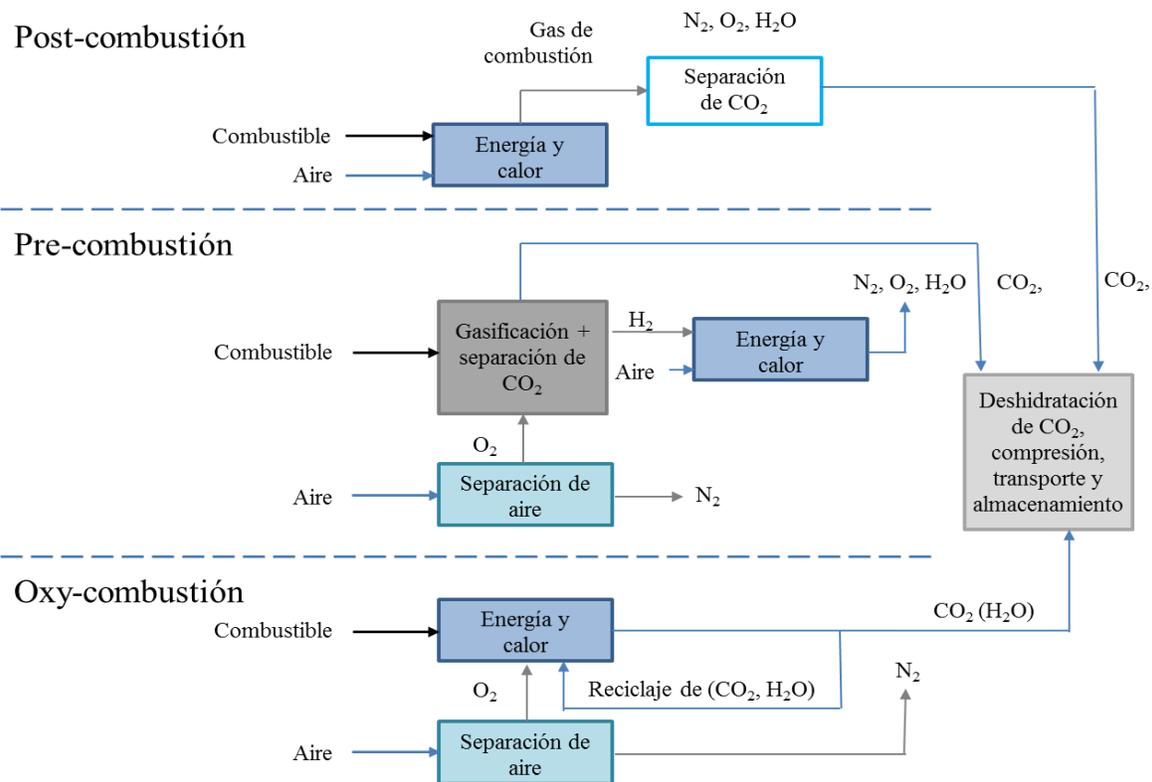


Figura 2.1.2. Esquema de las opciones de captura de CO₂ durante los procesos industriales. Modificado de IPCC, 2005.

Las principales tecnologías de captura (Figura 2.1.2), las cuales emplean uno o más de los procesos anteriormente descritos, son las siguientes:

- **Post-combustión:** Separa el CO₂ por medio de solventes líquidos orgánicos como el MEA (monoetanolamina).
- **Pre-combustión:** Trata básicamente el combustible con vapor de agua y oxígeno en forma previa para producir un gas de síntesis (básicamente CO y H₂). Posteriormente separa el monóxido de carbono con vapor de agua en un segundo reactor (de conversión) donde se produce CO₂ e hidrógeno adicional.
- **Oxy-fuel:** Incorpora O₂ de alta pureza en el proceso de combustión, produciendo CO₂ de alta concentración (más de 80% en volumen). Posteriormente, el vapor de agua se sustrae del flujo de gas por enfriamiento y compresión.

2.1.2. Compresión y transporte



Una vez separado el CO₂ del resto de los gases emitidos por fuentes estacionarias, debe de ser comprimido con el objetivo de hacer más eficiente su transporte.

El CO₂ deberá ser transportado e inyectado en condiciones de presión y temperatura en las cuales se encuentran en equilibrio el estado gaseoso y líquido, denominado estado supercrítico (7.38 MPa y 31.1 °C, respectivamente; Figura 2.1.3).

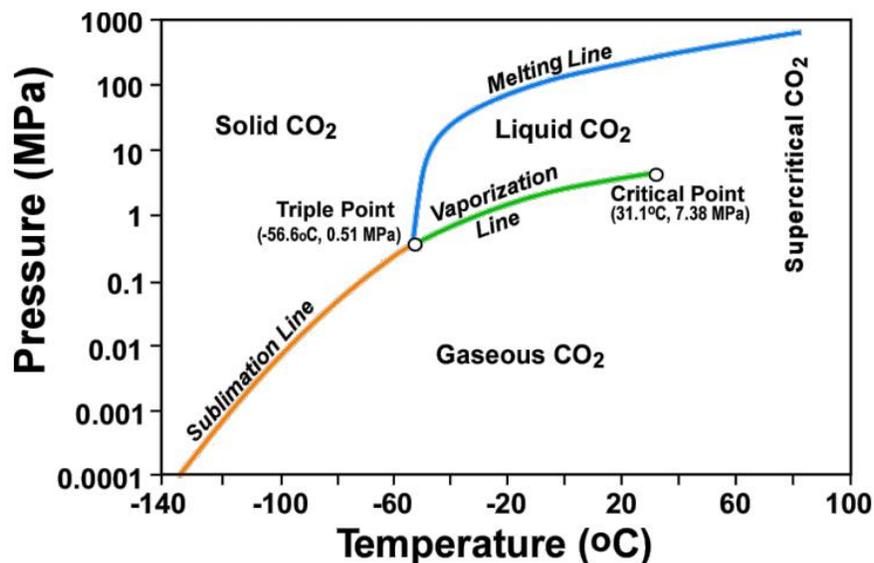


Figura 2.1.3. Diagrama de fases del CO₂. Suárez Díaz, 2007.

El CO₂ puede ser transportado en tierra por medio de tuberías, camiones transportistas o trenes y en mar por medio de buques.

Todos estos medios de transporte deberán poseer mecanismos y tecnologías que permitan que las condiciones de presión y temperatura se mantengan. Actualmente, el transporte por medio de tuberías es el método más económico para movilizar grandes cantidades de CO₂ y por lo tanto, el más empleado.

2.1.3. Almacenamiento

De acuerdo a los estudios realizados por Bachu (2008), se han considerado tres medios para el proceso de Captura y Almacenamiento de CO₂: almacenamiento geológico, almacenamiento oceánico y carbonatación mineral.

La carbonatación mineral consiste en convertir el CO₂ en minerales de carbonato empleando reacciones químicas en procesos acelerados. La accesibilidad de rocas necesarias para la carbonatación mineral con alta concentración de minerales específicos como la serpentina y el olivino, la alta demanda energética e impacto ambiental y el alto costo (por operaciones mineras, transporte y almacenamiento de grandes cantidades de



rocas carbonatadas) involucrados en esta tecnología la excluyen para ser considerada en el corto y mediano plazo.

El océano es un sumidero natural de CO₂, lo absorbe gradualmente cuando aumenta su concentración en la atmósfera. Por lo cual, ha sido considerado para almacenar dióxido de carbono en sus profundidades. Sin embargo, el almacenamiento en los océanos implica aspectos poco conocidos de procesos físicos y químicos, de eficiencia de almacenamiento, costo, viabilidad técnica e impacto ambiental (Bachu, 2008). La inyección de CO₂ produce cambios en el pH del océano, lo cual eventualmente puede tener graves consecuencias sobre la vida marina (IPCC, 2005; Seibel y Walsh, 2001). Por otra parte, la circulación en el océano puede traer a primer plano limitaciones legales, políticas e internacionales para las operaciones a gran escala, con una fuerte oposición de la opinión pública y de organizaciones ambientales no gubernamentales. Por lo tanto, el almacenamiento de CO₂ en el océano es una opción descartada por cuestiones económicas, ambientales y políticas.

Por la ventaja de presentar pocos problemas ambientales, económicos y políticos, en comparación con la carbonatación mineral en la superficie y el almacenamiento en el océano, el almacenamiento geológico de CO₂ representa la mejor opción actualmente y probablemente la única opción a corto y mediano plazo para reducir las emisiones totales de dióxido de carbono a la atmósfera (Bachu, 2008). Por otra parte, la capacidad de almacenamiento de CO₂ en los medios geológicos es significativa, aunque se distribuyen de manera desigual alrededor del mundo. El tiempo de retención probable en estos medios es del orden de milenios a millones de años (IPCC, 2005).

Los medios geológicos apropiados para almacenamiento de CO₂ deben de cumplir con las siguientes características (Bachu, 2008):

- a) Capacidad, para aceptar el volumen de CO₂ considerado (determinada por la porosidad del reservorio);
- b) Inyectividad, para captar el CO₂, al ritmo en el que es abastecido del centro emisor (determinada por la alta permeabilidad del reservorio);
- c) Confinamiento, para prevenir la migración y fuga del CO₂ del espacio de almacenamiento hacia otros lugares en el subsuelo, acuíferos potables y/o a la superficie (determinado por la presencia de trampas estratigráficas y/o estructurales y la impermeabilidad de la roca sello).

Las cuencas sedimentarias son el medio geológico con las mejores condiciones, con las cuales se cumplen los requisitos anteriores. Dentro de ellas, las areniscas y las rocas calcáreas tienen la porosidad necesaria para contar con capacidad de almacenamiento y la permeabilidad requerida para la inyectividad, mientras las lutitas y evaporitas de baja permeabilidad son confinantes, por ello proveen una barrera física para la migración del CO₂ fuera de la unidad de almacenamiento propuesta. El carbón, que puede ser utilizado también para almacenar CO₂ debido a sus propiedades de adsorción, también se encuentra en cuencas sedimentarias (Bachu, 2008).



2.1.4. Monitoreo y verificación

Los proyectos de almacenamiento geológico de CO₂ requieren actividades de monitoreo en las fases pre-operación, operación, cierre y post-cierre, así como análisis de riesgos y desarrollo de estrategias de mitigación que tiene que ser implementadas en caso de que exista un problema. La aplicación efectiva de las tecnologías de monitoreo cerciora la seguridad de los proyectos, con respecto a la salud humana y al impacto ambiental. Las estrategias de monitoreo y verificación en los proyectos deben ser desarrolladas por un equipo de trabajo multidisciplinario (geofísicos, geoquímicos y geomecánicos).

La caracterización de sitios y las simulaciones numéricas ayudarán a diseñar sistemas de monitoreo y verificación robustos, los cuales proveerán los datos para validar los resultados esperados, monitorear señales de fugas y darán confianza de que el CO₂ permanezca en el subsuelo (DOE-NETL, 2009).

En general, los objetivos del monitoreo y verificación establecidos por el DOE-NETL (2009) son:

- Identificar los procesos de almacenamiento y confirmar su integridad
- Evaluar las interacciones del CO₂ con los sólidos y fluidos de la formación
- Analizar los efectos potenciales al ambiente, la salud y la seguridad en casos de fugas
- Evaluar y monitorear las opciones de mitigación en caso de fuga
- Asistir en disputas legales sobre cualquier impacto de la tecnología de almacenamiento (aguas subterráneas, eventos sísmicos, etc.).

2.2. FORMACIONES CONSIDERADAS PARA ALMACENAMIENTO

- **Campos exhaustos de hidrocarburos**

Los reservorios de petróleo y gas son la primera opción para el almacenamiento de CO₂ a gran escala, debido a que la mayoría de los reservorios de hidrocarburos tienen una larga historia de exploración y producción, por lo cual, es probable que su información respecto a la caracterización de sitio e infraestructura (pozos, caminos, tuberías, etc.) pueda ser utilizada. Además, la acumulación de hidrocarburos sugiere la presencia de una roca sello suficiente y condiciones de entrapamiento que están probadas para prevenir el flujo por millones de años. Un reservorio exhausto de hidrocarburos es una acumulación de aceite y gas en el subsuelo donde la producción ha declinado al punto en que ya no resulta económica su producción empleando técnicas primarias o secundarias y son candidatas para la aplicación de operaciones terciarias o para almacenamiento de CO₂. Algunos problemas con estos tipos de almacenamiento son: la gran cantidad de pozos penetrantes hacia la formación, los cuales pueden actuar como patrones de fuga, el tamaño físico de la trampa estructural/estratigráfica (potencial de almacenamiento muy limitado), la posibilidad de que el decaimiento de la presión de poro haya producido colapso de poros, lo



cual reduce el volumen potencial de almacenamiento y su localización con respecto a las fuentes de CO₂ (Bachu, 2008).

- **Lechos de carbón no explotables**

La adsorción es el mecanismo físico por el cual el CO₂ permanecerá almacenado en este medio. El CO₂ puede ser geológicamente almacenado en lechos de carbón considerados como económicamente no explotables o pueden ser usados para recuperación mejorada de metano de lechos de carbón (ECBM, por sus siglas en inglés). El CO₂ tiene mayor afinidad por el carbón en comparación con el metano (CH₄), por ello al almacenar CO₂ en lechos de carbón, el metano es desplazado. En realidad todos los proyectos de almacenamiento de CO₂ en carbón deben llevarse de manera conjunta con un programa de ECBM. Es vital que el metano liberado no se convierta en una emisión a la atmósfera debido a que tiene un mayor efecto invernadero radiativo (21 veces mayor, Khalil, 2000) que el CO₂.

En contraste con los acuíferos salinos y los reservorios exhaustos de hidrocarburos, la capacidad de almacenamiento en los lechos de carbón es mayor a profundidades menores de 600 m, cuando el CO₂ se encuentra en fase gaseosa (no en fase supercrítica). Las investigaciones respecto al almacenamiento de CO₂ en lechos de carbón son pocas y se requieren trabajos posteriores para conducir a un pleno entendimiento de los procesos involucrados y para determinar las características más deseables del carbón para el almacenamiento del CO₂ (Bachu, 2008).

- **Basaltos**

Los basaltos son rocas formadas por la solidificación de lava rica en silicatos que contienen cationes (como calcio, magnesio y hierro) que se pueden combinar con el CO₂ para formar minerales de carbonato. Sus propiedades químicas permiten que las reacciones atrapen potencialmente todo el CO₂ inyectado para convertirlo en una forma de mineral sólido, por lo cual lo aísla permanentemente de la atmósfera. Los principales minerales necesarios para estas reacciones son forsterita, serpentina, plagioclasa cálcica y wollastonita, además del vidrio basáltico; y los principales minerales que produce son calcita, magnesita, dawsonita y siderita (Oelkers *et al.*, 2008). Las investigaciones actuales están enfocadas a incrementar la velocidad de las reacciones minerales e incrementar el flujo de CO₂ dentro de las formaciones de basaltos. Por otra parte, los derrames basálticos ocupan generalmente grandes extensiones de la corteza terrestre (Dávila, 2011). Por ejemplo, en la India ha sido estudiada con este propósito una extensión de 500 mil km², en la provincia volcánica de los Basaltos de Deccan, Maharashtra; que puede tener hasta 2000 metros de profundidad sísmicamente estables (Prasad *et al.*, 2009). Sin embargo, su actual estado de estudio opera con una alta incertidumbre en cuanto a su capacidad de almacenamiento, por lo cual, actualmente se descarta el uso de este tipo de unidades geológicas.

- **Lutitas con alto contenido de materia orgánica**



Muchas lutitas contienen 1-2 % de materia orgánica, lo cual le provee un sustrato de adsorción para almacenamiento de CO₂ similar al almacenamiento de CO₂ en los lechos de carbón. Su consideración para proyectos de CCS actualmente se encuentra restringida debido a la carencia de datos confiables, pues las investigaciones recientes están enfocadas a obtener los índices de inyección de CO₂ económicamente viables, dada la baja permeabilidad de las lutitas.

El almacenamiento de CO₂ en basaltos y lutitas son opciones estudiadas recientemente, sin embargo el grado de certidumbre en cuanto a su capacidad de almacenamiento no es muy confiable debido a la falta de información actualmente disponible. Además, las cuencas carboníferas de México no están disponibles para el almacenamiento de CO₂ debido a que se encuentran actualmente en explotación, o se localizan en regiones con escenarios tectónicos que imposibilitan su uso para este fin (Dávila, 2011). El estudio en los campos de petróleo o gas deberá ser conducido por Petróleos Mexicanos (PEMEX). Por las dificultades de estos medios geológicos (incertidumbre en el almacenamiento en basaltos y lutitas; falta de disponibilidad de las cuencas carboníferas y restricción de información en campos exhaustos de hidrocarburos) en el país, la Comisión Federal de Electricidad restringe sus estudios al almacenamiento en acuíferos salinos profundos.

A continuación se describe de una manera más detallada las características principales del almacenamiento de CO₂ en acuíferos salinos:

- **Acuíferos salinos**

Son capas de roca permeable con fluidos salinos en sus espacios porosos. Generalmente se encuentran a profundidades mayores que los acuíferos que contienen agua potable. Debido a su alta concentración de sales (debe de ser mayor a 10,000 ppm) y su profundidad, el agua contenida no puede ser técnica y económicamente explotada (para usos agrícolas ni industriales). Las formaciones salinas existen alrededor del mundo dentro de las cuencas sedimentarias y tienen el potencial más grande para el almacenamiento de CO₂ antropogénico debido a su gran volumen de poros y distribución espacial, por lo que presenta una mayor probabilidad de estar cerca de las fuentes emisoras de CO₂. Sin embargo, estas formaciones no se conocen con el mismo detalle que los reservorios de hidrocarburos o los acuíferos de agua dulce, y cualquier estimación de su capacidad de almacenamiento generalmente incluye incertidumbres importantes. La selección de sitios potenciales está muy condicionada por el conocimiento disponible, por lo que principalmente se centra en áreas donde se han realizado exploraciones de hidrocarburos y donde se han encontrado trampas secas, no productivas. Además, en esta opción de almacenamiento, la capacidad de contención del sello no está demostrada y también existen incertidumbres acerca de la posible existencia de recursos naturales sin descubrir.

Las rocas con mejores condiciones para almacenar fluidos son las areniscas y las calizas. Sin embargo, Bachu (2008) considera que para poder ser contemplados como reservorios potenciales de almacenamiento de CO₂ deben contar con las siguientes propiedades:



- *Tamaño*: el reservorio debe de ser lo suficientemente grande para ser capaz de almacenar las cantidades de CO₂ planeadas, por ejemplo, el tiempo de vida de las emisiones de una planta de generación eléctrica. La capacidad de almacenamiento del sitio es el volumen de espacios porosos en el acuífero que pueden ser ocupados por el CO₂.
- *Porosidad y permeabilidad*: Estos parámetros deben ser suficientemente altos para proveer, tanto un volumen suficiente para el CO₂ como para permitir la inyección del CO₂. Si la permeabilidad de la roca es baja, o existen barreras para el flujo, como la presencia de fallas, la inyección provocará un aumento progresivo en la presión de fluido concentrada sobre el punto de inyección. Esto limitará el ritmo en el que el CO₂ puede ser inyectado y finalmente, puede limitar la cantidad de CO₂ que puede ser almacenado. Los reservorios altamente delimitados en compartimentos por rasgos estructurales son probablemente menos favorables para almacenar CO₂ en comparación con aquellos reservorios altamente permeables y con grandes extensiones que no presentan una cantidad elevada de fallas estructurales.
- *Presión y temperatura*: Usualmente, sólo los reservorios con profundidades mayores a 800 m son considerados para el almacenamiento de CO₂. A las temperaturas y presiones existentes en el subsuelo a profundidades entre 600 a 800 m de profundidad el CO₂ se presenta en estado supercrítico y ocupa mucho menos volumen de poro que en su fase gaseosa. Por ejemplo, 1 t de CO₂ ocupa 509 m³ en condiciones superficiales. Mientras que la misma cantidad de CO₂ ocupa sólo 1.39 m³ a 1000 m de profundidad.

Además de una roca almacén, se requiere una capa sobreyacente impermeable que impida el paso de CO₂. Debido a una mayor flotabilidad del CO₂ en comparación a los fluidos de la formación, este tiende a ascender hacia la cima del reservorio al ser inyectado. La presencia de una roca sello impide la migración vertical del CO₂, por lo tanto se considera el mecanismo de entrapamiento principal para la seguridad a largo plazo del almacenamiento. Las rocas con la baja permeabilidad requerida para ser consideradas como roca sello son usualmente, lutitas, lodolitas o capas evaporíticas. Es indispensable que estas rocas no estén afectadas por fallas, puesto que las fallas no selladas proveerían un patrón de fuga del fluido. Se requiere que la capacidad de sellado de la roca sea confirmada por análisis detallados para asegurar la integridad del sitio de almacenamiento.

El almacenamiento de CO₂ en acuíferos salinos se puede realizar tanto en acuíferos “confinados” como en acuíferos “no confinados” (Figura 2.2.1; Bentham and Kirby, 2005). El almacenamiento en acuíferos *confinados* depende del entrapamiento del CO₂ con alta flotabilidad por medio de rasgos estructurales (anticlinales, fallas, etc.) y/o estratigráficos (por ejemplo: cambio de facies) y es muy parecido a los esquemas de almacenamiento de gas en campos de hidrocarburos, o similar al almacenamiento de gas natural en acuíferos subterráneos. En las trampas estructurales simples, los volúmenes y patrones de migración del CO₂ inyectado pueden predecirse y se pueden construir modelos de reservorio con alto grado de certeza en comparación con los acuíferos no confinados, en donde los límites

laterales no se conocen bien. En los casos de los acuíferos confinados no es necesario utilizar la capacidad regional total del acuífero, mientras se utiliza únicamente los cierres estructurales, reteniendo grandes cantidades de CO₂ en áreas definidas.

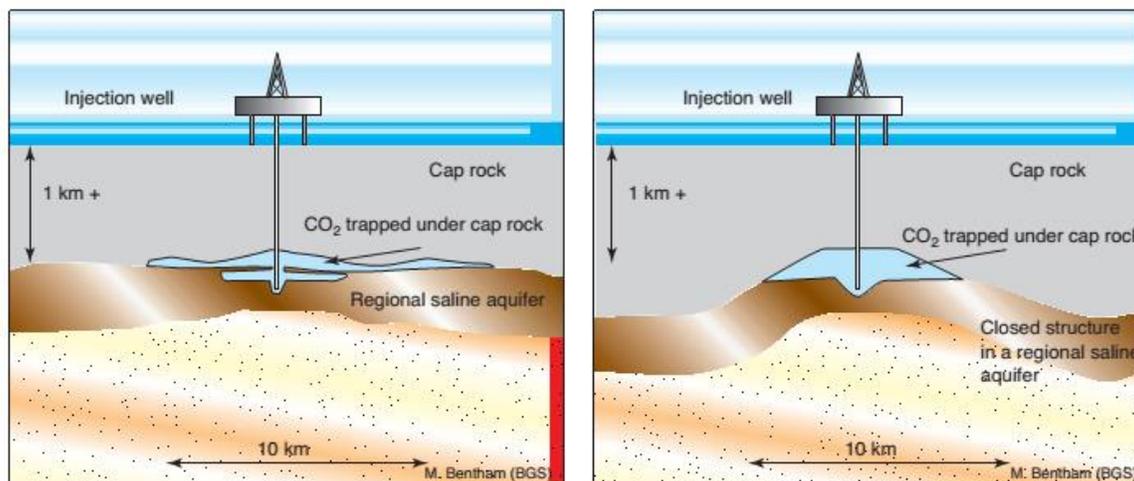


Figura 2.2.1. Diagrama conceptual de almacenamiento en acuíferos *no confinados* y *confinados*. Tomado de Bentham and Kirby, 2005.

El almacenamiento en acuíferos *no confinados* involucra la inyección de CO₂ en grandes acuíferos regionales sin presencia de cierres estructurales o estratigráficos específicos. Una vez que el CO₂ ha sido inyectado migra hacia arriba a lo largo de la ruta más permeable hasta que encuentra la roca sello impermeable. Esta provee una barrera para movimientos verticales posteriores, por lo cual el CO₂ solo podrá migrar lateralmente. Debido a la gran área considerada, las posibilidades de presentar rutas de migración fuera del reservorio y probablemente a la superficie, se incrementa, por lo cual se requiere mapas detallados que definan las posibles rutas de migración. Ya que las rutas de migración son muy extensas, la participación del mecanismo de almacenamiento por disolución incrementa significativamente (Bentham y Kirby, 2005).

2.3. MECANISMOS DE ENTRAMPAMIENTO

Una vez inyectado el CO₂ en la unidad geológica porosa y permeable, este permanecerá en la misma por medio de distintos procesos físicos y químicos que atraparán el CO₂ en la formación (IPCC, 2005), por lo cual, los mecanismos de entrapamiento se clasifican de la siguiente manera:

- **MECANISMOS FÍSICOS:**

En sistemas estáticos:



- Como CO₂ móvil dentro de trampas estructurales y estratigráficas (móvil en el sentido de que circula dentro de una barrera física de baja permeabilidad, y que si un patrón de fuga es encontrado, el CO₂ fluiría por su propia flotabilidad). Es decir, cuando el CO₂ es inyectado debajo de una capa regional de baja permeabilidad o impermeable, como una lutita o una evaporita y está contenida dentro de una trampa estratigráfica o estructural. Las características estructurales que pueden actuar como trampas son pliegues y/o fallas que impiden el movimiento lateral de plumas de CO₂ inyectado. Las Trampas estratigráficas ocurren en formaciones sedimentarias que están caracterizadas por cambios en el ambiente de depósito y afectan la porosidad y permeabilidad de la formación.
- Como gas residual dentro de los espacios porosos (Figura 2.3.2). En este caso el CO₂ es inmóvil debido a la tensión inter-facial entre el CO₂ y el agua de formación (el flujo no es posible incluso si existe un patrón de fuga disponible). Sin embargo, el entrapamiento por gas residual no juega un papel importante hasta que las operaciones de inyección terminan.

En sistemas dinámicos:

Conocido como entrapamiento hidrodinámico (Figura 2.3.1), el cual consiste en el flujo en sistemas de escala regional por un largo periodo y es un proceso afectado por una combinación compleja de mecanismos de entrapamiento físicos y químicos. Cada uno de los mecanismos y procesos toma lugar en diferentes escalas de tiempo y tienen diferente grado de importancia a diferentes escalas (Figura 2.3.3).

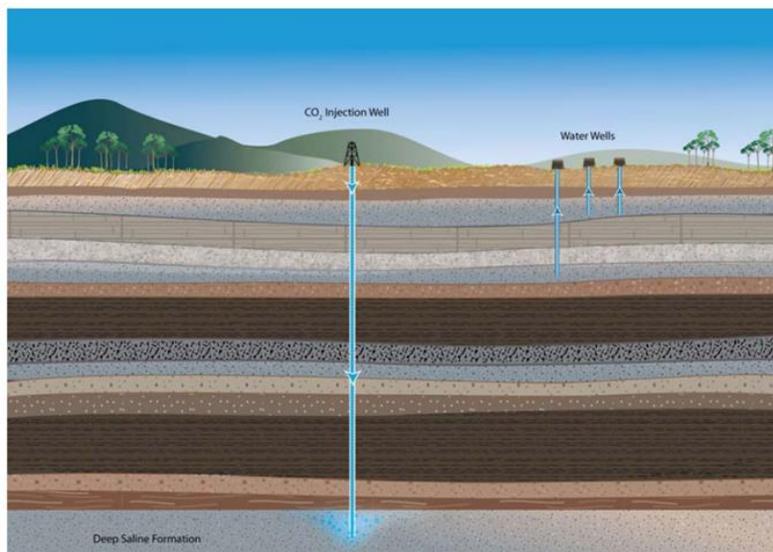


Figura 2.3.1. Almacenamiento geológico de CO₂ en un acuífero salino profundo dentro de un sistema hidrodinámico de escala regional. El sitio carece de cierres estructurales o estratigráficos laterales por lo que se desplaza lateralmente hasta quedar inmóvil por la presión confinante lateral. IPCC, 2005.

El CO₂ es inyectado a una formación en donde no hay cierres estructurales o estratigráficos que lo contengan lateralmente (IPCC, 2005). El CO₂ inyectado se aleja de la fuente, tanto



hacia arriba hasta entrar en contacto con la roca sello como lateralmente hasta alcanzar la presión hidrostática natural, por lo que queda inmóvil por la presión lateral confinante y por la capa sello suprayacente, en donde es eventualmente atrapado en forma de gas residual, o por medio de mecanismos químicos como disolución o entrapamiento mineral (IPCC, 2005).

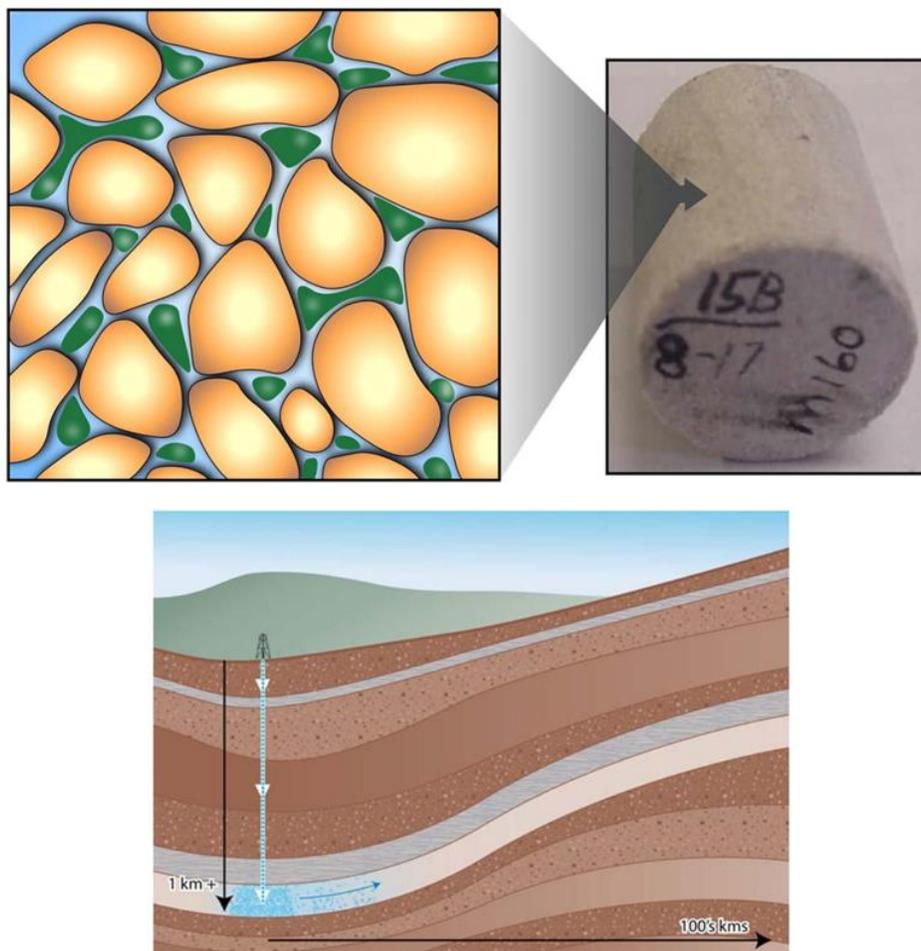


Figura 2.3.2. Mecanismo de entrapamiento físico por medio de gas residual. a) Ilustración de burbujas de gas no húmedo en un medio poroso saturado de agua y b) CO₂ inyectado desplazando los fluidos de la formación. IPCC, 2005.

- **MECANISMOS QUÍMICOS**

Entrapamiento por solubilidad: La cantidad de CO₂ disuelto es función de la presión, temperatura y salinidad de la salmuera. Cuando el CO₂ se disuelve y satura la salmuera de formación (aguas subterráneas que saturan los poros de las rocas, arenas y carbonatos que constituyen los yacimientos petroleros, sus principales constituyentes son Cl⁻ y Na⁺ en altas



concentraciones de hasta 150 y 80 g/l respectivamente; Case, 1955), se hace 1% más densa que la salmuera inicial. Esto crea una inversión de densidad y después de algún tiempo, se puede desarrollar un proceso convectivo de mezcla, moviendo la salmuera saturada de formación hacia abajo y lejos del CO₂ en fase libre y poniendo en contacto la salmuera insaturada con el CO₂ en fase libre (Ennis-King y Paterson, 2001).

Entrampamiento mineral: Es el proceso por el cual las reacciones químicas entre el CO₂ inyectado, los fluidos de formación y la matriz rocosa producen la precipitación de minerales estables. La precipitación mineral es el mecanismo de entrampamiento más seguro pero también el menos entendido (IPCC, 2005). Mientras existe un relativamente buen entendimiento de las interacciones minerales en el laboratorio, los efectos de la compleja mineralogía y condiciones de mezcla in situ son pobremente conocidas y se cree que el entrampamiento mineral sea importante solo a largo plazo en un orden de decenas o quizá miles de años (CSLF, 2005; IPCC, 2005).

Entrampamiento por adsorción: El carbón mineral tiene mayor afinidad por el CO₂ gaseoso que por el metano, el cual se encuentra naturalmente presente en el carbón. Por lo cual el almacenamiento de CO₂ en lechos de carbón está basado en la premisa de que el CO₂ inyectado reemplazará el metano en el carbón y permanecerá adsorbido sobre la superficie del carbón (IPCC, 2005).

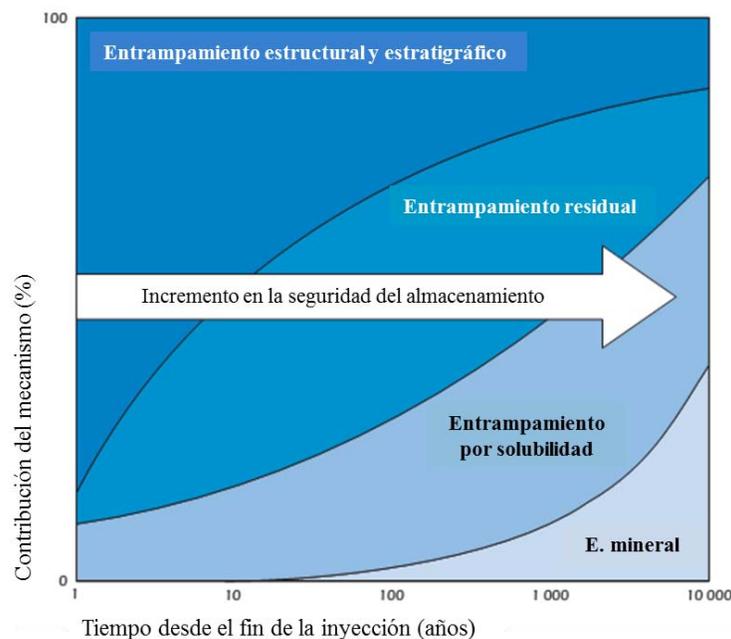


Figura 2.3.3. Contribución a la seguridad de almacenamiento de los distintos mecanismos de entrampamiento de CO₂ a través del tiempo. Modificado de IPCC, 2005.

2.4. SELECCIÓN DE SITIOS

La selección de sitios adecuados para almacenar volúmenes significativos de CO₂ requiere de una evaluación geológica a varias escalas (País, Cuenca, Regional, Local y Sitio). El estudio para la selección de sitios potenciales en México se basa en la propuesta metodológica de Bachu *et al.* (2007) (Figura 2.4.1).

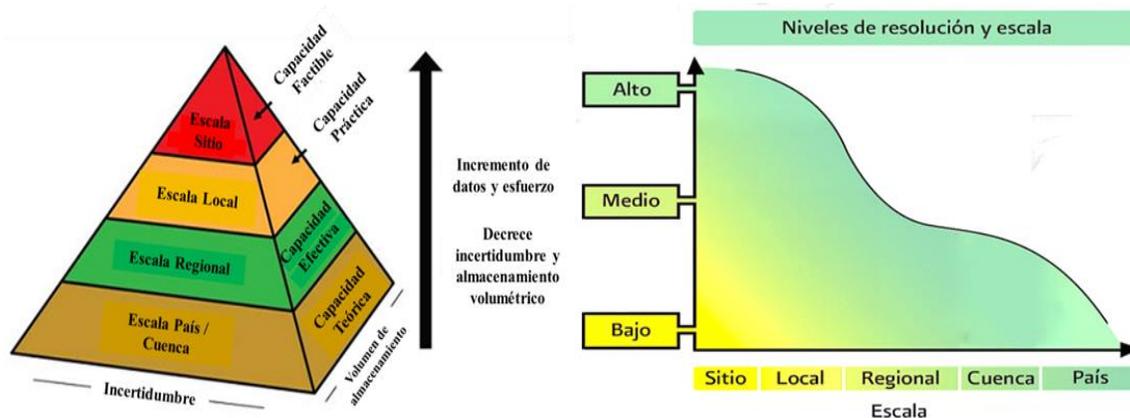


Figura 2.4.1. Comparación entre la estimación de capacidades de almacenamiento y los niveles de resolución de estudio. (a) Pirámide tecno-económica de recursos, (modificado de CO2CRC, 2008) (b) Escalas de evaluación. De Bradshaw *et al.* (2007) en Bachu, *et al.* (2007).

Los diferentes niveles de estudio varían de una selección regional a una caracterización muy detallada de un sitio específico. Cada nivel de detalle reduce progresivamente el grado de incertidumbre, pero típicamente resulta en una reducción en el volumen de almacenamiento. Por lo tanto, cada nivel de detalle en la selección de sitios requiere un incremento en la cantidad y tipo de información, tiempo y costos. La capacidad de almacenamiento de un nivel de estudio específico representa el máximo nivel probable del cálculo de la capacidad de almacenamiento accesible dado el tipo de base de datos disponible para ese nivel de caracterización.

Tipos de Capacidades de Almacenamiento

- **Capacidad teórica:** Representa el límite físico que el medio geológico puede aceptar y ocupa a la pirámide completa. Se determina a partir del empleo de una fórmula volumétrica de carácter determinístico debido a la carencia de datos para la etapa de estudios a nivel País y Cuenca. Es definido como el volumen total estimado en un sitio potencial, disponible para almacenar CO₂.
- **Capacidad efectiva** (también llamada capacidad realista): Representa una subdivisión de la capacidad teórica y se obtiene al imponer limitantes geológicas. Suele cambiar con el tiempo a la luz de nueva información del reservorio. Es determinada mediante fórmulas probabilísticas que emplean coeficientes de efectividad de almacenamiento determinados a partir de simulaciones numéricas detalladas en las que se consideran distintos procesos como la movilidad del CO₂, su flotabilidad, la heterogeneidad del medio, la saturación de agua irreductible, etc.



- **Capacidad práctica** Se obtiene al aplicar limitaciones técnicas, legales, regulatorias, de infraestructura y económicas. Se considera que no se encuentra en las condiciones para ser contemplada como comercialmente viable por el momento.
- **Capacidad factible:** Se obtiene al contrastar las limitantes geológicas con las reales, en tiempo y espacio, para uso industrial. Se considera como el estimado del volumen de poro técnica y comercialmente disponible para la inyección del CO₂.

Escalas de evaluación

- **Evaluación a nivel país:** Es conducida por instancias gubernamentales con la mínima cantidad de información, por lo general, de dominio público y se define por los límites de un país y generalmente abarca varias cuencas sedimentarias. Se lleva a cabo para saber si un país cuenta o no con capacidad de almacenamiento de CO₂ así como para evaluar los tipos de almacenamiento geológico posibles y los riesgos asociados.
- **Evaluación a nivel cuenca:** Se enfoca en una cuenca en particular para evaluar su potencial de almacenamiento. Se requiere evaluar las condiciones de capacidad, inyektividad y contención de sitios potenciales. Estos análisis se realizan con una cantidad limitada de información pública.
- **Evaluación a nivel regional:** Se lleva a cabo en una determinada porción de una cierta cuenca sedimentaria. Se ubica de acuerdo a la necesidad que dicten las fuentes fijas de CO₂. Es necesario realizar modelos estáticos detallados (geológicos, estructurales y estratigráficos) de los sitios propuestos.
- **Evaluación a nivel local:** Se trata de un análisis bastante detallado que implica la caracterización detallada del sitio, con el desarrollo de modelos dinámicos. Generalmente se desarrolla previamente al diseño, cuando existen varios sitios de los que se deba seleccionar uno o varios de ellos.
- **Evaluación a nivel sitio:** Incluye el diseño e implementación del proyecto; por lo general cuenta con información de proyectos pilotos, de donde se obtienen los datos necesarios para verificar la funcionalidad de los modelos dinámicos previamente desarrollados. En caso de discrepancias entre los resultados de los modelos y las mediciones realizadas en campo deben ajustarse los modelos. Se desarrolla un modelo para una unidad específica de almacenamiento (carbón, aceite, gas o acuífero salino profundo) y se procura seleccionar el acoplamiento entre fuentes y sitios.

La primera etapa en la selección de sitios es el análisis de cuencas sedimentarias que tengan el potencial de almacenar CO₂ en los espacios porosos de rocas como calizas o areniscas o vía adsorción en el carbón.

Bachu, 2003 elaboró un criterio para la selección de cuencas sedimentarias (Tabla 2.1). A partir de este criterio se pueden analizar y enlistar en orden de prioridad las cuencas sedimentarias de acuerdo a su capacidad de almacenar 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 2.1. Criterio para la selección de cuencas sedimentarias. (Bachu, 2003).

Seleccionadas las cuencas de interés, es necesario realizar una estimación de su capacidad de almacenamiento teórico, en donde se toma en cuenta únicamente el espacio poroso disponible para el almacenamiento, sin considerar procesos propios de los mecanismos de entrapamiento, debido a la escasa información en esta etapa de resolución (Escala de Cuenca).

Después del análisis de cuencas, el siguiente paso es un estudio más detallado con el objetivo de caracterizar las cuencas seleccionadas. Gibson-Poole (2008) desarrolló un procedimiento en el que enumera los pasos requeridos para seleccionar un sitio apto para el almacenamiento de CO₂, en donde incluye el criterio elaborado por Bachu (2003) como parte inicial del proceso (Tabla 2.2).

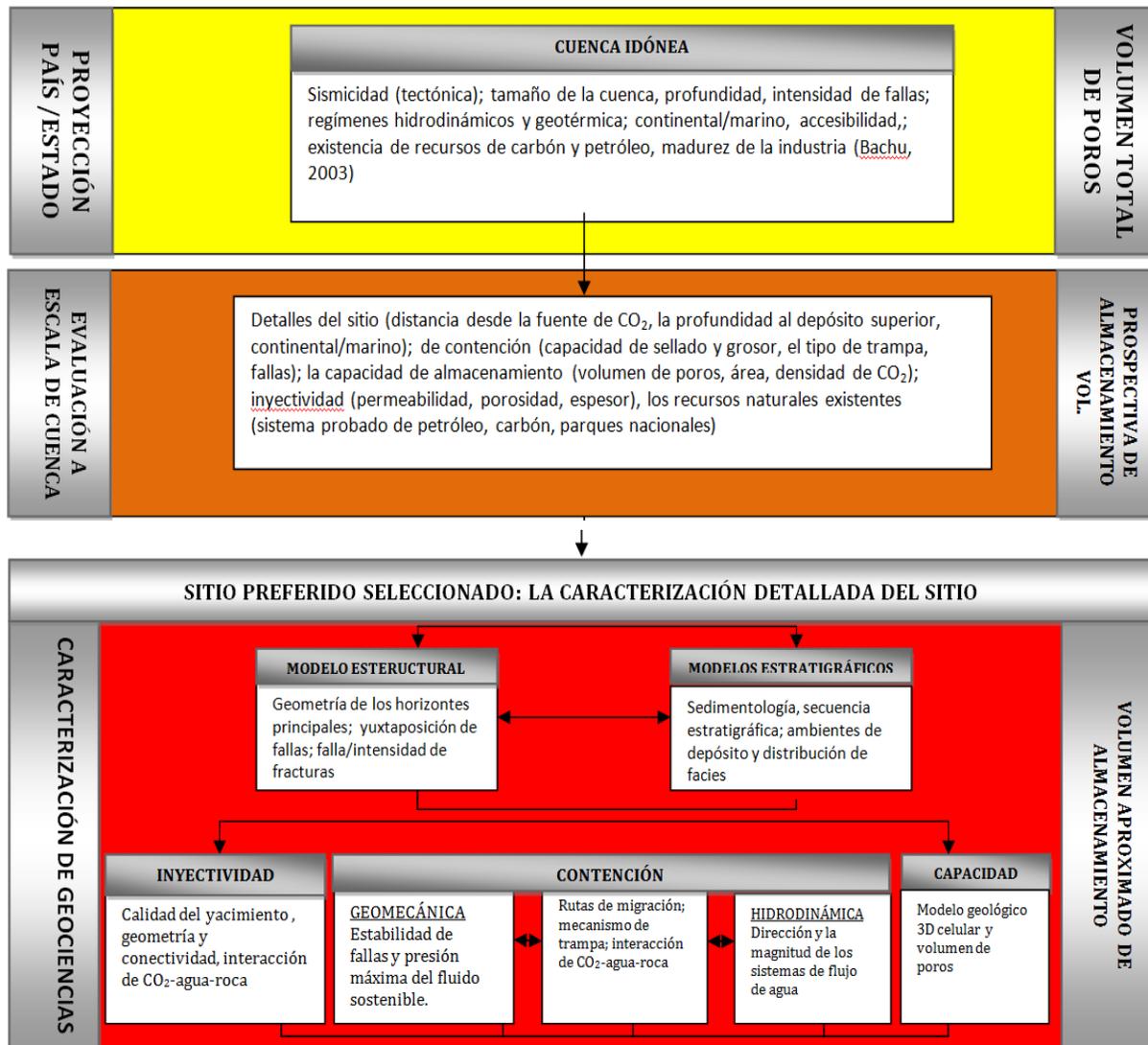


Tabla 2.2. Pasos en la selección de sitios potenciales para almacenamiento (modificado de Gibson-Poole, 2009).

La creación de los modelos sedimentarios y estructurales es indispensable para el cálculo de la capacidad de almacenamiento efectivo de sitios potenciales pues se requiere seleccionar coeficientes basados en dichos modelos.

2.5. ESTIMACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO EFECTIVA

Varias publicaciones del Foro de Liderazgo en Secuestro de Carbón (CSLF, por sus siglas en inglés) y el grupo de Gases de Efecto Invernadero de la Agencia Internacional de Energía (IEA GHG, por sus siglas en inglés) han documentado la complejidad asociada con la estimación de capacidad de almacenamiento, y la habilidad de representar la información en una manera que refleje y exprese la falta de certeza involucrada. Un aspecto clave que



permanece sin resolver, es cómo tomar las estimaciones teóricas y convertirlas en capacidades realísticas o viables en un nivel regional. Algunos artículos publicados expresan que necesitan ser aplicados coeficientes de almacenamiento en estimaciones regionales para lograr lo anterior. Estos coeficientes deben de ser dependientes del tipo de almacenamiento (por ejemplo: acuíferos salinos profundos o campos exhaustos de hidrocarburos) y características geológicas de las formaciones de almacenamiento. En 2009 la IEA evaluó las metodologías empleadas para el desarrollo de coeficientes de almacenamiento efectivo y desarrolló sus propios coeficientes. El siguiente capítulo es una revisión del documento desarrollado por la IEA en 2009.

2.5.1. DESARROLLO DE COEFICIENTES DE ALMACENAMIENTO EFECTIVO

De hecho, solo una porción del espacio poroso de cualquier formación geológica estará disponible para el almacenamiento de CO₂. El propósito de los coeficientes de almacenamiento es asignar un valor a la fracción de una formación dada en la cual el CO₂ pueda ser efectivamente almacenado.

Los coeficientes de almacenamiento calculados por cualquier método no son un reemplazo para los trabajos de detalle requeridos para un sitio específico antes de comenzar un proyecto de almacenamiento a gran escala, pero son apropiados para evaluaciones de primer orden de la capacidad efectiva de almacenamiento.

En las primeras etapas del estudio, se hizo obvia la limitada cantidad de datos disponibles de proyectos de inyección de CO₂ en el mundo y el enfoque del estudio cambió al uso de simulaciones o modelado para derivar los coeficientes de almacenamiento.

La construcción de esos modelos requirió el desarrollo de una base de datos que contenga valores representativos de las propiedades, litologías, ambientes de depósito y estructuras de los acuíferos salinos profundos. Debido a la escasa cantidad de datos disponibles para acuíferos salinos profundos se construyó una base de datos global promedio de propiedades de reservorios de hidrocarburos que pueden servir como una aproximación para las propiedades de acuíferos salinos. Asumiendo que los reservorios de hidrocarburos pueden ser considerados razonablemente como partes o subconjuntos de acuíferos salinos más grandes, la aplicabilidad de esos datos de reservorios de hidrocarburos aplicados a los acuíferos salinos es apropiada. La base de datos contiene propiedades geológicas y de fluidos de más de 20,000 reservorios de hidrocarburos representando una amplia variedad de tipos de reservorios de todo el mundo. La base de datos global promedio (AGD, por sus siglas en inglés) se formó como una compilación de datos de bases de datos más pequeñas, tablas publicadas y casos de estudio; la cual permitió a los parámetros ser definidos como un conjunto de datos estadísticos.

La meta del proceso de modelaje fue producir modelos genéricos tridimensionales que fueran representativos a una escala global para diferentes litologías, ambientes de depósito y estructuras (Figura 2.5.1).



El efecto de cinco parámetros (1. estructura, 2. permeabilidad relativa y saturación de agua irreductible, 3. profundidad, temperatura, 4. anisotropía en permeabilidad vertical y horizontal, y 5. tasas de inyección/ velocidad de fluido) fueron probados empleando modelo homogéneos, construidos con base en el promedio de las propiedades del AGD, para examinar el efecto de cada parámetro en la eficiencia de almacenamiento y en los coeficientes de almacenamiento resultantes. En general, las estructuras muy cerradas, incremento de profundidad y temperaturas bajas, relaciones bajas de permeabilidad vertical a horizontal (K_v/K_h), y altas tasas de inyección/velocidad de fluido, todas incrementan la eficiencia de almacenamiento y el valor de los coeficientes de almacenamiento; en tanto que los efectos de la permeabilidad relativa y saturación de agua irreductible parecen ser menos pronunciados.

Posteriormente se desarrollaron modelos heterogéneos analizando la diversidad de litologías, ambientes de depósito y estructuras para derivar los rangos de los coeficientes para la capacidad de almacenamiento. Todos los modelos emplearon los valores probabilísticos de los percentiles (P) 10, 50 y 90 de propiedades geológicas y de fluidos derivados del AVG para las estructuras y ambientes de depósito seleccionadas; es decir los valores bajo los cuales se encuentran el 10, 50 y 90 por ciento de los valores de la distribución de frecuencia relativa acumulada. A través del uso extensivo de modelos numéricos y simulaciones se desarrollaron un conjunto de coeficientes de almacenamiento efectivo (como se ilustra en el ejemplo de la Tabla 2.3).

Los valores de los coeficientes de almacenamiento resultantes varían de 4% a 17% con un intervalo de confianza del 80%. Se encontró que el aspecto estructural ejerce la mayor influencia, en los coeficientes de almacenamiento para recursos efectivos excediendo hasta el 25% en algunos casos.

A partir de estos coeficientes se puede estimar la capacidad de almacenamiento efectivo al conocer el tipo de roca y ambiente de depósito de un reservorio específico, además del tipo de trampa en la que se almacenará el CO₂. La capacidad de almacenamiento efectivo es el producto del volumen efectivo del reservorio (capacidad de almacenamiento teórico), la densidad del CO₂ a la profundidad de inyección propuesta y los coeficientes de almacenamiento efectivo seleccionados para el sitio propuesto, expresada en valores mínimos, medios y máximos (P10, P50 y P90, respectivamente).

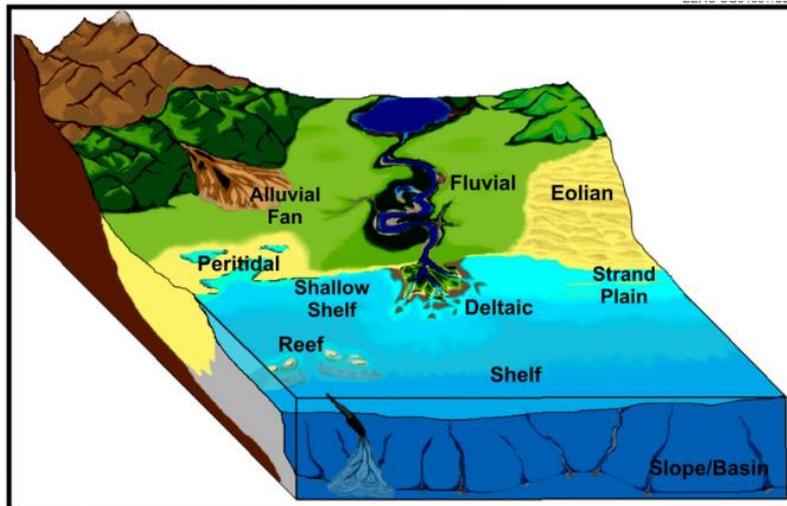


Figura 2.5.1. Ambientes de depósito modelados por la IEA, 2009.

LITOLOGÍA	AMBIENTE DE DEPÓSITO	ESTRUCTURA	VALOR PERCENTIL (P)	E _E y C _C (1-S _{wirr}) (%)
Arenisca	Abanico aluvial	Anticlinal: flanco >10° incl.	10	6.42
			50	10.85
			90	12.42
		Domo	10	8.12
			50	14.76
			90	22.48
		Plano	10	4.22
			50	4.6
			90	6.08
		Anticlinal: flancos 10° incl.	10	4.6
			50	4.85
			90	6.07
Anticlinal: flancos 5° incl.	10	4.57		
	50	5.59		
	90	5.29		

Tabla 2.3. Ejemplo de coeficientes de almacenamiento efectivo desarrollados mediante el empleo de modelos y simulaciones numéricas. Los coeficientes dependen de la litología, ambiente de depósito y estructura del sitio seleccionado. P es el percentil de la base de datos global promedio empleado para el modelo, con los cuales se obtienen los valores mínimos, medios y máximos para cada combinación de litología, ambiente y estructura; E_E es el coeficiente de almacenamiento



efectivo del DOE, C_c es el coeficiente de capacidad del CSLF y S_{wirr} es la saturación de agua irreductible (modificado de IEA, 2009).

Mediante el análisis de las metodologías publicadas empleadas para estimar la capacidad de almacenamiento en acuíferos salinos profundos, se observó una diferencia crítica en la capacidad de almacenamiento debido al comportamiento de las condiciones de frontera y dependiendo del proceso dominante: si es movilización (visto en fronteras abiertas) o compresión (visto en fronteras cerradas). Estos dos mecanismos representan puntos extremos, pero ambos estarán presentes en un escenario de almacenamiento dado; sin embargo, las fronteras de la formación causarán que un proceso domine sobre el otro (Figura 2.5.2). Hasta la fecha, no se ha desarrollado un análisis determinístico de la interacción entre ambos procesos. En el caso de compresión, la eficiencia es limitada por el incremento de presión y la compresión resultante de fluidos y partículas, así como la dilatación de espacios porosos. En el caso de movilización, los procesos de almacenamiento involucran el movimiento de fluidos de formación naturales lejos del sitio de inyección.

El desarrollo de estimaciones confiables en la capacidad de almacenamiento de CO₂ en acuíferos salinos puede ser problemático, especialmente porque los resultados de los estudios de modelado en un sitio específico no siempre pueden ser extrapolados fácilmente a las escalas de formación o regional, dependiendo si el sistema es abierto o cerrado.

En los sistemas abiertos la comunicación entre fluidos y presión a través de la formación es fuerte. En tanto que en los sistemas cerrados o semi-cerrados los límites o fronteras de los flujos laterales como las fallas, pueden restringir el movimiento de los fluidos. Para el modelaje del almacenamiento de CO₂, entender a cuáles de estas condiciones de frontera se pertenece es crítico.

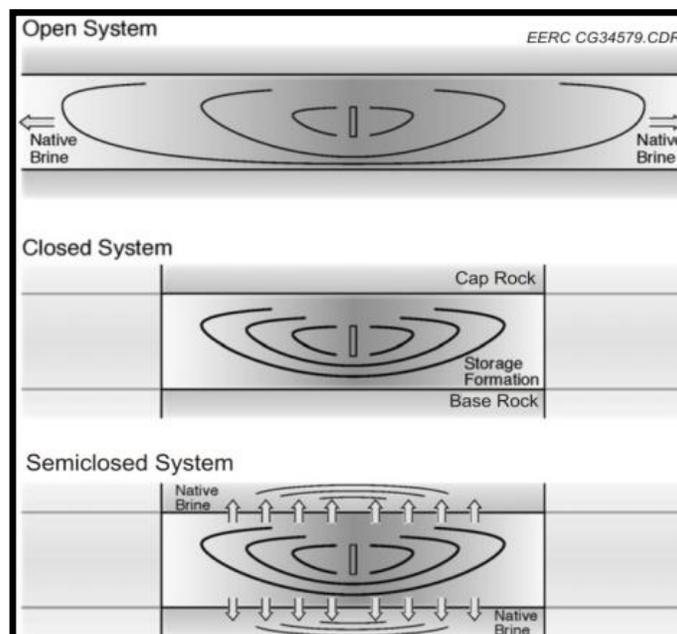


Figura 2.5.2. Diagrama representando los tres sistemas potenciales de almacenamiento (Tomado de Zhou *et al.*, 2008).



- **SISTEMAS ABIERTOS**

En algunas regiones, las cuencas sedimentarias contienen acuíferos salinos que se encuentran relativamente inafectadas por fallamiento, con propiedades geológicas y de fluidos bastante consistentes distribuidas sobre áreas muy grandes. En estas áreas, la comunicación hidrogeológica es tal que la inyección en la formación no causa un incremento considerable en la presión de la formación y el incremento de presión está limitado a las cercanías del pozo de inyección. Estos son considerados como sistemas abiertos.

Las dos metodologías más comúnmente aplicadas para el estudio de la capacidad de almacenamiento en estos escenarios son aquellas publicadas por el CSLF y del US DOE. En una revisión detallada de estos dos enfoques se confirma que desde un punto de vista computacional, los métodos son esencialmente equivalentes y sus capacidades calculadas pueden ser fácilmente relacionadas

La ecuación básica del enfoque del US DOE es:

$$G_{CO_2} = A * h * \phi * \rho_{CO_2} * E$$

Donde la masa almacenada de CO₂ (G_{CO_2}) es determinada por el área investigada (A), el espesor de la formación (h), la porosidad efectiva (ϕ), densidad del CO₂ (ρ_{CO_2}) y la aplicación de un coeficiente de almacenamiento (E).

La ecuación principal del CSLF es:

$$V_{CO_2} = V_{trap} * \phi * (1 - S_{wirr}) = A * h * \phi * (1 - S_{wirr})$$

Donde el volumen teórico de CO₂ almacenado (V_{CO_2}) está determinado por el volumen geométrico de una trampa (V_{trap}) dado por el área de la trampa (A) y espesor promedio de la trampa (h), porosidad (ϕ) y la saturación de agua irreducible (S_{wirr}). El coeficiente de capacidad C_c del CSLF, que incorpora los efectos acumulados de la heterogeneidad de la trampa, la flotabilidad del CO₂ y eficiencia de barrido, es luego multiplicado por (V_{CO_2}) para dar una capacidad de almacenamiento efectiva.

Los coeficientes de almacenamiento usados por las dos metodologías pueden ser relacionados por la siguiente ecuación, probando que las mismas asunciones concernientes a las condiciones de almacenamiento son aplicadas:

$$E_E = C_C * (1 - S_{wirr})$$

Donde E_E es el coeficiente de almacenamiento efectivo del DOE, C_C es el coeficiente de almacenamiento efectivo del CSLF y S_{wirr} es la saturación de agua irreducible en presencia de CO₂ bajo condiciones de reservorio. Cuando esos coeficientes son aplicados a sus respectivas metodologías, la capacidad de almacenamiento efectiva calculada será igual.

El volumen total disponible para almacenamiento será determinado por:

$$V_{CO_2T} = V_{trap} * \phi * (1 - S_{wirr}) = A * h * \phi * (1 - S_{wirr})$$



$$V_{CO_2e} = E_E * V_{CO_2T}$$

- **SISTEMAS CERRADOS**

En algunas regiones, las cuencas sedimentarias contienen acuíferos salinos profundos que se encuentran intensamente fallados y compartimentados, permitiendo muy poca o ninguna comunicación en los fluidos de formación con las formaciones que lo rodean. El volumen de inyección en estos sistemas hidrogeológicos compartimentados estará limitado por el incremento de presión en el reservorio. Este crecimiento de presión reducirá en gran medida la capacidad de almacenamiento total de CO₂. El almacenamiento efectivo estaría limitado por el volumen creado por la compresibilidad de los poros y los fluidos de formación y el máximo crecimiento de presión que la formación puede sostener sin ser dañada o fracturada. El volumen que podría estar disponible para almacenar CO₂ en este caso puede ser expresado por la siguiente expresión matemática desarrollada independientemente por Zhou *et al.* (2008) y el DOE en el Atlas de Secuestro de Carbón II de Estados Unidos y Canadá (2008) basados en cambios volumétricos causados por la compresibilidad.

Matemáticamente, la compresibilidad (c) está definida como:

$$c = - \frac{1}{V_0} * \frac{dV}{dp}$$

Donde V₀ es el volumen inicial o de referencia y $\partial V/\partial p$ es el cambio en el volumen de referencia sobre algún cambio de presión. El signo negativo refleja que en la mayoría de los casos el volumen decrece con un incremento de presión. Sin embargo la fórmula solo es válida para rocas que permanecen intactas, es decir, que la roca no se falla mecánicamente.

En un acuífero salino que consiste de agua salina y roca consolidada, la compresibilidad del agua (c_w) y del poro (c_p) son generalmente los dos componentes contribuyentes al cambio volumétrico en la formación como resultado de un cambio de presión. En este punto, el volumen del agua (V_w) y el volumen del poro (V_p) son separados del término volumétrico.

$$\Delta V_w = c_w * V_{w0} * \Delta p_w$$

$$\Delta V_p = c_p * V_{p0} * \Delta p_p$$

El coeficiente de almacenamiento E es definido como la fracción del volumen de poro total más probablemente accesible para el CO₂. El concepto de compresibilidad puede ser relacionado con E considerando los términos en la ecuación. Si V_{po} es definido como el volumen efectivo de poros y ΔV_t es definido como el volumen de poros efectivo accesible al CO₂, E_{comp} puede ser definido usando la ecuación de compresibilidad como sigue:

$$E_{comp} = \frac{\Delta V_t}{V_{po}} = (c_w + c_p) \Delta p$$

$$V_{CO_2comp} = V_{po} * E_{comp}$$



Esta fórmula solo es válida cuando el flujo de agua fuera de la formación sea despreciable y el cambio de presión no cause fallas en la formación o abra un conducto para la migración de fluidos.

2.6. CONCEPTUALIZACIÓN DE SITIOS

Si los proyectos de almacenamiento geológico de CO₂ se implementan en la escala necesaria para hacer reducciones notables en la concentración del CO₂ en la atmósfera, se deberá almacenar millones de toneladas métricas anualmente en las regiones con mayor cantidad de emisiones (Benson y Cole, 2008). Para asegurar el almacenamiento de esta gran volumen se requiere un fundamento científico sólido que defina los procesos combinados hidrológicos, geoquímicos y geomecánicos que determinarán el almacenamiento a largo plazo del CO₂ en el subsuelo. Por lo tanto, es indispensable realizar estudios interdisciplinarios, principalmente hidrodinámicos, hidrogeoquímicos, estructurales y geomecánicos. En este apartado se describe el análisis estructural de reactivación de fallas, debido a que este tipo de análisis se puede realizar en una escala regional (por lo cual se aplica en la escala de evaluación regional de la presente tesis), mientras el resto de los análisis se ejecutan en escala local. Con este tipo de estudios se pretende conocer las condiciones de esfuerzos regionales iniciales, así como la respuesta inmediata del reservorio a los cambios en dichos estados de esfuerzos debido a la inyección de fluidos.

2.6.1. ESTRUCTURAL

La reactivación de planos de debilidad preexistentes es un fenómeno común en la naturaleza y se encuentra implícita en algunos fenómenos geológicos como la inversión tectónica (Gillcrist *et al.*, 1987), colapso de orógenos (Dewey, 1988), fallas con inclinaciones distintas a las predichas por aquellos estados de esfuerzos estándar (fallas normales de bajo grado e inversas de alto ángulo; Allmendinger *et al.*, 1987; Mitra, 1993). En el caso específico del almacenamiento geológico de CO₂, este aspecto debe ser analizado con mucho detalle antes del desarrollo de un proyecto, pues la reactivación de una falla preexistente implica un alto riesgo de fuga del CO₂ hacia la superficie.

Cuando un bloque de roca que contiene planos de debilidad preexistentes está sujeto a un campo de esfuerzos, la deformación puede obtenerse tanto por deslizamiento a lo largo de planos preexistentes como por el desarrollo de nuevas fracturas y deslizamiento a lo largo de ellas (Alaniz-Álvarez *et al.*, 1998).

El proceso de fallamiento puede ser descrito por el criterio de deslizamiento de Coulomb-Navier para el primer caso y por el criterio de falla de Coulomb-Navier para el desarrollo de nuevas fracturas. El potencial de reactivación de un plano de debilidad preexistente depende fuertemente de su orientación con respecto al campo de esfuerzos.



Asumiendo que una dirección de esfuerzo principal sea vertical, Anderson (1905, 1951) usó el criterio de Coulomb-Navier para determinar la orientación de fallas normales, laterales e inversas. Sibson (1974) derivó las expresiones para la diferencia de esfuerzos crítica en los tres regímenes estándar de fallamiento necesaria para generar planos sin cohesión así como para la orientación de los mismos.

Sibson (1985) aplicó un método que consiste de un análisis 2D que calcula la relación de esfuerzo efectivo σ_3' / σ_1' requerida para reactivar un plano de falla. Para ser reactivado, el plano de falla debe alcanzar la envolvente gobernada por el criterio de Coulomb ($\tau = \mu_s \sigma_n$), donde τ es el esfuerzo de cizalla sobre el plano preexistente (Fig. 1a). El análisis de reactivación de falla 2D requiere conocimiento del ángulo θ_r entre el plano de falla y el esfuerzo principal máximo σ_1 . También se limita a casos para los cuales el eje del esfuerzo principal intermedio σ_2 está en el plano de falla. Por último, asume que las fallas no tienen cohesión.

En la Fig. 2.6.1 se muestra la clasificación de Sibson. Las fallas severamente desorientadas solo pueden ser reactivadas si la presión de poro de fluido p_f es mayor que la magnitud del esfuerzo principal mínimo σ_3 .

Ranalli y Yin (1990) extendieron el análisis de Sibson a rocas que contienen anisotropías (planos pre-existentes de debilidad), y derivaron las expresiones para la diferencia de esfuerzos crítica y orientación de fallamiento en el caso de un análisis bidimensional bajo un sistema de esfuerzos Andersoniano.

Para evaluar el potencial de reactivación de planos de falla que no contiene el eje σ_2 , Morris *et al.* (1996) desarrollaron un método de reactivación de fallas denominado tendencia de deslizamiento. Este método estima el potencial de reactivación para cualquier plano de falla independientemente de su orientación con respecto a la orientación de los ejes de los esfuerzos principales. Usaron un diagrama 3D de Mohr – Coulomb (Fig. 2.6.1a) y el conocimiento de la envolvente de reactivación para calcular la relación de esfuerzos ($T_s = \tau / \sigma_n$) para calcular la reactivación de cualquier plano de falla sin conocer la magnitud de los componentes de los esfuerzos principales. De hecho, los valores de T_s pueden ser calculados conociendo solo la orientación de los tres ejes de esfuerzos principales y la relación de forma de esfuerzos $\phi = (\sigma_2 - \sigma_3) / (\sigma_1 - \sigma_3)$. Para estimar la capacidad de reactivación de una falla bajo un estado de esfuerzos dado, Morris *et al.* (1996), normalizaron la tendencia de deslizamiento de cualquier superficie con la máxima tendencia de deslizamiento posible T_{smax} . La relación normalizada es llamada NT_s y es igual a T_s / T_{smax} . Una relación NT_s entre 1 y 0.5 indica que el plano de falla está bien orientado con respecto al campo de esfuerzos del ambiente, mientras un NT_s menor que 0.5 indica que el plano de falla está desorientado (Fig. 2.6.1b).

A pesar de que el método de NT_s es aplicable a planos de falla de cualquier orientación, solo considera fallas sin cohesión y al contrario del método 2D, no identifica aquellos planos en los que la reactivación solo ocurre con una sobrepresión del fluido ($p_f > \sigma_3$).

Para considerar planos preexistentes con cohesión, Tong y Yin (2011) extendieron el trabajo de Morris (1996) introduciendo un nuevo parámetro, el factor de tendencia de reactivación ($f_R = \tau_n / C_0 + \mu_s \sigma'_n$), donde τ es el esfuerzo de cizalla actuando en el plano preexistente y ($C_0 + \mu_s \sigma'_n$) es el esfuerzo de cizalla crítico requerido para reactivar un plano de falla preexistente con cohesión (Figura 2.6.1c). Un factor de tendencia de reactivación f_R mayor o igual a 1 indica que el plano de falla preexistente está bien orientado con respecto al campo de esfuerzos del ambiente y puede ser reactivado, mientras un valor menor a 0.5 indica que el plano de falla está desorientado.

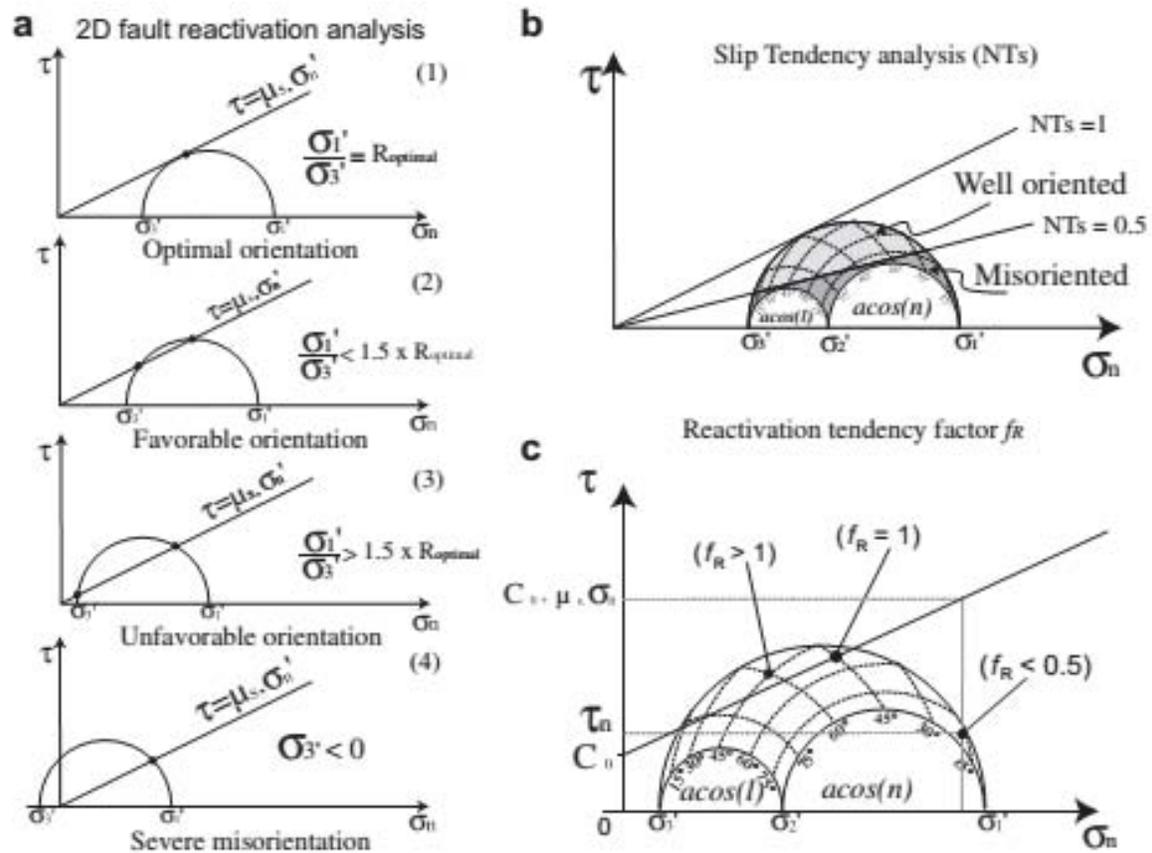


Figura 2.6.1. Diagramas de Mohr correspondientes a diferentes análisis de reactivación de falla. (a) Diagrama de Mohr del análisis en 2D (Sibson, 1985). (b) Diagrama de Mohr ilustrando el método de tendencia de deslizamiento. (c) Diagrama de Mohr mostrando el factor de tendencia de reactivación f_R (Tomado de Leclère y Fabbri, 2013).



CAPÍTULO 3

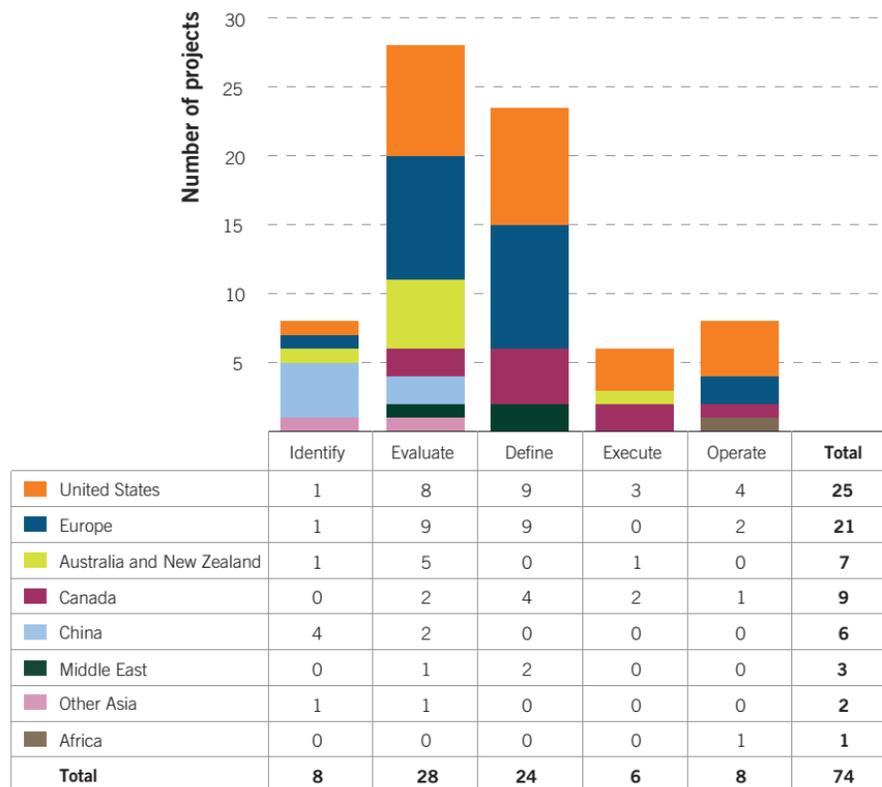
ANTECEDENTES

3.1 Proyectos en el Mundo

Cabe mencionar que el empleo de tecnologías para inyectar gas en el subsuelo no es nueva. Desde los años 70 varias compañías petroleras desarrollaron tecnologías para manejo de CO₂ en operaciones de recuperación mejorada de hidrocarburos. Ellos han desarrollado una serie de herramientas, técnicas y experiencias que pueden ser adaptadas a otras opciones de almacenamiento de gases. Estas incluyen algunos de los flujos de trabajo para la caracterización de sitios, integridad de inyección y pozos, predicción detallada de modelos de simulación de reservorios y una variedad de técnicas de monitoreo durante y después de las operaciones de inyección del CO₂.

En el reporte del status global del secuestro de carbón elaborado por el Global CCS Institute del 2011 se señaló que existen 74 proyectos de gran escala alrededor del mundo (Figura 3.1.1), de los cuales 14 están en operación, construcción o ejecución (Tabla 3.1). Algunos de estos proyectos incluyen plantas de generación eléctrica, y en conjunto tienen una capacidad de almacenamiento de CO₂ aproximada de más 33 millones de toneladas al año.

Figura 3.1.1. Proyectos a gran escala por estado operativo y país/región. Global CCS Institute, 2011.





De los 14 proyectos en estados de Operación y Ejecución, existen seis proyectos considerados “completos” (Sleipner, Great Plains/Weyburn-Midale, In Salah, Snohvit, Illinois-ICCS y Gorgon) (Tabla 3.1). En estos proyectos se ha demostrado la captura, transporte y almacenamiento permanente de CO₂ utilizando eficientes sistemas de mediciones, monitoreo y verificación (MMV, por sus siglas en inglés) y procesos para demostrar su almacenamiento permanente:

NOMBRE	LOCALIZACIÓN	TIPO DE CAPTURA	VOLUMEN DE CO ₂ (MTPA)	TIPO DE ALMACENAMIENTO	AÑO DE OPERACIÓN
Estado operativo					
Sleipner CO ₂ injection	Noruega	Pre-combustión	1	Acuífero salino profundo	1996
Great Plains Synfuels Plant y Weyburn-Midale Project	Estados Unidos / Canadá	Pre-combustión	3	EOR con MMV	2000
In Salah CO ₂ Storage	Argelia	Pre-combustión	1	Acuífero salino profundo	2004
Snohvit CO ₂ Injection	Noruega	Pre-combustión	0.7	Acuífero salino profundo	2008
Estado en ejecución					
Illinois Industrial Carbon Capture and Sequestration (ICCS) Project	Estados Unidos	Industrial (Producción de etanol)	1	Acuífero salino profundo	2013
Boundary Dam with CCS Demonstration	Canadá	Post-combustión	1	EOR con MMV	2014
Gorgon Carbon Dioxide Injection Project	Australia	Pre-combustión	4	Acuífero salino profundo	2015

Tabla 3.1. Proyectos a gran escala en estados de operación y ejecución. Modificado del Global CCS Institute, 2011.

La tabla fue modificada para mostrar solo los proyectos de recuperación mejorada de hidrocarburos (EOR) que incluyen programas de monitoreo y verificación, puesto que el Global CCS Institute considera todos los proyectos de EOR (incluso sin programas de MMV) como almacenamiento de CO₂. El proyecto de In Salah suspendió temporalmente su inyección de dióxido de carbono en Junio del 2011 (Global CCS Institute, 2014; <http://www.globalccsinstitute.com/project/salah-co2-storage>).

A continuación se comentarán los resultados obtenidos en tres de los proyectos mejor caracterizados hasta el momento:

Sleipner (almacenamiento en acuífero salino)

Es realizado por el proyecto multinacional y multidisciplinario de Almacenamiento de CO₂ en Acuíferos Salinos (SACS, por sus siglas en inglés: *Saline Acuífer CO₂ Storage*) que se lleva a cabo desde 1996 a la fecha.



El campo petrolero de Sleipner está localizado en el sector Noruego del Mar del Norte, a 250 kilómetros de la costa oeste de Noruega (Figura 3.1.2).

Aproximadamente se inyecta 1 millón de toneladas al año de CO₂ en un acuífero salino confinado dentro de la Formación Utsira. Es la operación comercial más grande de almacenamiento geológico de dióxido de carbono.

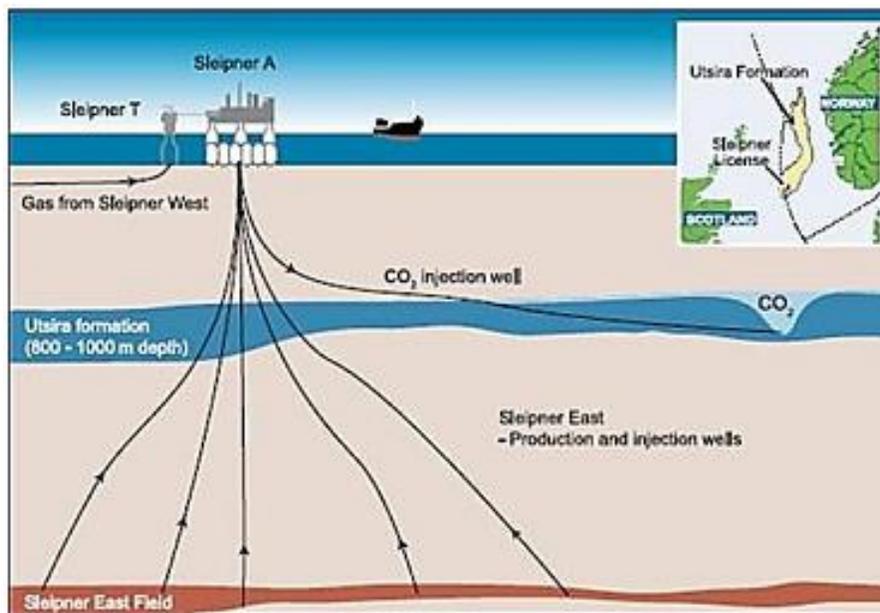


Figura 3.1.2. Diagrama del Proyecto de CCS de Sleipner. Localización y esquema de la Formación Utsira (IPCC, 2005).

El acuífero salino presenta una extensión de más de 400 kilómetros de largo de norte a sur y varía de 50 a 100 kilómetros en su extensión lateral de este a oeste (Figura 3.1.2).

El entorno geológico es bien conocido por la extensa exploración y producción petrolera en el Mar del Norte desde los años 80. La geología regional se determinó con base en más de 16,000 km de perfiles sísmicos, (aproximadamente 770 km² de sísmica de 3D) correlacionadas con las columnas estratigráficas de más de 300 pozos petroleros. La cima de la Formación Utsira está generalmente entre 700 y 1,000 metros de profundidad. El espesor de la formación varía de 200 a 300 metros (Perkins, 2005).

La Formación Utsira es una arenisca de grano fino a medio pobremente consolidada que ha sido interpretada como un abanico turbidítico con cuerpos de montículos de arena apilados. Su porosidad varía de 27 a 42%. Su permeabilidad es del rango de 1 a 3 darcies. (Perkins, 2005).

La roca sello de Sleipner tiene 700 m aproximadamente de espesor y está constituida por tres unidades principales con extensión variable, compuestas de limolitas, lutitas y lutitas limosas.



Basados en los datos geológicos, la capacidad teórica de almacenamiento de la Formación Utsira es enorme (42,356 Mt CO₂). Sin embargo, la capacidad de almacenamiento efectiva es mucho menor. Dicha variación entre los valores teóricos y efectivos es función de los mecanismos de entrapamiento locales.

El potencial de almacenamiento y la seguridad de la Formación Utsira se determinó mediante:

- la presencia de gas natural bajo la roca sello,
- la elaboración de modelos numéricos que aseguran la presión de inyección máxima para no comprometer la estabilidad de la roca sello,
- la ausencia de fallas,
- el modelado geoquímico de las reacciones potenciales entre la roca sello, roca almacén, el CO₂ y el agua de formación
- y el entrapamiento hidrodinámico efectivo.

Weyburn (Almacenamiento para EOR, en campo exhausto de hidrocarburos)

Se encuentra localizado en la cuenca sedimentaria Williston al sureste de la provincia de Saskatchewan, Canadá.

En este campo petrolero se inyectan 6,500 toneladas de CO₂ al día como parte de un proyecto de recuperación mejorada de hidrocarburos (EOR, por sus siglas en inglés).

El campo petrolero Weyburn es un laboratorio natural excepcional para el estudio de almacenamiento de CO₂ por los extensivos datos históricos geológicos y petrofísicos de campo y pozos, núcleos de roca abundantes y accesibilidad al sitio. El proyecto ha demostrado que el CO₂-EOR es una opción económicamente viable para extender el tiempo de vida de producción de un campo (Chalaturnyk y Durocher, 2005).

El campo Weyburn es de proporciones gigantes y alberga hidrocarburos en calizas y dolomías (capas Midale). El reservorio se encuentra a 1 500 m de profundidad. La porosidad de la formación varía de 5 a 35%. El agua de formación está caracterizada como salmuera. El sello está constituido por varios metros de anhídrita intercaladas con las unidades almacén y variaciones laterales de facies sedimentarias, sobreyacidos por varios metros de espesor de acuitardos de extensión regional (Figura 3.1.3). Se estima que puede almacenar 45.5 Mton de CO₂ a través de diversos mecanismos de entrapamiento.

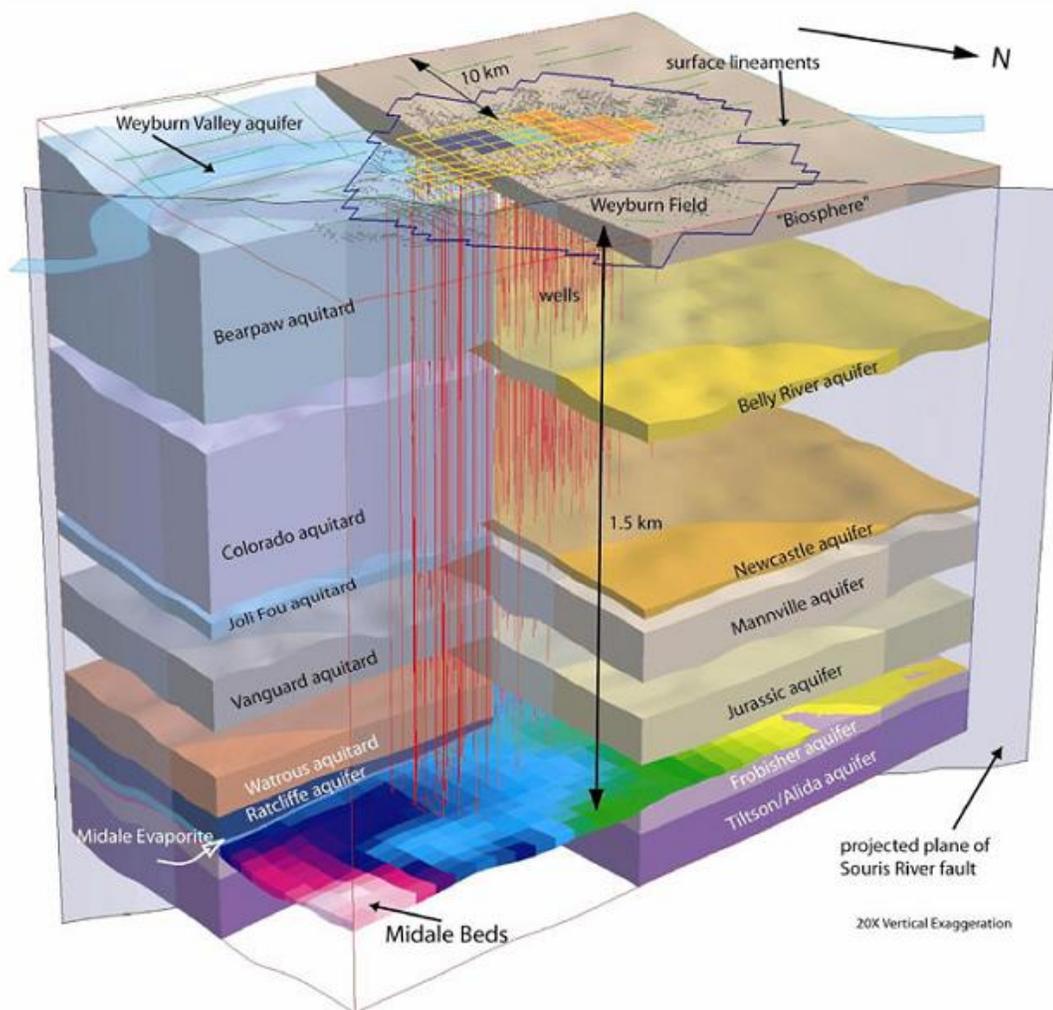


Figura 3.1.3. Modelo geológico, hidrogeológico y estructural del sitio Weyburn. Global CCS Institute, 2011.

In Salah (Almacenamiento en acuífero salino)

El proyecto In Salah, en Argelia, entró en operación en 2004; desde entonces ha capturado 2.5 Mt de CO₂. Actualmente se le considera el campo de CO₂ continental en acuífero salino más grande (sin considerar EOR). Además es el primer proyecto que se lleva a cabo en un campo de gas en producción. El CO₂ de In Salah proviene de tres campos de gas del que es removido y es reinyectado en un acuífero salino de edad carbonífera. La formación geológica reservorio está a 1880 m de profundidad, bajo condiciones de presión y temperatura de 175 bar y 93°C. El sello de In Salah está conformado por 900 m de lutitas de la Formación Viscean.

Una destacada innovación desarrollada para el proyecto de In Salah es el uso de la tecnología de percepción remota DInSAR (Differential Interferometric Synthetic Aperture

Radar), la cual permite visualizar y cuantificar el ritmo de deformación que presenta el terreno geológico donde se encuentran los pozos de inyección y de producción. (Figura 3.1.4).

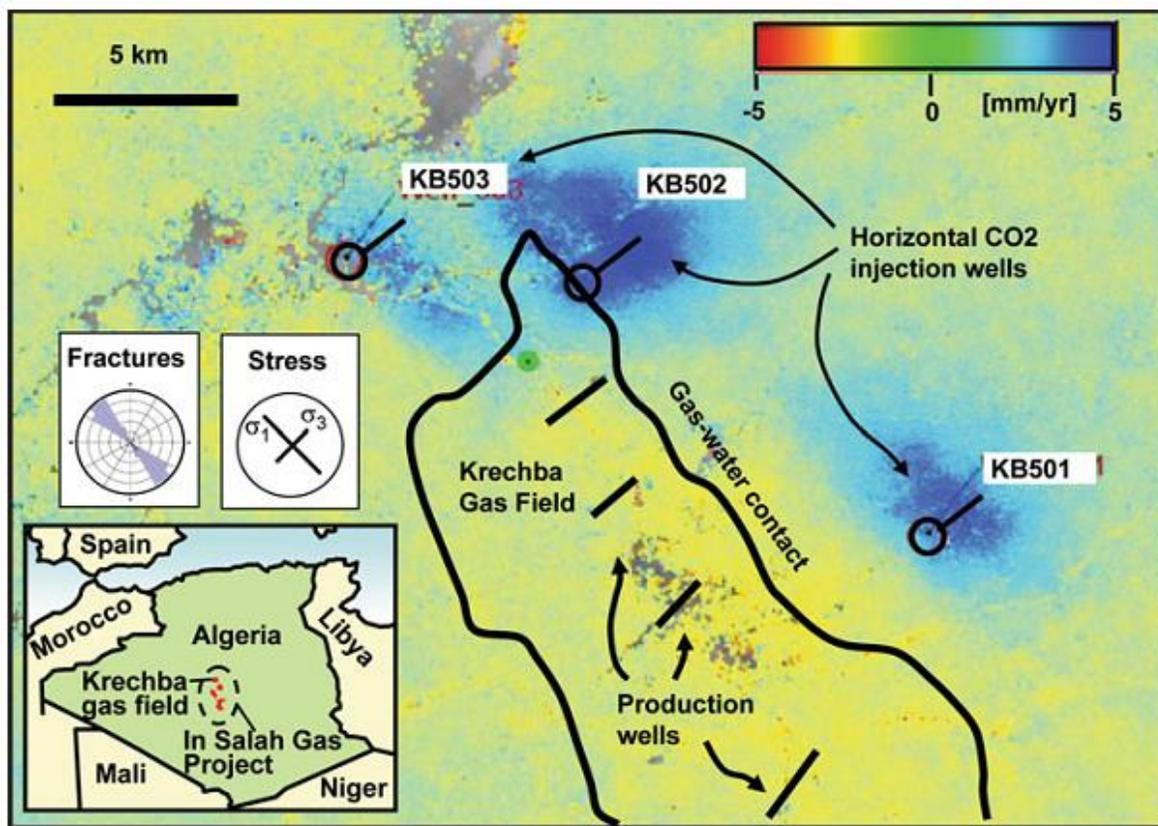


Figura 3.1.4. Datos de cambios promedio desplazamiento vertical con InSAR. Diagrama de rosa para orientación de fracturas por Iding y Ringrose, 2010 y orientación de esfuerzos por Darling, 2006.

3.2 Estudios en México

Los estudios de secuestro de CO₂ realizados en México son incipientes y han avanzado de un nivel o escala de resolución de tipo País, en la que se determinaron once provincias con las condiciones (geológicas, estructurales, geotérmicas, tectónicas, entre otras) propicias para el almacenamiento de CO₂, a un nivel de Cuenca en el que se realizó una estimación de la capacidad de almacenamiento teórico en nueve de las once provincias.

3.2.1 Estudio a Nivel País.

Dávila *et al.* (2010) presentan un estudio preliminar sobre las oportunidades de almacenamiento geológico de CO₂ en acuíferos salinos profundos en México, en donde definen, mediante la compilación de información volcánica, sísmica, tectónica, geológica y



litológica, zonas de exclusión en las que el almacenamiento geológico no es recomendable y zonas de inclusión que tienen potencial de almacenamiento (Figura 3.2.1). Basándose en la generación de este mapa se propusieron 11 provincias para ser analizadas (Figura 3.2.2). En la metodología de Bachu *et al.*(2007) se propone el estudio de “Cuencas Sedimentaria”, sin embargo el empleo del término “Provincias” proviene del hecho de que para la búsqueda de acuíferos salinos con posibilidades de almacenar CO₂ no se estudió únicamente a las cuencas sedimentarias, si no que se estudiaron otros ambientes sedimentarios como plataformas continentales. Por ejemplo, la propia Provincia de Coahuila está conformada por los elementos paleo-geográficos de Plataformas del Burro-Peyotes y Coahuila, el Archipiélago de Tamaulipas, así como la Cuenca de Sabinas.

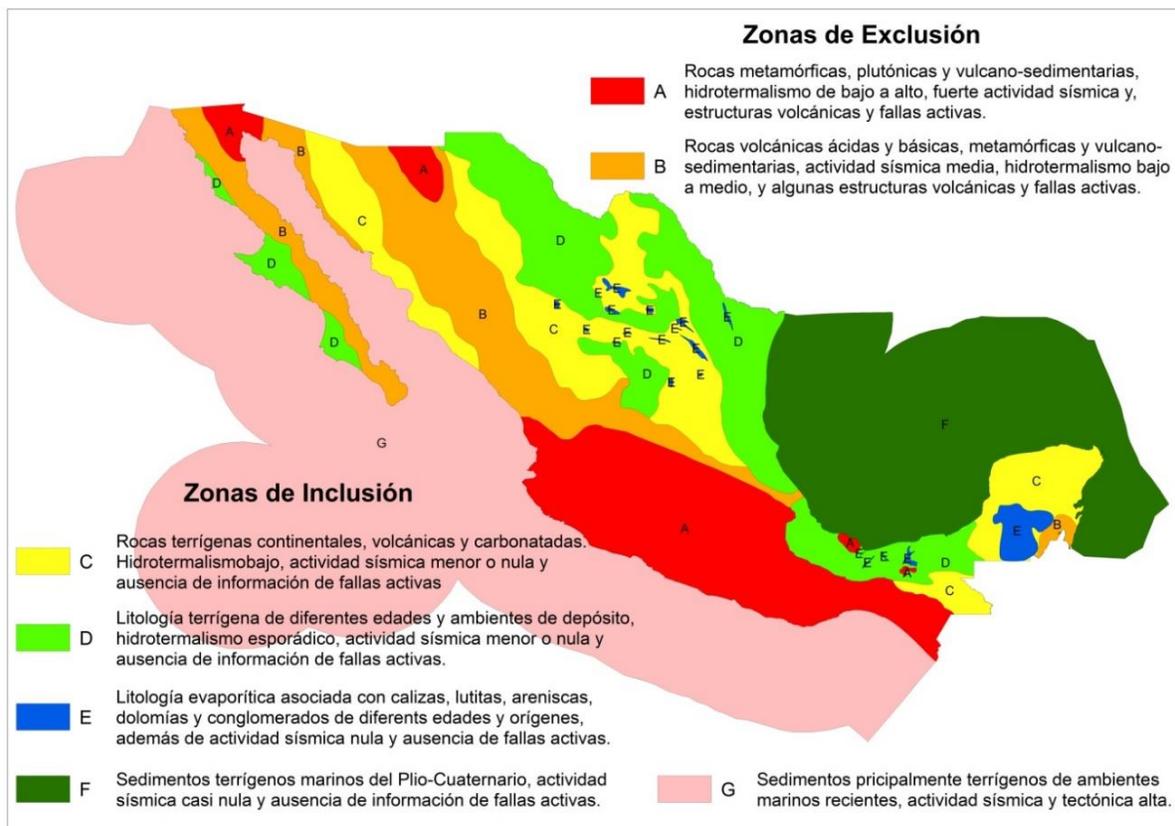


Figura 3.2.1. Zonas de Inclusión y Exclusión para proyectos de CCS en México. Dávila *et al.*, 2010.



3.2.2. Estudios a Nivel Cuenca en México-Determinación de la Capacidad de Almacenamiento Teórico

En la etapa de resolución a Nivel Cuenca corresponde el cálculo de la capacidad de almacenamiento teórico, para lo cual se consideraron dos fases (Dávila, 2011). La primera fase tiene el objetivo de seleccionar horizontes atractivos para la inyección de CO₂ cumpliendo con los requisitos de los parámetros críticos de porosidad mayor al 10 %, permeabilidad mínima de 1 mD, profundidad entre 800 y 2,500 m, presencia de trampas estructurales y/o estratigráfica y roca sello. Para efectos del cálculo de volumen, se utilizó la relación espesor neto / espesor total para considerar solo la porción de la formación geológica con posibilidades de almacenar fluidos.

La selección de horizontes potenciales a esta escala de resolución incluye una serie de pasos que van desde el análisis de la geología superficial a escalas de 1:250,000 hasta 1:4,000,000. Posteriormente, se proponen provincias con rasgos geomorfológicos, estratigráficos, estructurales y tectónicos similares, dentro de los cuales se presenten condiciones favorables para localizar sitios prospectos. Al analizar la geología superficial, se identificaron las estructuras principales de cada provincia y se elaboraron secciones geológicas regionales (50 a 200 km de longitud) que cruzaron dichas estructuras para poder analizarlas a mayor detalle.

Las secciones regionales fueron complementadas con información de pozos publicados de donde se obtuvieron su litología, edad o posición crono-estratigráfica, descripción de cada formación geológica, ambiente de depósito y propiedades petrofísicas como volumen de arcilla, porosidad efectiva, saturación de agua irreductible, permeabilidad intrínseca y una relación entre el espesor total de la secuencia y el espesor de las rocas con posibilidades de almacenar fluidos dentro de la secuencia (denominada espesor neto) para obtener la fracción de espesor neto. Para esta nivel de estudio solo se contó con información identificada en la literatura, por lo cual, la densidad de datos es mínima y la incertidumbre de los cálculos es alta.

Las secciones geológicas elaboradas en cada provincia se analizaron para seleccionar regiones con trampas estructurales y/o estratigráficas, rocas sello y litología apropiada para almacenamiento. No se utilizaron isopacas para el cálculo del espesor de las formaciones geológicas que potencialmente pueden convertirse en unidades almacén, debido a la falta de información sistemática en profundidad. En su lugar se asignaron espesores y áreas generales estimando geometrías con criterios geológicos reconocibles en superficie y en las secciones estratigráficas y estructurales de carácter regional (Dávila, 2011).

En la segunda fase de estudio, los parámetros críticos obtenidos se sustituyen en la fórmula determinística propuesta por Bachu *et al.* (2007) para acuíferos salinos profundos en cada una de las regiones seleccionadas, considerando solo el espesor neto de la secuencia:

$$V_{CO_2t} = V\phi(1-S_{wirr}) = Ah\phi(1-S_{wirr})$$



Donde V_{CO_2t} es el volumen total de CO₂ que se puede almacenar en el reservorio, V equivale al volumen del reservorio, determinado por su área (A) y su espesor (h), ϕ es la porosidad efectiva y Sw_{irr} es la saturación de agua irreductible.

Al resolver dicha ecuación se obtiene el volumen teórico de almacenamiento cuyo resultado queda expresado en unidades de volumen.

Para la obtención de masa se determina la densidad del CO₂ para cada sector considerado dentro de una sección, la cual se obtiene a partir de la profundidad a la que se encuentra la formación que presenta condiciones atractivas para ser considerada como reservorio, de acuerdo a la gráfica de la Figura 3.2.3, en la cual se observa la relación entre profundidad y densidad de CO₂, así como su variación volumétrica (Solomon, 2007). De esta manera la densidad se multiplica por el volumen teórico de almacenamiento para obtener la masa que puede ser almacenada en un espacio poroso no ocupado por saturación de agua residual (Brennan y Burrus, 2003).

Los cálculos obtenidos para cada región propuesta en una provincia se suman para obtener la capacidad de almacenamiento teórico de la provincia.

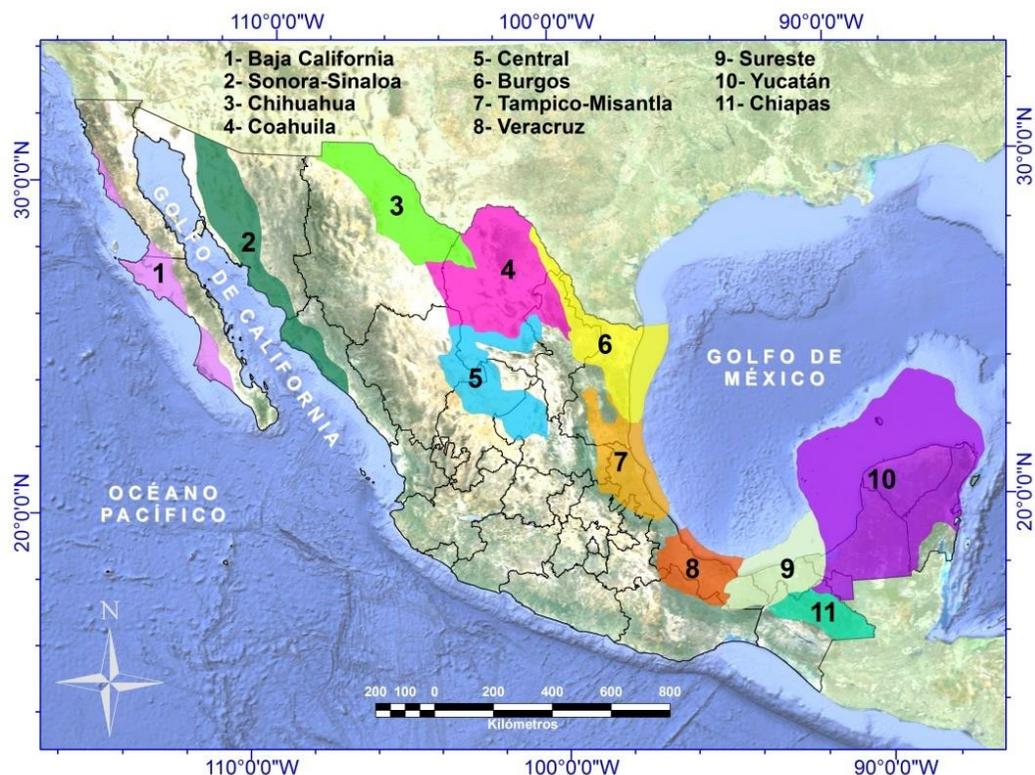


Figura 3.2.2. Provincias geológicas propuestas para proyectos de CCS. Dávila *et al.*, 2010.

A partir de dichos cálculos y evaluaciones se han seleccionado 111 sectores con posibilidades de almacenar CO₂ en acuíferos salinos profundos. Los sectores evaluados



indican un potencial de almacenamiento teórico de aproximadamente 100 gigatoneladas de CO₂ (Tabla 3.2).

La Figura 3.2.4 ilustra el efecto del gradiente geotérmico en la variación de la densidad. En este sentido es deseable encontrar sitios en donde el gradiente geotérmico sea bajo; de lo contrario la capacidad de almacenamiento se verá disminuida, debido a que el CO₂ ocupará más espacio.

La Figura 3.2.5 muestra un ejemplo del cálculo de la capacidad teórica de almacenamiento, desde la selección de una estructura a partir de una sección geológica, la estimación de su volumen (considerando solo el espesor neto) y la aplicación de la fórmula establecida para el cálculo de la capacidad teórica en acuíferos salinos.

En la Figura 3.2.6 se presentan resultados de los cálculos en provincias específicas.

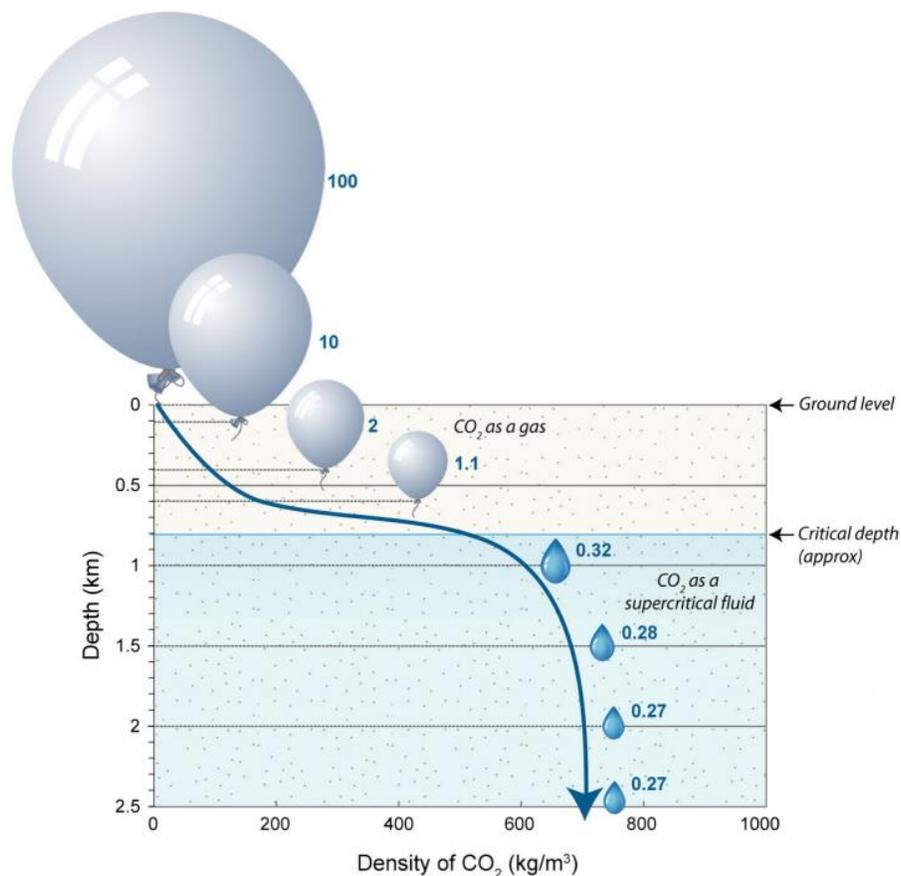


Figura 3.2.3. Variación de la densidad del CO₂ con la profundidad (Solomon, 2007) y su variación volumétrica mostrada en números azules (por ejemplo 100 m³ de CO₂ en la superficie ocuparían 0.32 m³ a la profundidad de 1 km) (modificado de IPCC, 2005).

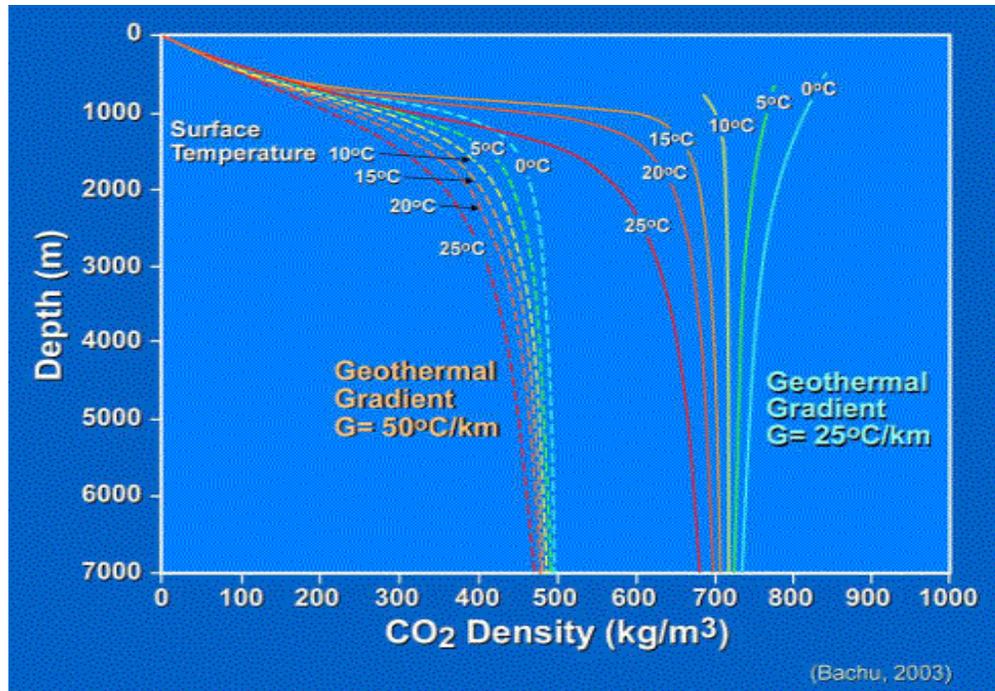
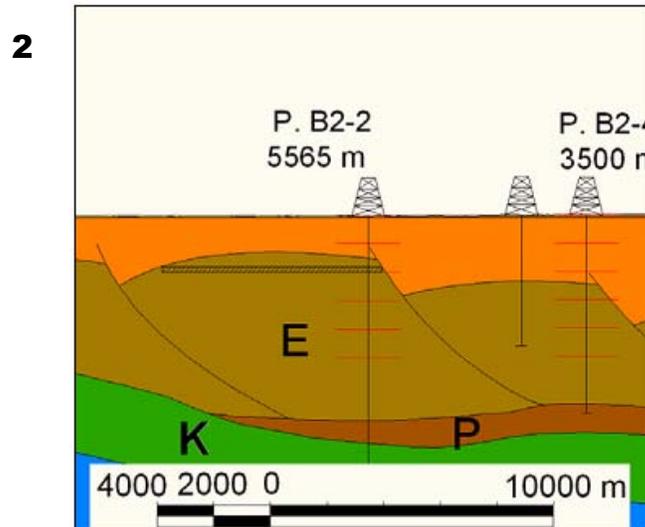
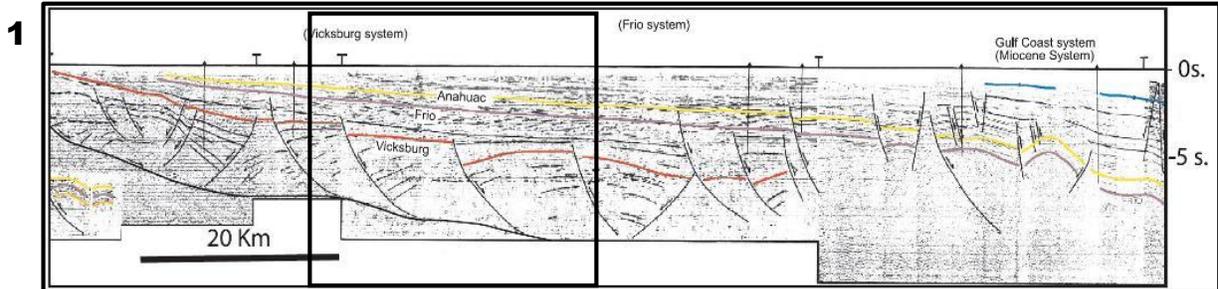


Figura 3.2.4. Efecto del gradiente geotérmico en la variación de la densidad del CO₂ con la profundidad. Bachu, 2003.





Capacidad de almacenamiento teórica de CO ₂				
SECTOR B2-2 UNIDAD E1				
Espesor total		=	100	m
Fracción neta		=	0.3	m
Espesor neto		=	30	m
Longitud en sección		=	9,588	m
Longitud de influencia		=	10,000	m
Area	A	=	95,880,000	m ²
Volumen	V	=	2,876,400,000	m ³
Porosidad	Φ	=	0.05	
Saturación de agua irreductible	S _{wirr}	=	0.6	
Densidad del CO ₂	ρCO ₂	=	700	kg/m ³
Capacidad de almacenamiento en unidad volumétrica	V _{CO₂t}	=	57,528,000.00	m ³ CO ₂
Capacidad de almacenamiento en términos de masa	MCO ₂ t	=	0.04	GTon CO ₂

Figura 3.2.5. 1) Perfil sísmico regional. 2) Estructura de interés. K es Cretácico, P es Paleoceno y E es Eoceno 3) Ejemplo del cálculo de la capacidad teórica de almacenamiento de CO₂ en un sector a partir de la fórmula establecida para la determinación de la capacidad volumétrica en acuíferos salinos: $V_{CO_2t} = V\phi(1-S_{wirr}) = Ah\phi(1-S_{wirr})$ (Bachu *et al.*, 2007) considerando la densidad del CO₂ a la profundidad máxima del reservorio para obtener la cantidad de masa teóricamente almacenable en el sector. Los parámetros empleados en la tabla se definen en los apartados de Primera y Segunda fase de estimación.

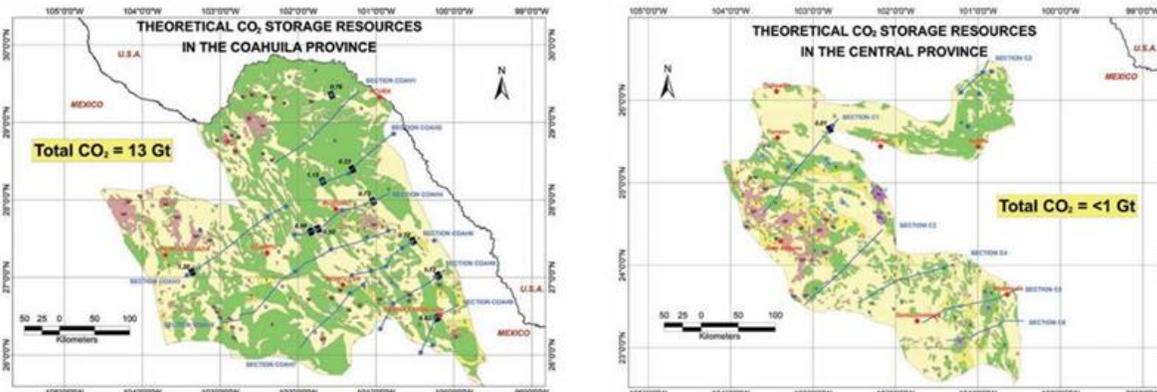


Figura 3.2.6. Resultados de capacidades de almacenamiento teórico en las provincias de Coahuila y Central (NACSA, 2012).



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 3.2. Resultados de capacidades teóricas de almacenamiento de las provincias analizadas (SENER-CFE, 2012).

3.2.3 Estudios en Burgos

De acuerdo con los estudios realizados por CFE hasta el momento, correspondientes al nivel Cuenca para la estimación de la capacidad de almacenamiento teórico en la Provincia de Burgos, la CFE ha propuesto dos zonas atractivas: Reynosa y San Fernando; en los cuales se han tomado en cuenta la madurez de la industria e infraestructura, las fuentes estacionarias emisoras de CO₂, la capacidad de almacenamiento teórico, la sismicidad, las condiciones geológicas y estructurales:

- Reynosa: 50 Km al SW de Cd. Reynosa se localiza una zona con posibilidades de almacenar una gran cantidad de CO₂ (de acuerdo a los resultados del cálculo de la capacidad almacenamiento teórico en la Provincia de Burgos ilustrados en la Figura 3.2.7), cercana a fuentes emisoras de CO₂ importantes y con una infraestructura favorable.
- San Fernando: A 10 Km al sur de la Cd. de San Fernando se localiza un prospecto, en el cual se pueden almacenar grandes cantidades de CO₂.

Las formaciones litológicas aptas para el almacenamiento de CO₂ en ambos sectores son las formaciones de areniscas y lutitas terrígenas del Terciario.

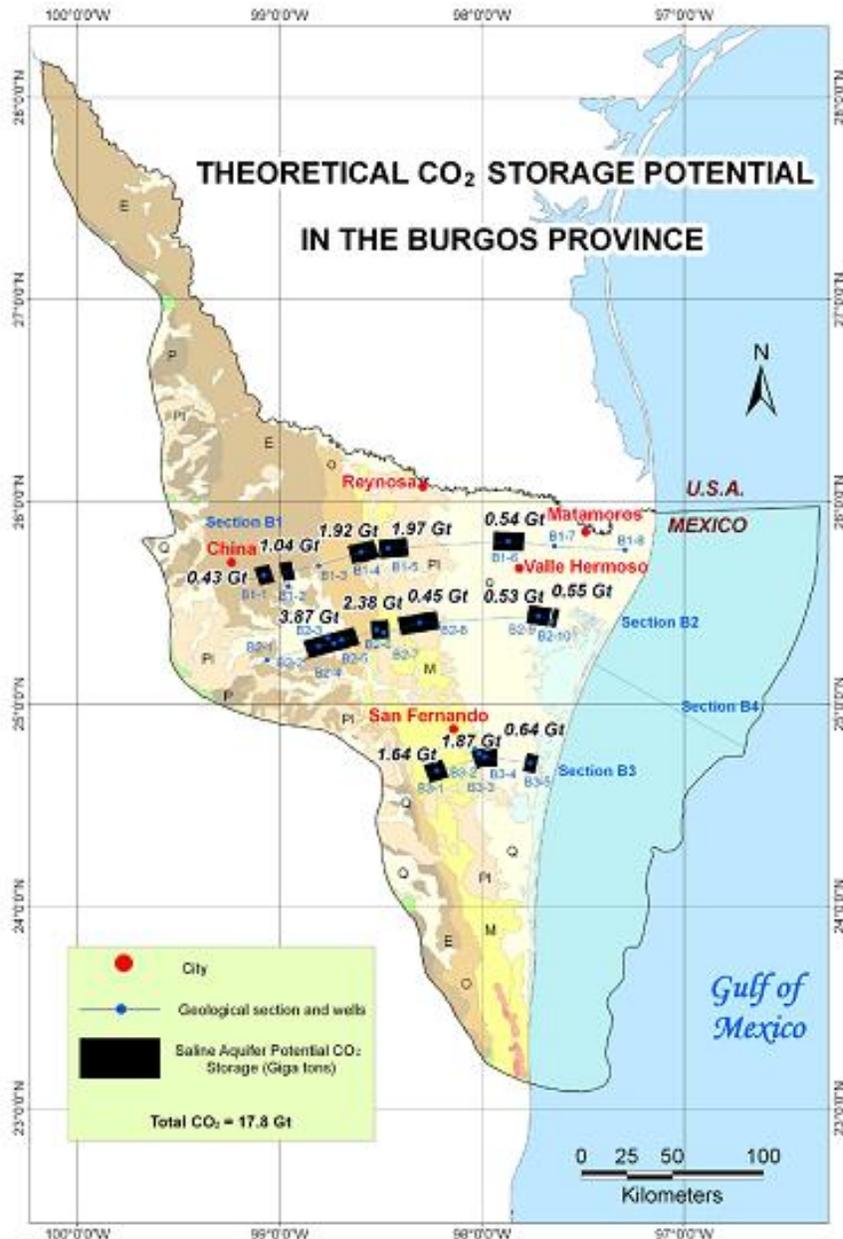


Figura 3.2.7. Resultados de las estimaciones de la capacidad de almacenamiento teórico en las secciones analizadas en la Provincias de Burgos (NACSA, 2012). Los recuadros en negro representan las regiones potenciales analizadas en la etapa de estudio a Nivel Cuenca.



CAPÍTULO 4

GEOLOGÍA

4.1 GEOLOGÍA REGIONAL

4.1.1 EVOLUCIÓN TECTÓNICA DE LA CUENCA DE BURGOS

En general, la Cuenca de Burgos tiene un prisma sedimentario con 5000 m de rocas silici-clásticas del Cenozoico y 3000 m de carbonatos, evaporitas y rocas silici-clásticas del Mesozoico.

En cuanto a su evolución tectónica, presenta diversos eventos tectónicos sobrepuestos. El origen y composición de las rocas del basamento ha sido discutido ampliamente por distintos autores (Campa y Coney, 1983; Sedlock *et al.*, 1993; Keppie, 2004; Dickinson y Lawton, 2001; Pindell y Kenan, 2009) que narran la evolución de los terrenos tectono-estratigráficos en México y la evolución del Golfo de México. Prácticamente la Provincia de Burgos se desarrolló sobre un basamento que pertenece a los bloques alóctonos de Coahuila (Campa y Coney, 1983; Sedlock, 1993; Keppie, 2004; Dickinson y Lawton, 2001) y Tampico (Dickinson y Lawton, 2001). El Bloque de Coahuila está constituido por rocas meta-sedimentarias marinas de bajo grado del Pensilvánico Medio al Pérmico, metamorfoseadas en el Paleozoico Tardío e intrusionadas por granitos Triásicos pertenecientes a un arco volcánico de edad Pérmico-Triásico; con sedimentos tipo flysch Permo-Carboníferos, detritos volcánicos calco-alcálicos sincrónicos y rocas del Neo-Proterozoico, Meso-Proterozoico y Paleo-Proterozoico depositadas en una cuenca de tipo peri-arco (López *et al.*, 2001). La localización de este arco permanece incierta y pudo haber estado adyacente tanto a Norte América como a Sur América o en una cuenca oceánica intermedia (Dickinson y Lawton, 2001). El Terreno Coahuila es ampliamente interpretado como un segmento de la corteza de Gondwana que no ha sido significativamente desplazado desde su yuxtaposición con Laurasia en el Pérmico Temprano a comparación de los bloques más al sur en el oriente de México (López *et al.*, 2001; Dickinson y Lawton, 2001). Los bloques al sur del Terreno Coahuila han sido interpretados por Dickinson y Lawton como segmentos de Gondwana con distinta cantidad de desplazamiento durante el rompimiento de Pangea.

El Bloque de Tampico en el modelo de Dickinson y Lawton, 2001 contiene rocas de basamento de edad Grenviliana Mesoproterozoica y rocas metasedimentarias de edad Paleozoica que contiene detritos de derivación Grenviliana cuya amalgamación tuvo lugar en el Paleozoico medio, ambos representan un ensamble cortical de afinidad Gondwana e implica que no estuvieron cercanos a Laurasia hasta el Paleozoico tardío y que fueron parte del continente Gondwana suturado a Laurasia durante la orogenia Ouachita.

La evolución paleo-geográfica desde el Mesozoico hasta el Cenozoico del noreste de México se relaciona estrechamente con la apertura y evolución del Golfo de México. El origen del golfo se remonta al rompimiento del super-continente Pangea durante el Triásico Superior-Jurásico Medio (Padilla y Sánchez, 1986) con la separación de las placas



norteamericana, sudamericana y africana. Ello condicionó la evolución estratigráfica de la región durante el Cretácico, hasta la orogenia Laramide, entre el Cretácico Superior al Terciario Inferior (Goldhammer, 1999). El rompimiento y separación de la Pangea propició la formación de pilares (ej. Archipiélago de Tamaulipas) y fosas tectónicas (ej. Cuenca de Sabinas), los cuales controlaron en adelante los patrones sedimentarios de la región (Padilla y Sánchez, 1986) y posteriormente controlaron los estilos estructurales de deformación laramídicos (Wilson, 1990).

La configuración paleo-geográfica permitió el depósito de un sustrato de evaporitas sobre las que descansan carbonatos del Jurásico Superior y desde este tiempo hasta el Eoceno se desarrolló un régimen de subsidencia tectónica de tipo margen pasivo. La cubierta sedimentaria del Paleógeno tiene deslizamientos por desprendimiento (detachment) sobre la cima del Cretácico, con fallas de extensión dirigidas al oriente y simultáneas con la sedimentación (Eguiluz, 2011). En términos de la interacción de sedimentación y deformación, se considera que durante el Paleógeno llegaron sedimentos detríticos a la Cuenca de Burgos como depósitos de cuenca de tipo ante-país (foreland basin), producto de la migración en tiempo y espacio del frente de deformación laramídica (Eguiluz, 2011). Los depósitos del Paleoceno y Eoceno fueron presumiblemente controlados por cambios eustáticos del nivel del mar.

Los paquetes gruesos de arcillas, la inestabilidad tectónica y la inducción de una posible pendiente inclinada al oriente fueron factores que se conjugaron para propiciar planos de despegue regionales vinculados con numerosas fallas lítricas y normales sin-sedimentarias al depósito, con sus planos orientados casi N-S (Pérez-Cruz, 1992; Ortiz-Ubilla y Tolson, 2004), reactivadas en diferentes tiempos, las cuales crearon el espacio para alojar espesores de arenas en trampas estratigráficas y estructurales. En el Oligoceno tiene lugar el emplazamiento de una provincia magmática en el Este de México denominada Provincia Alcalina del Este de México (PAEM; Robin, 1981; Viera *et al.*, 2009). Se considera que como efecto del emplazamiento de dicha provincia se originó la mayor exhumación de la carpeta sedimentaria. Aunado a lo anterior, se pudo crear el despegue inferior de rocas del Jurásico y Cretácico sobre las evaporitas del Jurásico, así como el desacople de esta carpeta sedimentaria mesozoica por desprendimiento, asociada a fallas profundas y en la parte distal de este sistema estructural, la formación de pliegues por acortamiento del Cinturón Plegado Perdido (Trudgill *et al.*, 1999). En el lugar en donde se observan estos rompimientos de expansión profunda, hay focos de calor con gradientes de 50°C/km a < 70°C/km situados entre zonas ubicadas al oriente y occidente con gradientes de calor normales (< 30 a 40 °C/km) (Eguiluz, 2009).

Le Roy y Rangin, 2009 interpretan que la inyección de basaltos alcalinos Plio-Pleistoceno de orientación N030°W en San Carlos y otros centros volcánicos cercanos y los grabens (pull-apart) al oeste de Tampico pueden ser interpretados como pertenecientes a un régimen trans-tensional derecho activo y constituyen parte de un rasgo estructural de escala regional relacionado con el centro volcánico Llera (Aranda-Gómez, 2005) el cual se desarrolló desde el Plioceno temprano. Consideran que este régimen puede estar estrechamente relacionado con la mayor exhumación de la carpeta sedimentaria (incluye secuencias de



ambientes de cuenca) producida en el Mioceno debido al emplazamiento de la PAEM dentro de un régimen trans-presional. Ellos reconcilian los regímenes trans-tensivos y trans-presivos por un buckling profundo de la corteza que pudo generar ambas estructuras interpretándolas como fallas de desgarre y opinan que estas estructuras podrían ser la extensión más hacia el este de la tectónica Basin and Range.

El emplazamiento de diapiros de sal y arcilla y la deformación reactivada del Cinturón Plegado Perdido fueron originados durante el Neógeno. En la Cuenca de Burgos se identifican dos niveles principales de despegue, uno situado en la base del Paleógeno que genera extensión durante el depósito de los sedimentos del Cenozoico, y otro sobre evaporitas del Jurásico, que pliega con acortamiento a rocas del Mesozoico y más jóvenes en el área Perdido; por lo tanto se puede observar que la distribución de evaporitas jurásicas influyó estilos estructurales tanto compresivos como extensivos (Pérez-Cruz, 1992).

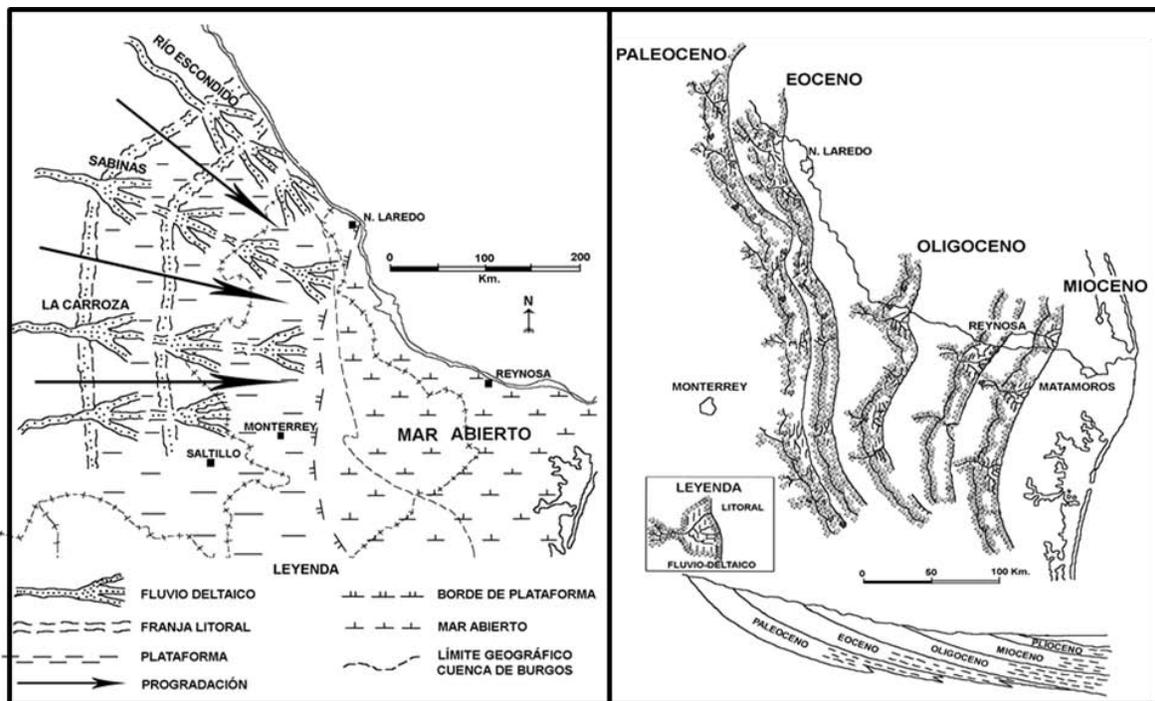


Figura 4.1.1. Paleogeografía Cretácico Superior, Campaniano Maastrichtiano, Formación Parras Difunta/Méndez (Izquierda) y Paleogeografía regional del terciario, desplazamiento de las líneas de costa (Derecha). Tomadas de Echánove, 1986.

Las estructuras compresivas relacionadas a la sal están restringidas en la porción oeste de la cuenca y consisten en pliegues cerrados con núcleos de sal y estructuras parcialmente invertidas; en tanto que las estructuras extensionales relacionadas a la sal están restringidas a la parte noreste de la cuenca e incluyen fallas lítricas poco espaciadas y cuencas intra-sal. La configuración de los patrones estructurales en las cuencas intra-sal indican procesos interrelacionados de sedimentación, fallamiento y movimiento de sal (Pérez-Cruz, 1992).

El desplazamiento de arcilla ha jugado un papel importante en la evolución estructural del Cenozoico en la Cuenca de Burgos. El movimiento de arcilla ha aumentado las fallas de

crecimiento, producido bloques altamente rotados y emplazado masas de arcilla sobre-presurizada (Eguiluz, 2009).

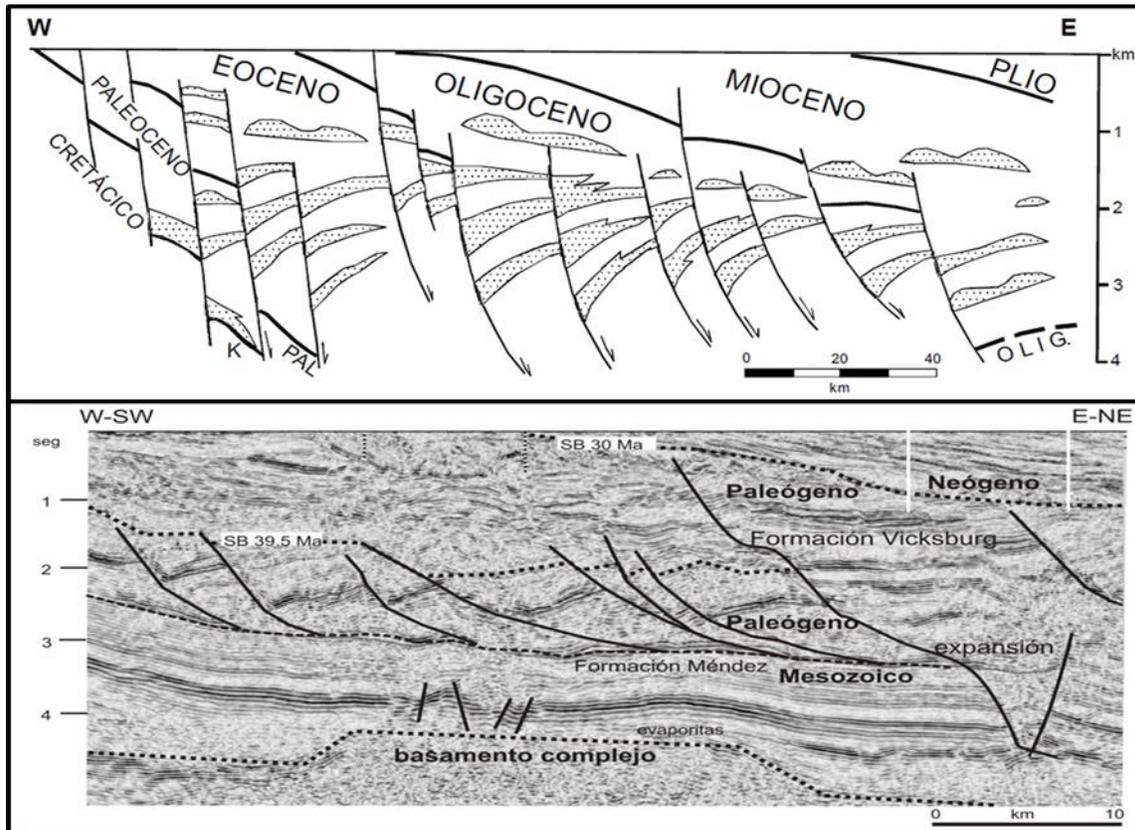


Figura 4.1.2. Arriba: Sección esquemática transversal de la Cuenca de Burgos mostrando su arquitectura regional (modificada de González y Holguín, 1992). Abajo: Sección sísmica regional que muestra un basamento inclinado al oriente y escalonado. Un nivel inferior de despegue sobre evaporitas del Jurásico Superior, con pliegues por acortamiento y un nivel superior de despegue sobre lutita del Cretácico Superior (Formación Méndez) con extensión que afecta a rocas del Paleógeno. Se observan dos discordancias prominentes, una corresponde a 39.5 Ma y otra a 30 Ma (Eguiluz, 2009).

La inclinación regional hacia el mar de las rocas Cenozoicas formando la Planicie Costera del Golfo es interrumpida por fallas de crecimiento, anticlinales roll-over, fallas antitéticas y post-deposicionales, así como diapiros de sal y arcilla (Pérez-Cruz, 1992; Eguiluz, 2009).

Las fallas de crecimiento usualmente se inclinan hacia la cuenca y son típicamente lístricas. Seguido muestran desplazamientos de cientos de metros. Su orientación general es de NNW-SSE que progresivamente se vuelven más jóvenes hacia el mar (Galloway *et al*, 2000; Pérez Cruz, 1992; Hernández-Mendoza, 2008).

Este sistema es la continuación hacia México de los sistemas Cenozoicos de fallas normales presentes en el sureste de los Estados Unidos (Goldhammer, 1999).



4.1.2 ESTRATIGRAFÍA

Triásico tardío – Jurásico temprano

En el Triásico tardío – Jurásico temprano (tiempo correspondiente a la separación de la Pangea) sedimentos syn-rift y rocas volcánicas asociadas fueron depositados en el continente atenuado. Estos depósitos conformaron las unidades Lechos Rojos y Formación La Joya.

Jurásico Medio

La primera inclusión en el Golfo de México, recién formado en aquel tiempo, ocurrió en el Jurásico Medio depositándose las evaporitas de la Formación Metates.

Jurásico Superior

En el Jurásico Superior, al oeste del Golfo de México predominó el depósito de sedimentos correspondientes a ambientes de poca profundidad o aguas superficiales como carbonatos, margas y escasas arcillas. El depósito de lechos rojos y anhidritas también estuvo presente. Las formaciones que conformaron la secuencia estratigráfica en orden ascendente son: Zuloaga, Novillo, Olvido, Pimienta y La Casita.

Cretácico Inferior y Medio

Posteriormente, el área fue cubierta por sedimentos del Thitoniano y sistemas de carbonatos sucesivos desarrollados en el Cretácico Medio e Inferior. Cada sistema incluye facies de cuenca, plataforma restringida y plataforma con depósito de evaporitas. Esta secuencia está representada por las formaciones Menchaca, Taraises, Barril Viejo, Cupido, La Mula, La Virgen, Tamaulipas Inferior y Superior, Aurora, La Peña y Buda.

Cretácico Superior - Eoceno

Al término del Cretácico e inicios del Cenozoico, la Orogenia Laramide tuvo su máximo desarrollo, provocando levantamiento, plegamiento y fallamiento, junto con la formación de la Sierra Madre Oriental.

El levantamiento durante el inicio y la mayor parte del Cenozoico incrementó abruptamente la sedimentación clástica en el noroeste del Golfo de México, Dentro de las unidades reconocidas para este tiempo se distinguen: Cuesta del Cura, Agua Nueva, San Felipe y Méndez.

Las secuencias típicas y en ocasiones repetidas incluyen: 1) fluvial a deltáico masivo con facies de arena; 2) planicie deltáica a facies prodeltáicas; 3) facies de arena nerítica con



arcilla intercalada y 4) Facies masivas de nerítica exterior y batial, predominantemente arcillas con algunas arenas turbidíticas.

Se han postulado tres depocentros mayores para los sistemas deltáicos del Cenozoico para la región de la Costa de Texas: Rio Grande, Colorado-Brazos y Mississippi (Galloway *et al.*, 2000, 2011). La progradación de estos sistemas deltáicos ocasionó la cobertura del margen continental del oeste del Golfo de México.

Durante el Cenozoico se depositó en la Cuenca de Burgos un gran espesor una gran variedad de sedimentos clásticos (desde conglomerados hasta arcillas). Otros depósitos presentes en menor proporción son: capas de ceniza volcánica, tobas, anhidritas, yeso y lignito. Esta secuencia está constituida por las unidades lito-estratigráficas mayores: Midway, Wilcox, Recklaw, Queen City, Cook Mountain, Yegua, Jackson.

Los ambientes de depósito de esta cuenca incluyen: eólico, fluvial, deltáico, playa y barrera, sistemas lagunares y de mar abierto.

Oligoceno – Reciente

PEMEX-PEP (2013) interpreta una movilización masiva de sal en el Oligoceno, debido a la gran acumulación de sedimentos clásticos.

La secuencia del Oligoceno refleja varios episodios de subsidencia mayor durante el Oligoceno temprano, periodo en el que se depositó la Formación Vicksburg constituida por secuencias turbidíticas de areniscas y lutitas, intercaladas con tobas (Eguiluz, 2011). En el Oligoceno Medio se presentan periodos de levantamiento y erosión asociados al emplazamiento de plutones granodioríticos. Para este tiempo, se depositaron las formaciones Frío No Marino y Frío Marino. A lo largo de la banda que expone al Oligoceno se observa claramente una inconformidad que separa al Oligoceno Inferior del Medio. Esta inconformidad está sobreyacida por depósitos conglomeráticos con más de 300 m de espesor que corresponden a la unidad Conglomerado Norma (Pérez-Cruz, 1992).

La secuencia del Mioceno-Cuaternario contiene rocas sedimentarias que reflejan un posible periodo de levantamiento isostático regional y actividad volcánica alcalina al oeste mientras al este se observa subsidencia y el desarrollo de fallas de crecimiento, además del desarrollo de abanicos aluviales submarinos siliciclasticos, deslizamientos, y depósitos hemipelágicos (Fiduk *et al.*, 1999). Durante este lapso de tiempo se depositan las formaciones Anahuac, Catahoula, Oakville, Lagarto y Goliad (Eguiluz, 2011).

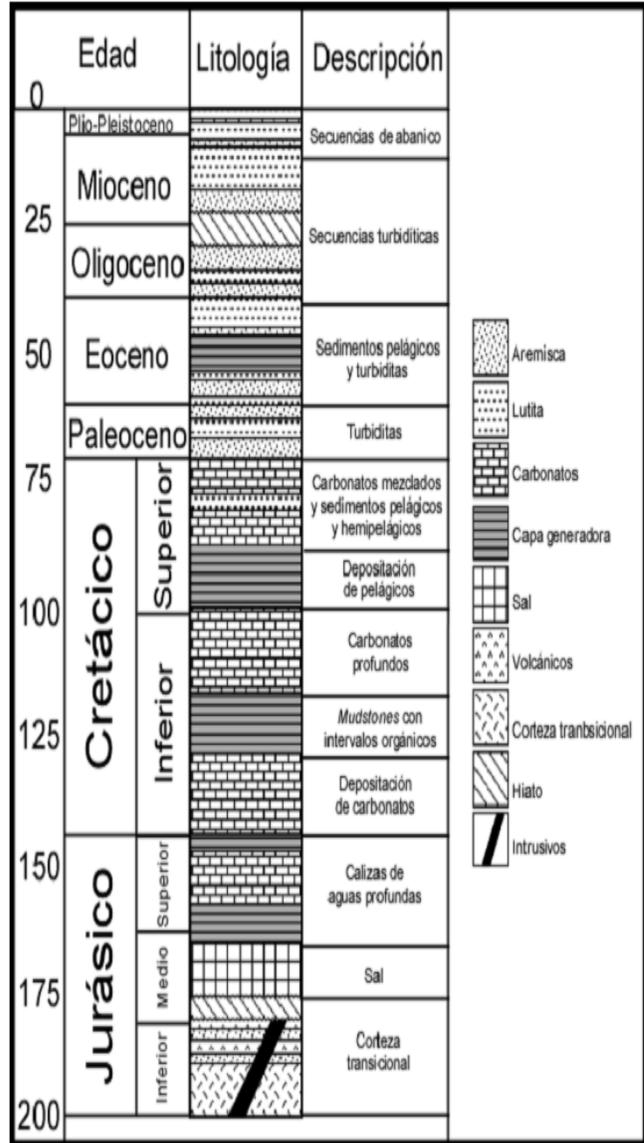
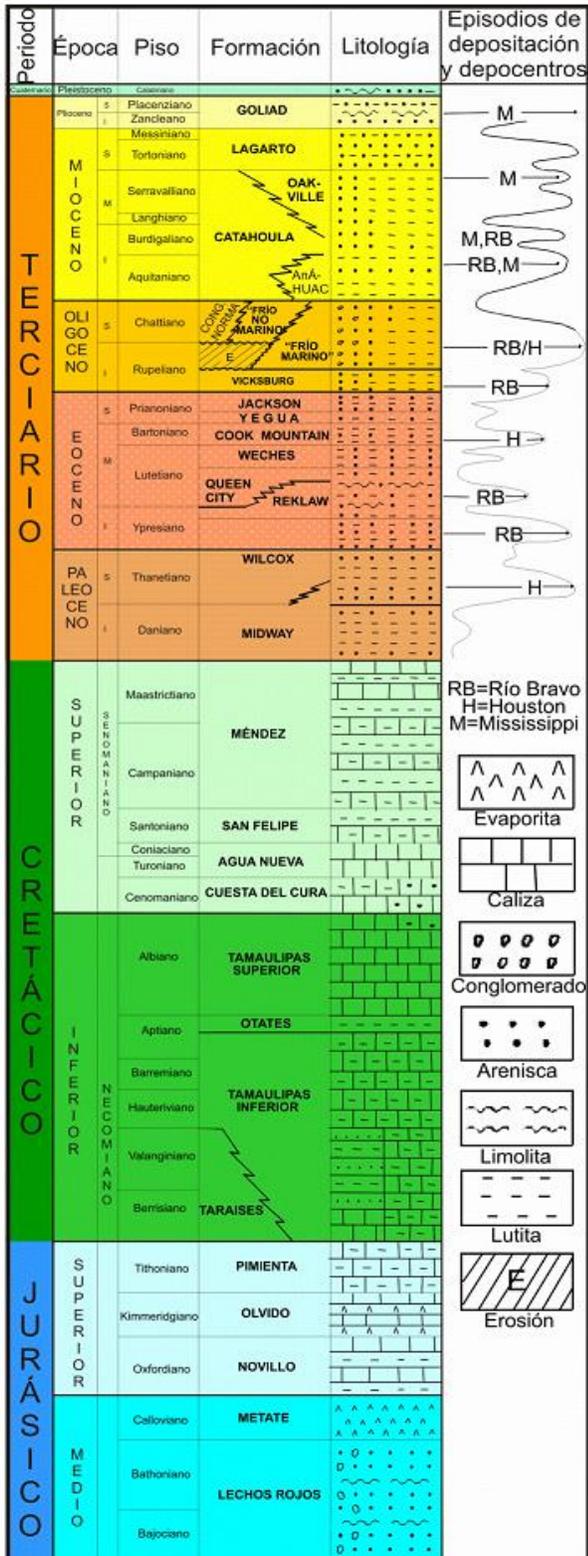


Figura 4.1.3. a) Columna estratigráfica de las formaciones del Mesozoico y Cenozoico en la Cuenca de Burgos (Tomado de Gracia-Marroquín, 2013)

b) Descripción de los ambientes sedimentarios de las secuencias crono-estratigráficas en la Cuenca de Burgos (Tomado de Gracia-Marroquín, 2013).



4.2. GEOLOGÍA LOCAL

La geología local de la zona de estudio se caracteriza por una configuración estructural de la cima del Cretácico considerablemente más elevada hacia el sur en comparación a la porción norte. Del mismo modo la porción occidental se encuentra más elevada que la zona oriental, lo que denota una inclinación general hacia el Este. Esta configuración estructural está posiblemente relacionada al hecho de encontrarse en una región más alejada del sistema deltáico del Río Grande y acercarse al levantamiento regional de la zona de Aramberri ocasionado por el emplazamiento de la Provincia Alcalina del Este de México (PAEM). Sin embargo, se observa que las unidades del Terciario son casi horizontales, por lo cual no fueron afectadas por este proceso de emplazamiento y por lo tanto el origen del levantamiento de la cima del Cretácico es poco probable que tenga este origen, pues debió ser anterior al depósito de las unidades Cenozoicas. Otra posible explicación es que el levantamiento de la cima del Cretácico refleja el avance del frente tectónico de la Orogenia Laramide. Las unidades que sobreyacen al Cretácico en esta región son las formaciones Queen City y Weches del Eoceno Medio, se observan ligeramente elevadas en la porción suroccidental, lo cual denota la acción moderada de la orogenia para este periodo, mientras que la Formación Jackson, del Eoceno Superior, está prácticamente horizontal indicando el término de los efectos de la orogenia (Figura 4.2.1).

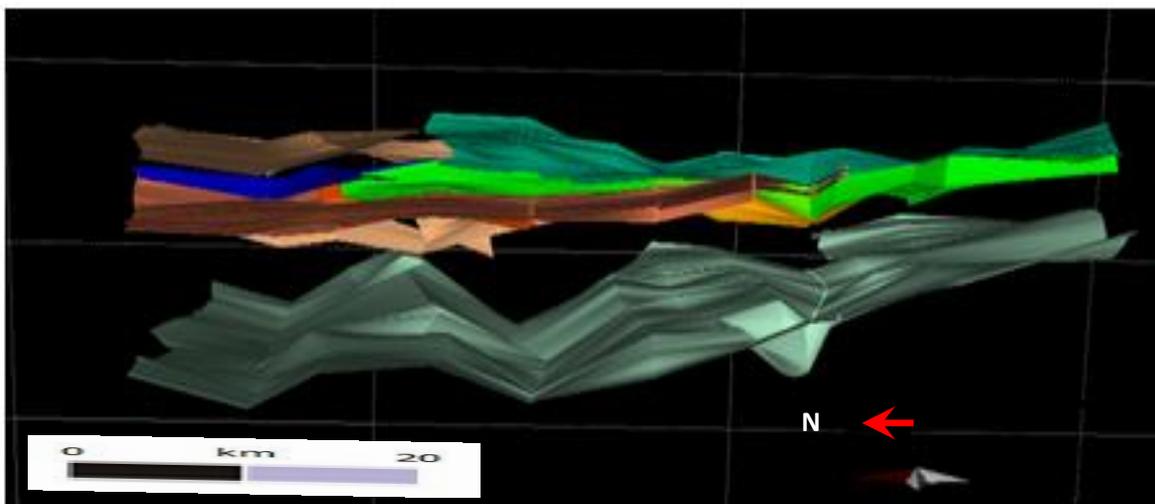


Figura 4.2.1. Modelo geológico 3D donde se muestra un levantamiento regional en la porción SW del área de estudio. La cima del Cretácico presenta un levantamiento muy pronunciado hacia esta región. El levantamiento de las formaciones Weches y Yegua es menor, mientras el levantamiento de la Formación Jackson y de las unidades de colapso gravitacional Slump 4 y 5 es mínimo. La Formación Vicksburg ya no registra levantamiento.



La configuración estructural del basamento (zonas elevadas del sur y oeste) tienen una influencia directa con el desarrollo de las características o dimensiones de los pliegues de tipo roll-over generados por el desplazamiento de bloques sobre fallas de crecimiento, pues la inclinación general hacia el oriente produce anticlinales más abiertos de mayor dimensión en el sector este.

En la zona de estudio se observan las franjas del Eoceno (constituida por las formaciones Queen City, Weches, Yegua y Jackson para esta zona en particular), Oligoceno (formaciones Vicksburg y Frío) y Mioceno (indiferenciado). A diferencia de las formaciones pertenecientes al Cretácico, las formaciones del Cenozoico tienen una profundidad relativamente constante en dirección norte - sur con un ligero levantamiento hacia el sur. Mientras que al este la profundidad de la cima de las formaciones aumenta debido al desplazamiento que sufren al ser cortadas por fallas de crecimiento producto de colapso gravitacional hacia el interior del Golfo de México. Conforme se acercan al interior del Golfo de México las fallas son más jóvenes y tienen mayor desplazamiento; presentan una orientación general norte – sur buzando hacia el este.

Las unidades geológicas presentes en la zona de estudio son el resultado de un sistema de deltas progradantes de oeste a este. En el extremo occidental de la zona de estudio se encuentran las formaciones Queen City y Weches. El frente de los sistemas deltáicos avanza hacia el oriente y deposita los sedimentos que constituyen a la Formación Yegua. Antes de terminar este periodo de sedimentación, ocurren dos episodios de colapso gravitacional (slumps) contemporáneos al depósito de la Formación Yegua (Figura 4.2.2). Estos episodios quedan registrados por unidades constituidas por sedimentos mal clasificados y poco consolidados, con gran permeabilidad. Para los objetivos del estudio, estas unidades son perjudiciales, pues no cuentan con cierre estructural o estratigráfico que contengan fluidos, por lo cual no pueden ser considerados como reservorios. Al considerar reservorios a una profundidad mayor a dichas unidades se debe asegurar que no se creen fracturas que las atraviesen o se reactiven fallas que las puedan cortar.

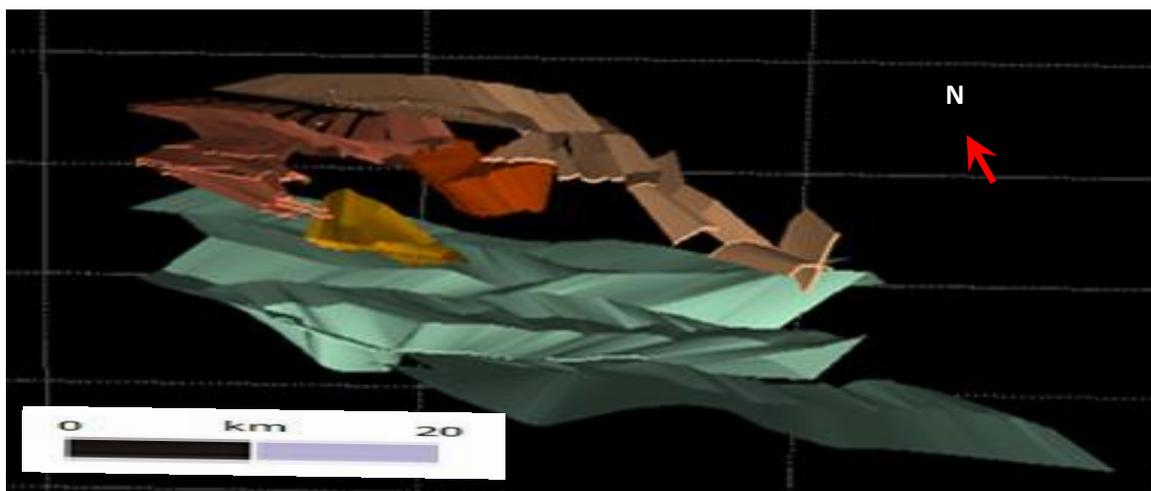


Figura 4.2.2. Secuencia del modelo 3D donde se muestra de abajo hacia arriba la cima de Cretácico, Al oeste (parte izquierda) se observan las unidades Queen City y Weches, las cuales denotan el avance



progresivo de los sistemas de deltas hacia el este. En naranja y rojo se observan dos unidades de colapso gravitacional que se depositaron contemporáneamente a la Formación Yegua (parte derecha), la cual los cubre hacia la porción oriental del área de estudio.

Las unidades de colapso o slumps también se encuentran afectadas por fallas de crecimiento y a la vez generan anticlinales tipo roll-over.

Posteriormente se deposita la Formación Jackson, la cual representa un episodio de transgresión marina y contemporáneo a su depósito tiene lugar otros dos episodios de colapso gravitacional con sus correspondientes unidades de colapso o slumps (Figuras 4.2.3, 4.2.4 y 4.2.5). Estos depósitos son de mayor dimensión y se observan en casi la totalidad del área de estudio. La Formación Jackson solo es afectada por las fallas más recientes ubicadas en el extremo oriental de la zona de estudio, las cuales tienen gran desplazamiento.

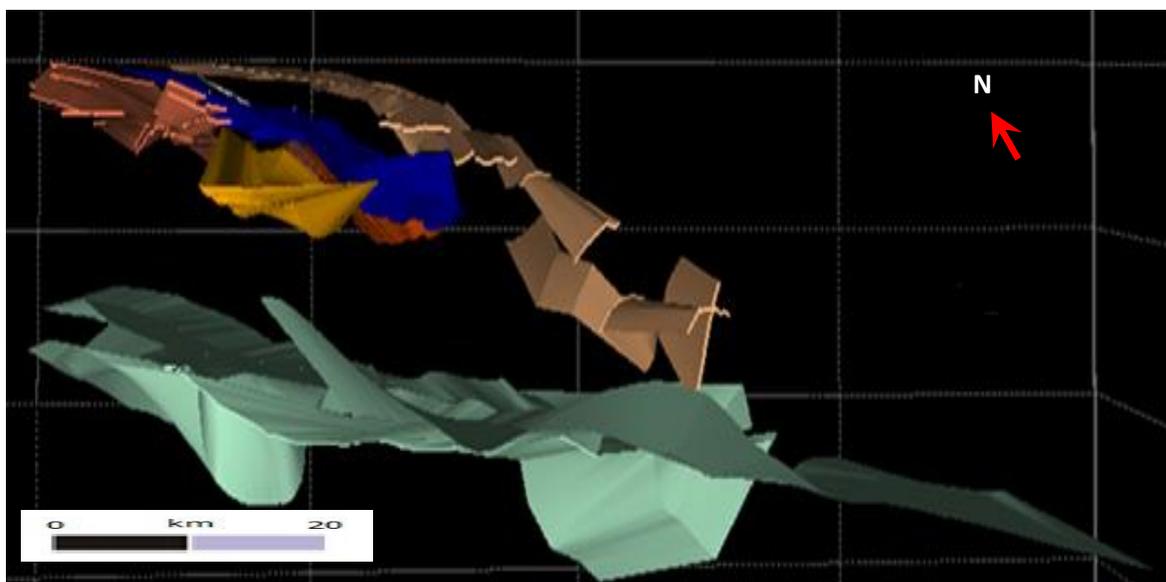


Figura 4.2.3. Secuencia de depósito de tres unidades de colapso contemporáneas al depósito de la Formación Jackson en un periodo de transgresión marina. Unidad de colapso 3 en color azul depositada al término de la deposición de la Formación Yegua. Notar que al oriente del área de estudio, los bloques pertenecientes a la Formación Yegua presentan grandes desplazamientos por el desarrollo de fallas lístricas.

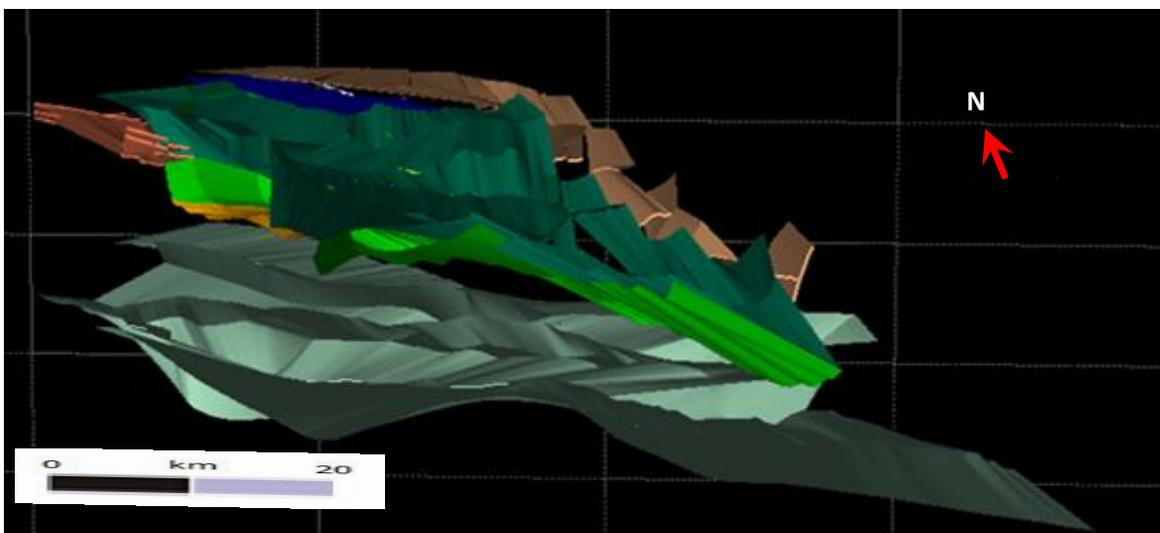


Figura 4.2.4. Secuencia de depósito de tres unidades de colapso contemporáneas al depósito de la Formación Jackson en un periodo de transgresión marina. Unidades de colapso 4 y 5. Estas unidades son de mayor extensión y cubren gran parte del área analizada.

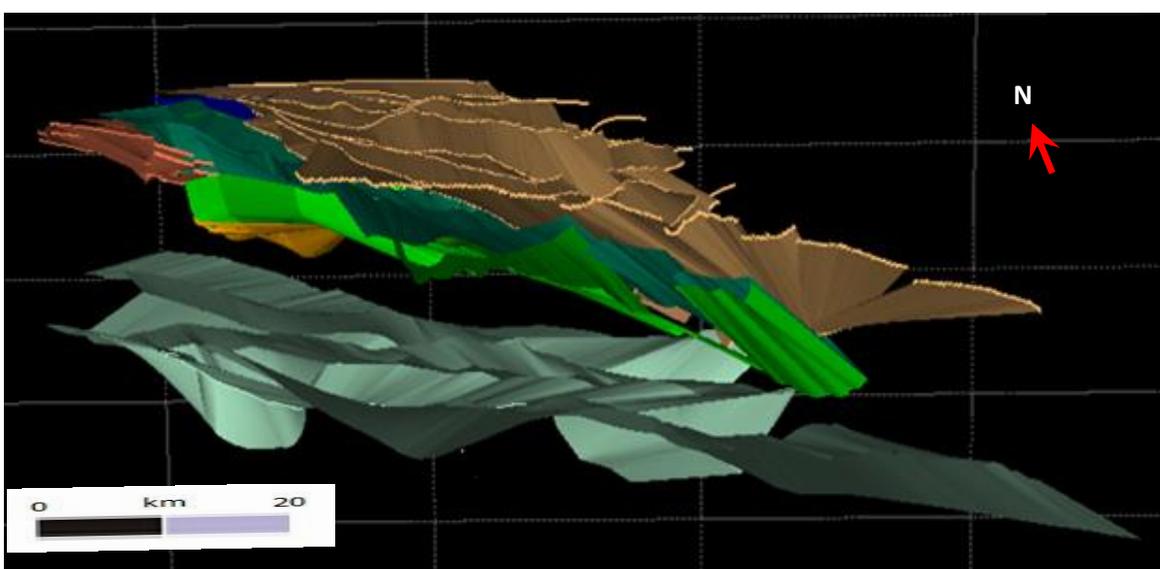


Figura 4.2.5. Secuencia de depósito de tres unidades de colapso contemporáneas al depósito de la Formación Jackson en un periodo de transgresión marina. Encima de las unidades de colapso se deposita la Formación Jackson. En el modelo 3D se observa que la línea de costa retrocede (representa un periodo de transgresión marina).



Al terminar el depósito de la Formación Jackson, se registra una regresión marina en un periodo en donde se depositan las formaciones Vicksburg y Frío como se ilustra en la Figura 4.2.6. El origen de la regresión marina puede estar vinculado al emplazamiento de la PAEM, en donde se registró la mayor exhumación de la carpeta sedimentaria. Las fallas que atraviesan a la Formación Vicksburg son de gran desplazamiento y alcanzan la cima del Cretácico, mientras las fallas que atraviesan a la Formación Frío presentan muy poco desplazamiento.

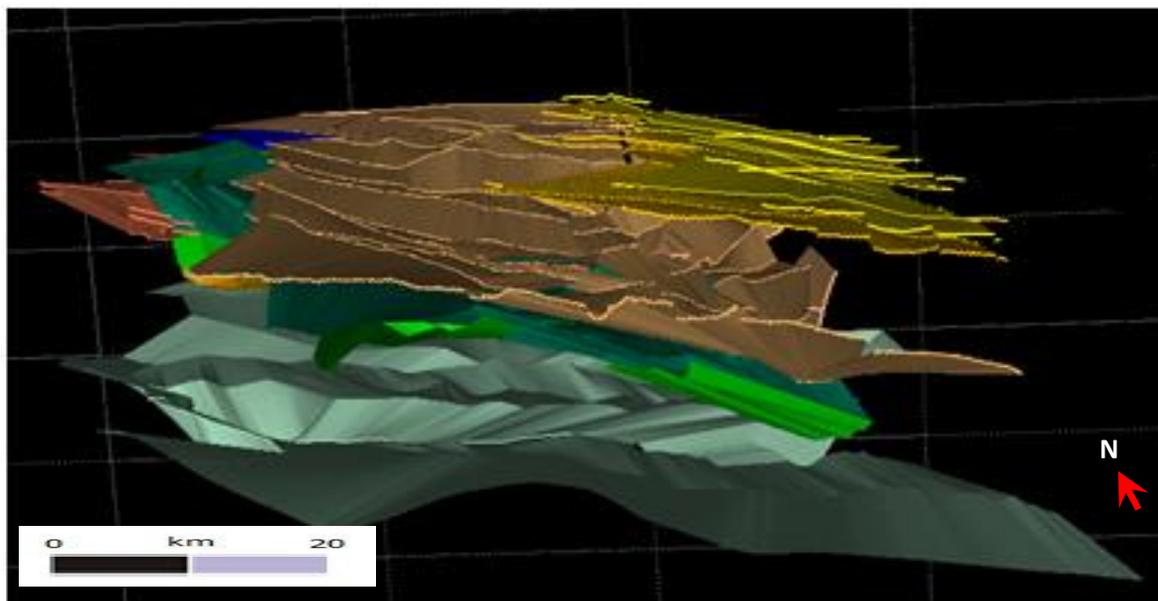


Figura 4.2.6. Sobreyaciendo la Formación Jackson se encuentran las formaciones Vicksburg y Frío, además de la secuencia indiferenciada del Mioceno.



CAPÍTULO 5

SELECCIÓN DE SITIOS

5.1 INTRODUCCIÓN

Los sitios adecuados para almacenamiento geológico de CO₂ deben contar con un reservorio con la porosidad y permeabilidad necesaria para contener un fluido, una roca sello encima del reservorio de muy baja permeabilidad que impida que los fluidos asciendan a la superficie por efecto de su flotabilidad y una trampa estructural o estratigráfica para mantener el fluido en un espacio específico. Estos elementos son similares a los objetivos de búsqueda principales de la industria petrolera (sistema petrolero) con la excepción de una roca generadora. Por esta razón las tecnologías y procesos empleados para la detección de los elementos principales (sistemas de almacenamiento) en las industrias de almacenamiento geológico de CO₂ y la petrolera son muy similares. Por lo tanto, en el almacenamiento geológico de CO₂ muchas metodologías y flujos de trabajo se basan en los aplicados en la industria petrolera, puesto que esta cuenta con mayor experiencia. Por ejemplo, el Departamento de Energía de los Estados Unidos (DOE) propone un sistema de clasificación de recursos para almacenamiento geológico de CO₂ generado a partir de la comparación con el sistema de clasificación de la industria petrolera (NETL-DOE, 2013), en el cual se establece que para que un proyecto alcance una escala comercial se debe cumplir con las etapas de exploración, caracterización de sitio e implementación (Tabla 5.1) pero recalcan que la definición completa de los procesos y sub-clases no está bien establecida para el almacenamiento geológico de CO₂. El proceso de selección de sitios potenciales en la industria del almacenamiento geológico de CO₂ corresponde a la etapa de exploración de la industria petrolera, dentro de la categoría de lead para escoger un prospecto. De acuerdo con la clasificación propuesta por el DOE, esta etapa está integrada por los procesos de detección de sitios, selección de sitios y caracterización inicial (Figura 5.1.1).

Dentro de la metodología propuesta por el DOE se recalca el establecimiento de un programa de definición y manejo de proyecto en el que se analizan los alcances, estrategias, criterios de evaluación, recursos, calendarios de actividades y análisis de riesgos (Tabla 5.2). Este programa deberá estar incluido en cada uno de los procesos de detección de sitio, selección de sitios y caracterización inicial que integran la etapa de exploración de recursos. Las figuras 5.1.2, 5.1.3 y 5.1.4 ilustran los análisis que incluye cada proceso de la etapa de exploración propuestos por el DOE. En esta etapa se toman en cuenta aspectos o condicionantes geológicas, económicas, ambientales, regulatorias y sociales; integradas en tablas de puntuación, con las cuales se evalúan los sitios propuestos. Cada región en el mundo cuenta con condiciones muy particulares, por lo que el estudio de selección de sitios potenciales varía de lugar en lugar. Por ejemplo, la Tabla 5.3 muestra los criterios tomados en cuenta en el proceso de selección de sitios desarrollada para la Cuenca de París (Grataloup *et al.*, 2009). Es por ello que en el mundo se están desarrollando muchas metodologías con el objetivo de aportar para la compilación de una metodología integral (Ruiz. C, 2007; Grataloup *et al.*, 2009; NETL-DOE, 2013; Delprat-Jannaud *et al.*, 2013;



Gibson-Poole, 2009; Wickstrom *et al.*, 2006; Singh, 2004; SEI-EPA-GSNI-GSI, 2008; Bentham, 2006; Aarnes *et al.*, 2010).

INDUSTRIA PETROLERA		ALMACENAMIENTO GEOLÓGICO DE CO ₂	
Reservas	Implementación	Capacidad de almacenamiento	
En producción		Inyección activa	
Aprobado para desarrollo		Aprobado para desarrollo	
Justificado para desarrollo		Justificado para desarrollo	
Recursos contingentes	Caracterización de sitio	Recursos de almacenamiento contingentes	
Desarrollo pendiente		Desarrollo pendiente	
Desarrollo no clarificado o en espera		Desarrollo no clarificado o en espera	
Desarrollo no viable		Desarrollo no viable	
Recursos prospectivos	Exploración	Recursos de almacenamiento prospectivos	
Prospecto		Sitios calificados	
Lead		Áreas seleccionadas	
Play		Sub-regiones potenciales	

Exploración	Recursos de almacenamiento prospectivos	
	Sub-clase de proyecto	Proceso de evaluación
	Sitios calificados	Caracterización inicial
	Selección de áreas	Selección de sitio
Sub-regiones potenciales	Detección de sitios	

Tabla 5.1. Comparación entre la Clasificación de la Industria Petrolera (propuesta por la Sociedad de Ingenieros Petroleros, Sistema de Manejo de Recursos Petroleros, 2007) y la clasificación propuesta para el almacenamiento geológico de CO₂ (modificada de NETL-DOE, 2013).

En cuanto a las condiciones geológicas, las metodologías consideran básicamente los mismos aspectos (Ruiz, 2007): criterios tectónicos favoreciendo condiciones estables de cuencas intracratónicas o en márgenes pasivos; criterios geotérmicos y de presión con las mejores condiciones en cuencas con bajo gradiente geotérmico pues maximizan la densidad del CO₂ e implican menores gastos en operaciones de perforación (las profundidades en las que se alcanza el estado supercrítico para cuencas con bajo gradiente geotérmico es de 800 a 1,200 m y para cuencas con alto gradiente geotérmico es de 1,500 a 2,000 m); criterios hidrodinámicos en los cuales es preferible sistemas hidrodinámicos regionales; y

condiciones intrínsecas de la formación almacén como porosidad, permeabilidad, extensión y litología (preferentemente areniscas y calizas). Sin embargo, las condiciones tecno-económicas, ambientales, regulatorias, sociales y de acceso a la información son variables en cada lugar y determinan el desarrollo de las metodologías de selección de sitios.

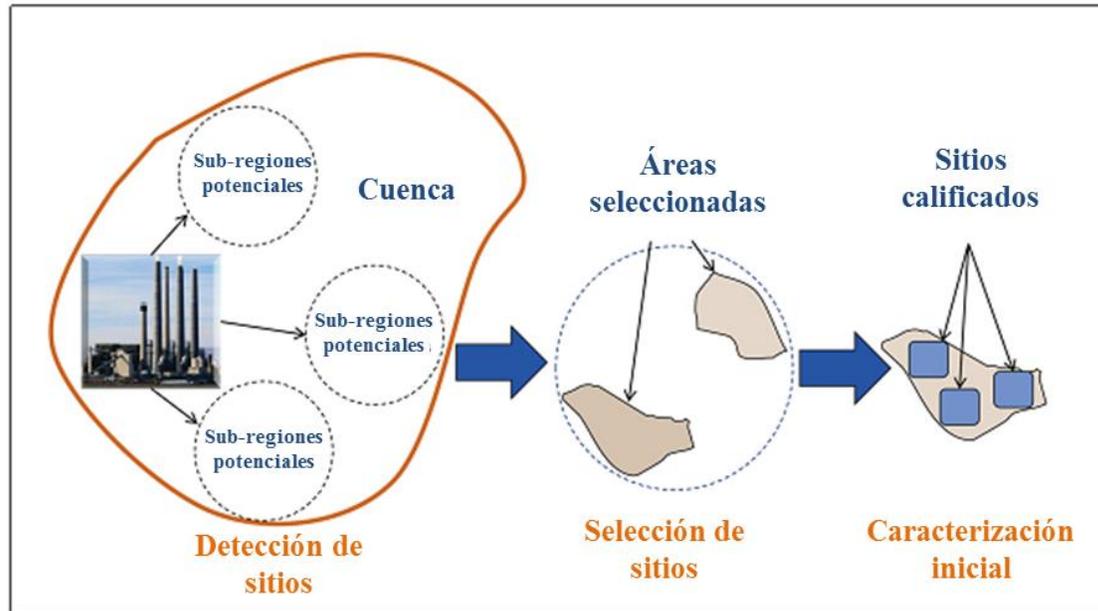


Figura 5.1.1. Representación gráfica de las etapas que constituyen la fase de exploración de proyecto (NETL-DOE, 2013).

Componente	Elemento	Guía para la definición del proyecto	
Definición y manejo del proyecto	Análisis del proyecto	Alcance	Conducir una revisión del alcance de todo el proyecto y una revisión de los tres sub-procesos (detección de sitios, selección de sitios y caracterización inicial) envueltos en la selección de un sitio para un proyecto de almacenamiento geológico de CO ₂ . El alcance debe incluir una definición de los objetivos del proyecto y los criterios para evaluar el éxito o fracaso del proyecto.
		Estrategia de CO ₂	Desarrollar una estrategia que defina las características del CO ₂ destinado al almacenamiento (ej. Fuentes, volumen, tasas de inyección). Puede ser útil estudiar la factibilidad de varias opciones de implementación, riesgos y opciones de mitigación.
		Criterio de evaluación	Establecer criterios para calificar y categorizar los sitios potenciales identificados a través de los procesos de detección de sitios, selección de sitios y caracterización inicial. Los criterios podrían incluir parámetros técnicos, económicos y sociales.
		Recursos	Identificar el personal, equipo y financiamiento de recursos necesarios para completar los procesos de detección de sitios, selección de sitios y caracterización inicial. Esta valoración debe identificar necesariamente áreas de expertos, límites financieros, contingencias potenciales y otros riesgos.
		Programa	Desarrollar un programa del proyecto para los procesos de detección de sitios, selección de sitios y caracterización inicial, considerando la necesidad potencial de analizar múltiples sitios. El programa debe incluir metas y planes de contingencia para mitigar los retrasos en el programa.
		Análisis de riesgos	Conducir una valoración de riesgos para identificar escenarios potenciales que podrían evitar que el proyecto alcance la comercialización. Definir opciones de mitigación y desarrollar un plan de implementación potencial que podría incluir decisiones de seguir / no seguir.

Tabla 5.2. Guía para la definición del proyecto propuesta por NETL-DOE (2013).

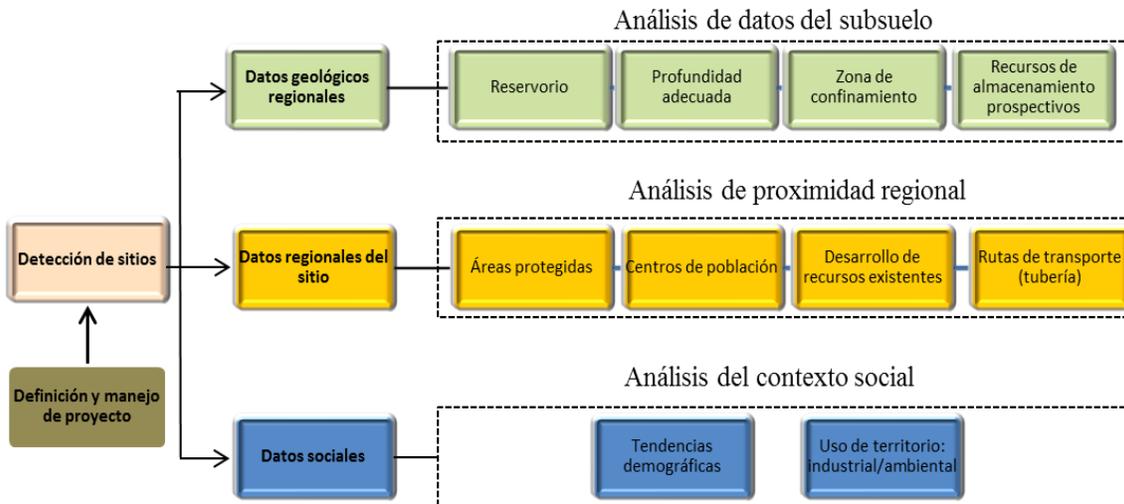


Figura 5.1.2. Diagrama de flujo de los procesos requeridos para la detección de sitios propuesta por NETL-DOE (2013).

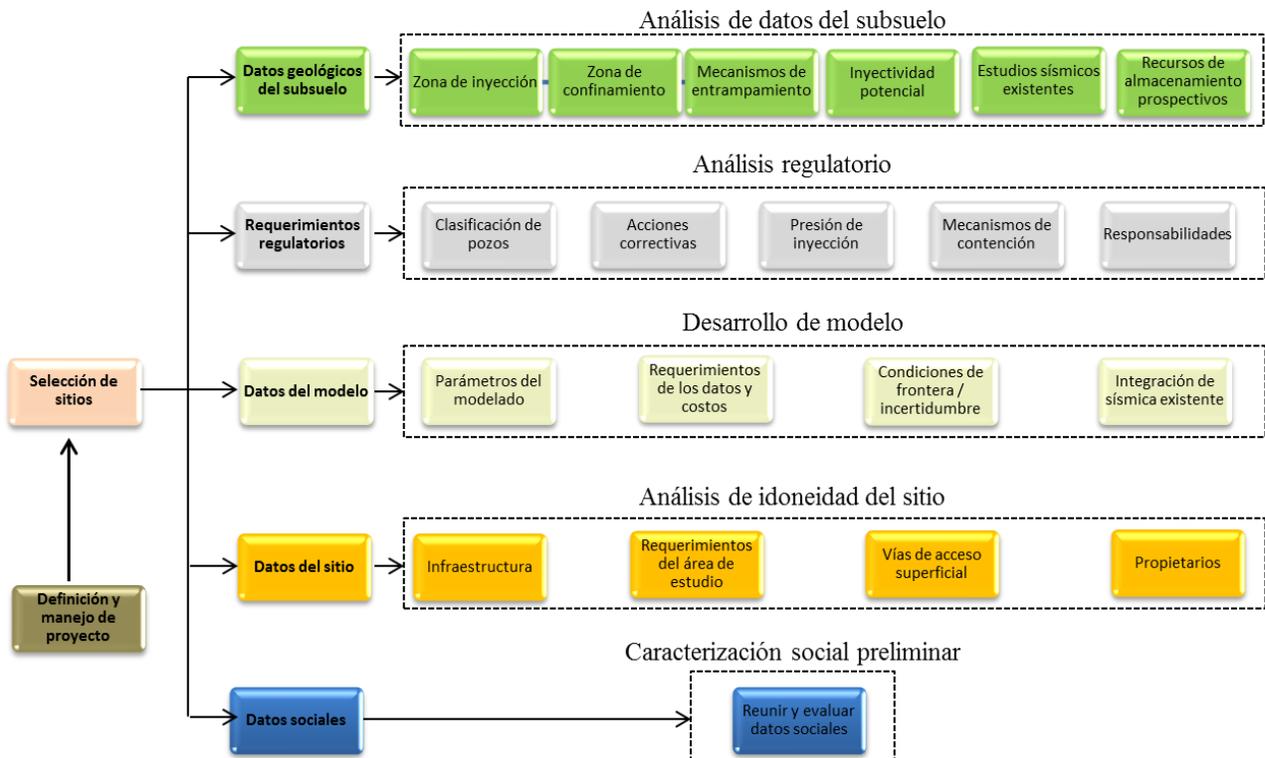


Figura 5.1.3. Diagrama de flujo de los procesos requeridos para la selección de sitios propuesta por NETL-DOE (2013).

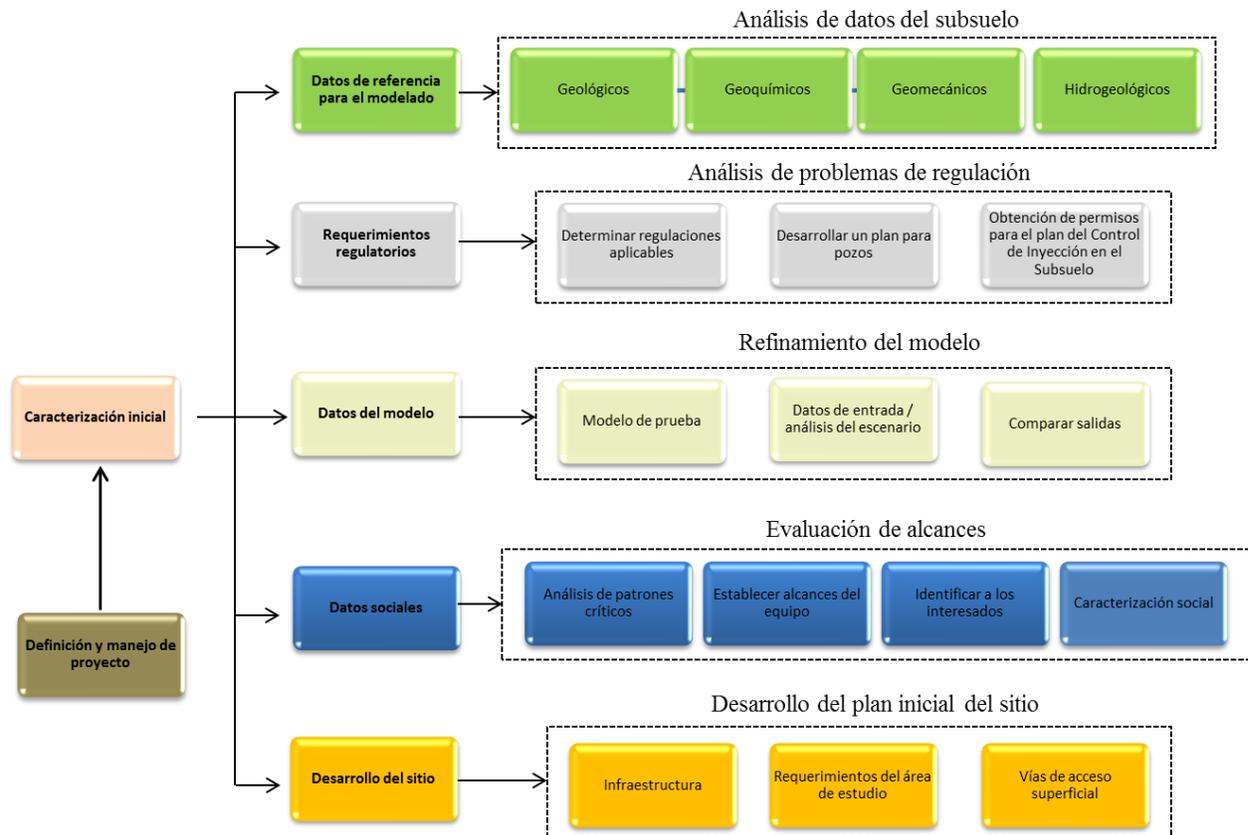


Figura 5.1.4. Diagrama de flujo de los procesos requeridos para la caracterización inicial de sitios propuesta por NETL-DOE (2013).

De acuerdo a Aarnes *et al.* (2010), para la elaboración de una metodología para detección y selección de sitios en Europa se deben seguir una serie de actividades de selección y evaluación ilustradas en la Tabla 5.4.

Algunas metodologías varían en el orden de los procesos requeridos. Por ejemplo la metodología empleada en Australia, propuesta por Gibson-Pool (2009) incluye la elaboración de modelos sedimentológicos, estratigráficos y estructurales en la etapa de caracterización de sitios (en la etapa de exploración solo incluye estudios para asegurar la capacidad, inyectividad y contención, sin el desarrollo de modelos); mientras en la metodología del DOE incluye estos procesos en la etapa de exploración.

Dentro de las condiciones particulares de los estudios de selección de sitios potenciales en México se encuentran: los responsables de los estudios para acuíferos salinos profundos (CFE) no tiene la información necesaria, por lo cual se tienen que elaborar convenios con PEMEX. Teniendo en cuenta el retraso de los trámites administrativos, se debe tomar decisiones rápidas sin la información suficiente por dificultades con el acceso a la información, por lo cual se debe aprovechar al máximo la información (de un nivel de



resolución o detalle bajo) con la que se cuenta. Debido a que es una tecnología nueva, el grupo de trabajo dedicado a la investigación en este asunto es muy reducido. La gran cantidad de información general (de resolución baja) debe ser analizada por poca gente. Se debe seguir una ruta de optimización en el manejo y análisis de la información. Es por ello que se propone una metodología para la etapa de exploración.

OBJETIVO	PARÁMETRO	CRITERIO	OBJETO DE ANÁLISIS
Optimización del almacenamiento	Capacidad de almacenamiento	porosidad (total y efectiva)	reservorio
		espesor (total, neto)	reservorio
		dimensiones de las trampas	reservorio y sello
		condiciones de presión y temperatura	reservorio
	Inyectividad	permeabilidad (relativa)	reservorio
		porosidad (total y efectiva)	reservorio
		condiciones de presión y temperatura	reservorio
		espesor de la zona de inyección	reservorio
		fallas en el reservorio (aumento de presión)	reservorio
		presión de inyección (aumento de presión)	sello
Minimización de riesgos	Confinamiento	espesor	sello
		permeabilidad, presión de inyección	sello
		continuidad lateral	sello
		presión de inyección (aumento de presión)	sello
		sistemas de contención secundarios	capas sobreyacientes
	Patrones de fuga	pozos abandonados	reservorio, sello y capas sobreyacientes
		fallas (conductivas)	reservorio, sello y capas sobreyacientes
		patrones de migración	reservorio, sello y capas sobreyacientes
	Integridad del almacenamiento	peligro sísmico	área de almacenamiento
		peligro de deslizamientos	área de almacenamiento
Vulnerabilidad	vulnerabilidad urbana o áreas industriales	área de almacenamiento	
Regulación y restricciones espaciales	Restricciones ambientales	áreas protegidas	área de almacenamiento
	Uso del subsuelo	explotación de acuíferos	área de almacenamiento
	Uso de la tierra	licencias de exploración o explotación	área de almacenamiento
Consideración de aspectos sociales y económicos	Aspectos económicos	distancia de fuente a reservorio	área de almacenamiento y fuente
		accesibilidad del sitio de almacenamiento	área de almacenamiento y más
		infraestructura existente	área de almacenamiento y más
		infraestructura por construir	área de almacenamiento
	Aspectos sociales	aceptación popular	área de almacenamiento y más

Tabla 5.3. Criterios considerados para el proceso de detección de sitios en la Cuenca de París (Grataloup *et al.*, 2009).



Actividades de detección	Entregables
DETECCIÓN DE SITIOS	
Definir bases de detección Desarrollar criterios para nombrar uno o más sitios para estudios posteriores	Lista de criterios que un sitio debe reunir para ser elegido para estudios posteriores.
Desarrollar plan de detección Describir acciones de detección requeridas para completar el criterio definido en la etapa de bases de detección	Plan de detección
Revisar datos disponibles e identificar sitios potenciales	Lista de sitios potenciales para almacenamiento
SELECCIÓN DE SITIOS	
Estimar capacidad y nivel de incertidumbre Elaborar estimaciones de capacidad y estimaciones de incertidumbres de los parámetros de entrada y salida.	Estimación de capacidad con cuantificación de incertidumbres para sitios potenciales de almacenamiento
Identificación y valoración de riesgos e incertidumbres Desarrollo de un registro inicial de riesgos e incertidumbres	Registro inicial de riesgos
Selección de sitios para valoración posterior	Reporte de detección y selección final de sitios elegidos para valoración posterior

Tabla 5.4. Actividades para cumplir la detección y selección final de sitios propuesta por Aarnes *et al.* (2010) para el proyecto CO2QUALSTORE.

5.2 METODOLOGÍA PARA DETECCIÓN DE SITIOS EN BURGOS

Para el proceso de detección de sitios (sub-regiones potenciales, de acuerdo a la clasificación del DOE) se propone seguir los lineamientos propuestos por Aarnes (2010) con el objetivo de elaborar una tabla de criterios de selección como la propuesta para la Cuenca de París.

En la Tabla 5.5 se muestra el resultado de la evaluación de la Cuenca de Burgos de acuerdo al criterio de Bachu para la etapa a Nivel Cuenca.

6.2.1 Bases de detección



Lista de criterios

Los aspectos geológicos (optimización del almacenamiento y minimización de riesgos) fueron analizados en la etapa de evaluación a Nivel Cuenca, de donde se propusieron zonas potenciales para almacenamiento.

Las regulaciones y restricciones espaciales consideradas son: zonas naturales protegidas, vegetación densa, terrenos sujetos a inundación, cuerpos de agua

Los aspectos económicos tomados en cuenta para la detección de sitios son: infraestructura, áreas urbanas, localización de fuentes de emisión fija y las zonas potenciales propuestas en la etapa a Nivel Cuenca.

Por el momento no se han hecho campañas de aceptación social, por lo cual las consideraciones sociales no se podrán tomar en cuenta dentro de los criterios de evaluación hasta ahora. Sin embargo, se hace notar que dichos análisis son indispensables y se requieren programas de divulgación para monitorear la respuesta de la población.

Dentro de las consideraciones regulatorias se destaca que actualmente la nación carece de un marco regulatorio en materia del CCUS; sin embargo se tiene considerado elaborar uno dentro del mapa de ruta tecnológica para CCUS en México (SENER, 2014). Una condición que puede favorecer el acceso a las zonas potenciales es el Artículo 27 Constitucional, el cual establece: La propiedad de las tierras y aguas comprendidas dentro de los límites del territorio nacional, corresponde originalmente a la Nación, la cual tiene el derecho de transmitir el dominio de ellas a los particulares, constituyendo la propiedad privada. Con este artículo se pueden evitar los conflictos de intereses generados por el sector privado.

6.2.2 Plan de detección

Con el objetivo de aceptar o rechazar un sitio prospecto para el almacenamiento geológico de CO₂, es indispensable considerar numerosas variables espaciales y temporales como la infraestructura de la región, la ubicación de zonas protegidas, el número de información disponible de pozos profundos, sismicidad, fallamiento y fracturamiento, acceso legal, entre otros. Por lo cual es indispensable integrar todas las variables en un sistema de información geográfica (GIS, por sus siglas en inglés) que nos permita realizar un análisis más certero a la hora de tomar decisiones. Las metodologías consultadas alrededor del mundo (Ruiz. C, 2007; Grataloup *et al.*, 2009; Singh, 2004; SEI-EPA-GSNI-GSI, 2008; Bentham, 2006; Wickstrom *et al.*, 2006) recalcan el empleo de herramientas de Sistemas de Información Geográfica para la elaboración de evaluaciones multicriterio en los procesos de toma de decisiones para selección de sitios potenciales.

Ruiz. C (2007) propone para la elaboración de mapas de evaluación multicriterio los siguientes pasos: Selección de criterios y condiciones, análisis de criterios, mapas de distancia, mapas reclasificados, evaluación y mapa final.



En esta tesis se propone el empleo del software GRASS para realizar un mapa de evaluación multicriterio.

		Incremento del potencial de almacenamiento de CO ₂				
Criterio		→				
		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 (< 1 000 km ²)	Pequeña (1 000 a 5 000 km ²)	Mediana (5000 a 25 000 km ²)	Grande (25 000 a 50 000 km ²)	Muy grande (>50 000 km²)
3	Profundidad	Muy somera (<300m)	Somera (300 a 800 m)		Profunda (>2500 m)	Intermedia (800 a 2500 m)
4	Intensidad de fallamiento	Alta		Moderada		Limitada
5	Geotermia*	>40 °C		30 – 40 °C		<30 °C
6	Roca Almacén	Pobre (poca porosidad o poco espesor)		Intermedia (porosidad o espesor considerables)		Excelente (buena porosidad y espesor)
7	Sello	Pobre (rocas impermeables de poco espesor)		Intermedio		Excelente (rocas impermeables de buen espesor)
8	Evaporitas	No hay		Domos		Capas
9	Potencial de hidrocarburos	Ninguno	Pequeño	Mediano	Grande	Gigante
10	Madurez	Inexplorado	Explorado	En desarrollo	Maduro	Súper-maduro
11	Continente/costa afuera	Aguas profundas		Plataforma marina		Continente
12	Clima	Ártico		Desértico	Tropical	Templado
13	Accesibilidad	Inaccesible	Difícil		Aceptable	Fácil
14	Infraestructura	Ninguna	Menor		Moderada	Amplia

Tabla 5.5. Evaluación de la Cuenca de Burgos de acuerdo al criterio para la selección de cuencas sedimentarias de Bachu *et al.* (2007). * Es necesario determinar el gradiente geotérmico.



6.2.3 Revisión de información

La información conseguida es de tipo vectorial con archivos de origen tipo shape y estaba contenida en dos sistemas de coordenadas distintos. La mayoría de los datos correspondía a vectores en coordenadas geográficas (latitud y longitud) y el resto a coordenadas UTM correspondientes a la zona 14 N. Ambos sistemas coordenados proyectados en el datum WGS84. Con el fin de emplear todo el set de datos en un solo sistema coordinado con una locación dentro de GRASS, se crearon dos locaciones distintas; una en coordenadas UTM y la otra en geográficas. Se importaron los vectores a la locación con el sistema UTM por medio del comando `v.in.org`. A esta locación no se le asignó una región. En la locación con sistema geográfico se importan por medio del comando `v.proj` en donde se mandan llamar los vectores en UTM y se re proyectan automáticamente a sistema geográfico.

Se obtuvo una gran cantidad de información, de la cual fue seleccionada aquella de mayor relevancia de la siguiente manera: se consideró favorable la infraestructura de la región incluyendo vías de comunicación, fuentes emisoras (Figura 5.2.1) y subestaciones eléctricas. Además, se consideraron las regiones propuestas en la estimación de la capacidad de almacenamiento teórico de la etapa de evaluación a Nivel Cuenca (Figura 5.2.2).

Los aspectos desfavorables considerados son: terrenos sujetos a inundación, vegetación densa, cuerpos de agua y rasgos arqueológicos (Figura 5.2.5).

El análisis de detección de sitios, considerando los aspectos favorables y desfavorables mencionados en los párrafos anteriores, se realizó en las Provincias de Burgos, Coahuila y Norte de Tampico-Misantla. En las figuras se recalca la ubicación de la Provincia de Burgos, por ser el objeto de estudio de esta tesis.

Las fuentes emisoras en la región de estudio se despliegan dependiendo de la cantidad de CO₂ que emiten, (tamaños de los círculos que los representan va de mayor a menor dependiendo si emiten megatoneladas, kilotoneladas o toneladas, ilustrado en la Figura 5.2.3). Para esta acción, se modifica la tabla de datos agregando una columna la cual contendrá el tamaño del círculo dependiendo de la cantidad de CO₂ emitido. En GRASS se selecciona el archivo para desplegar sus propiedades y en la pestaña de tamaño se selecciona la opción de la columna que posee el tamaño del símbolo.

Mediante una evaluación visual se seleccionan áreas de mayor impacto por medio de polígonos digitalizados (en forma de vectores), posteriormente se transforman a raster con el comando `v.to.rast use=val` asignándoles un valor de 1. A partir de este archivo raster se establece un análisis del radio de influencia por medio del comando `r.buffer` analizando distancias de 25, 50, 75 y 100 kilómetros. A cada zona dentro de los radios mencionados se le asigna una puntuación, siendo la mayor para la zona de 25 kilómetros, es decir, la zona más cercana (Figuras 5.2.3 y 5.2.4).

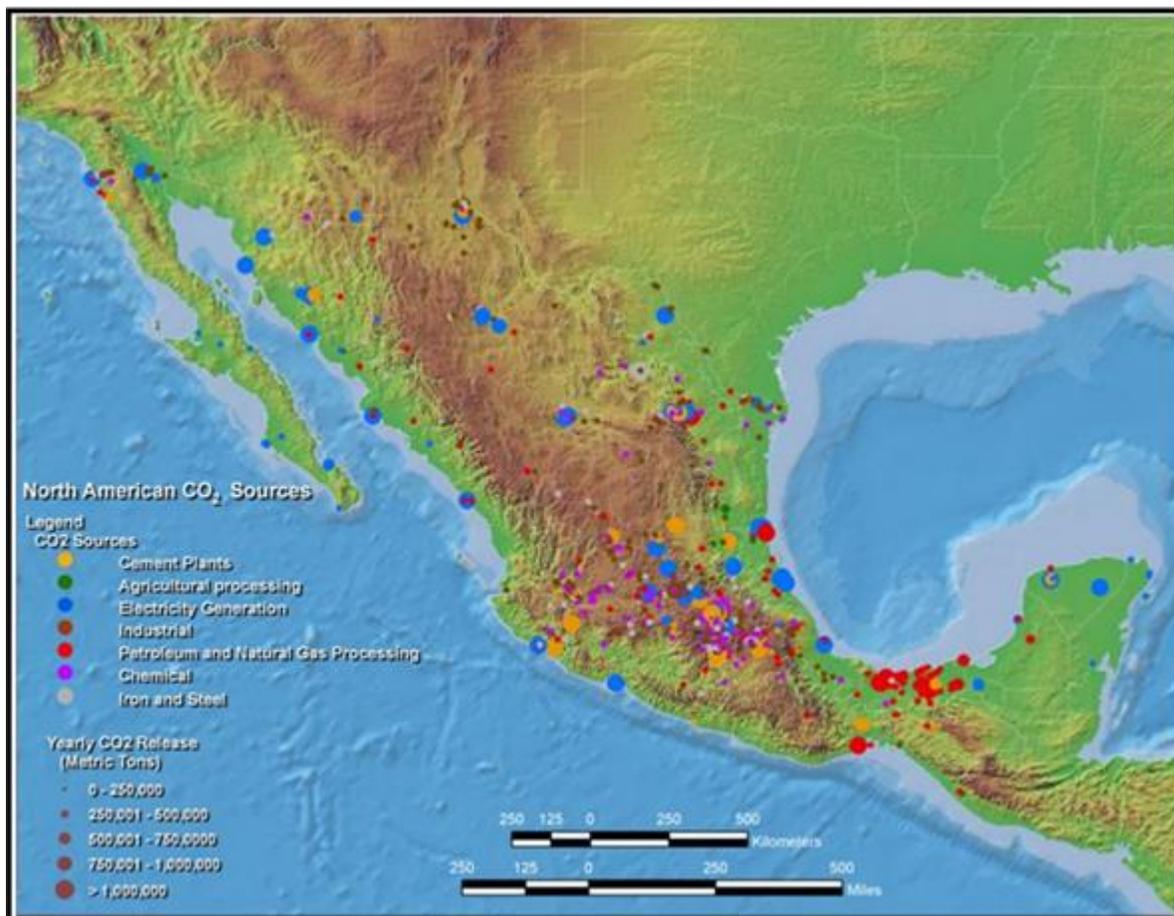


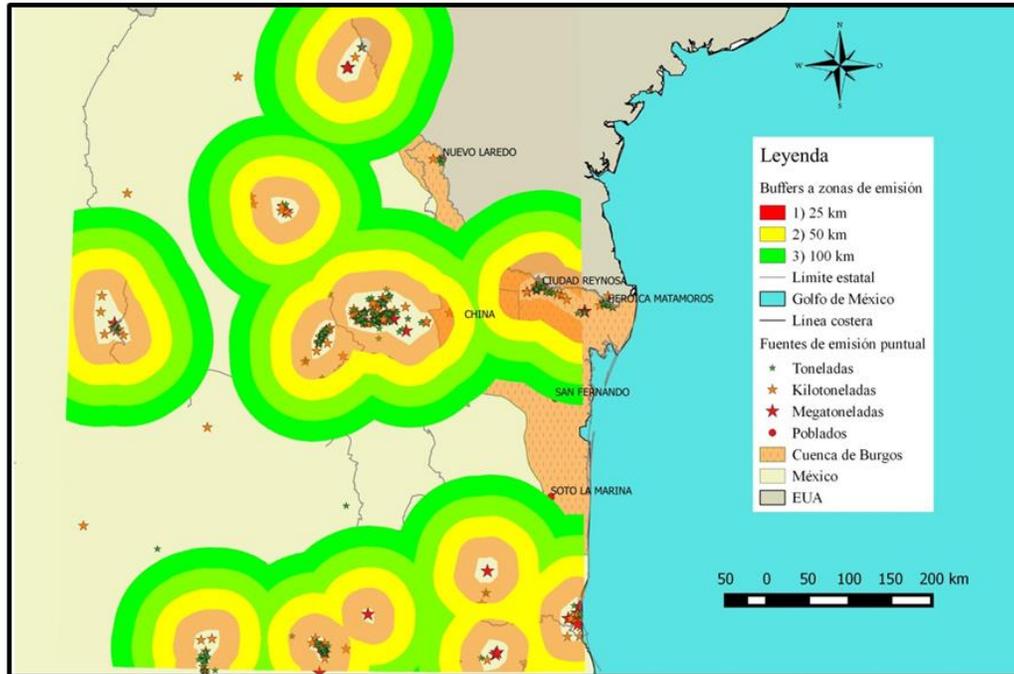
Figura 5.2.1. Localización de las fuentes emisoras fijas, clasificadas por tipo de industria y cantidad de CO₂ emitida a la atmósfera (tomado de CFE, 2009).

Los aspectos desfavorables también son agrupados en polígonos y de la misma manera se crean radios de influencia, con la diferencia que a las zonas más cercanas se les asigna la peor puntuación (Figura 5.2.6).

Para poder evaluar zonas con factibilidad de poseer regiones potenciales para almacenamiento geológico de CO₂ se emplea la herramienta de álgebra de mapas por medio del comando mapcalc para crear un nuevo mapa raster en el que se crean zonas con intercepción de buffers y de acuerdo a una lista de puntuación se generan superficies con distintos valores de evaluación (Figura 5.2.7).

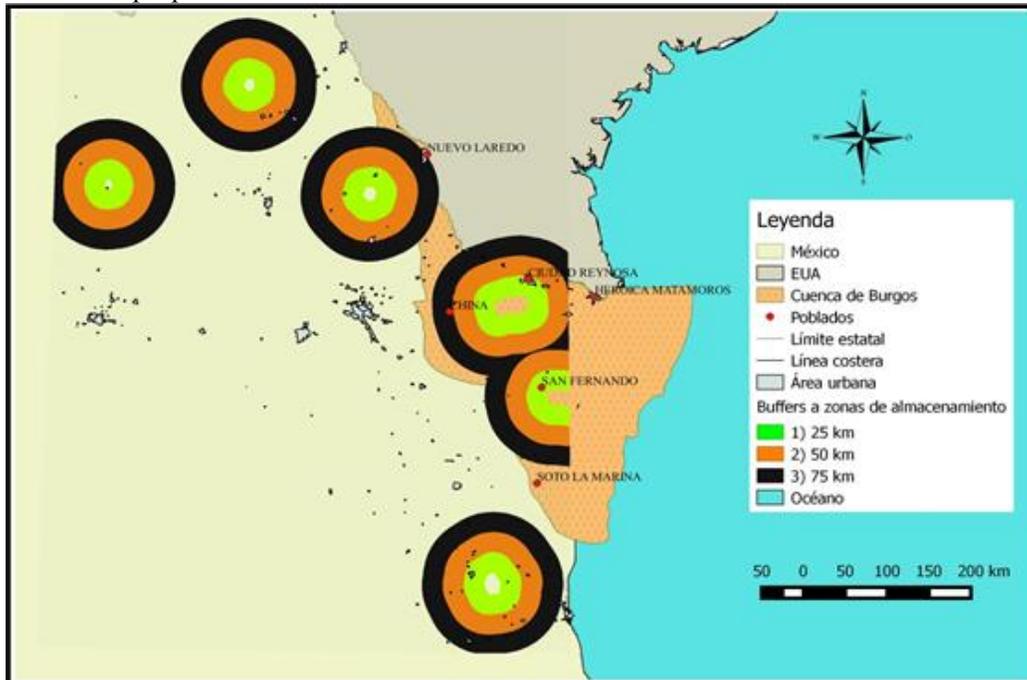


Figura 5.2.3. Clasificación de zonas dependiendo de su cercanía a fuentes de emisión fija. Las zonas



más cercanas reciben la mejor puntuación.

Figura 5.2.4. Clasificación de zonas dependiendo de su cercanía a las regiones potenciales para almacenamiento propuestas en la evaluación a Nivel Cuenca. Las zonas más cercanas reciben la mejor



puntuación.

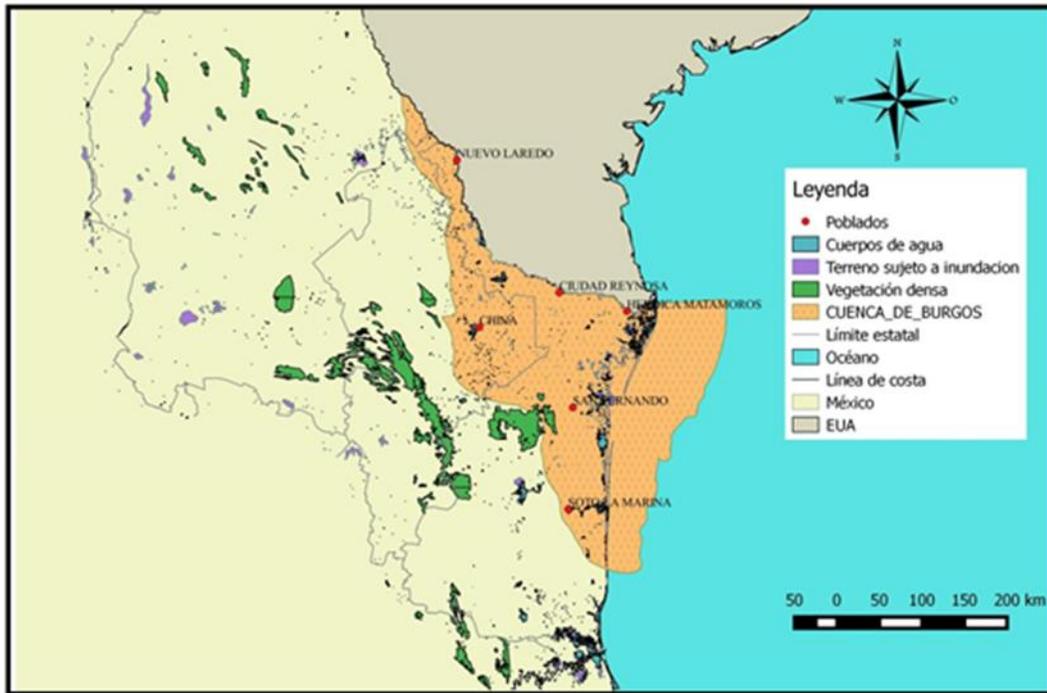


Figura 5.2.5. Localización de restricciones espaciales consideradas para la detección de sitios. Entre ellas se encuentran zonas de vegetación densa, cuerpos de agua y terrenos sujetos a inundación.

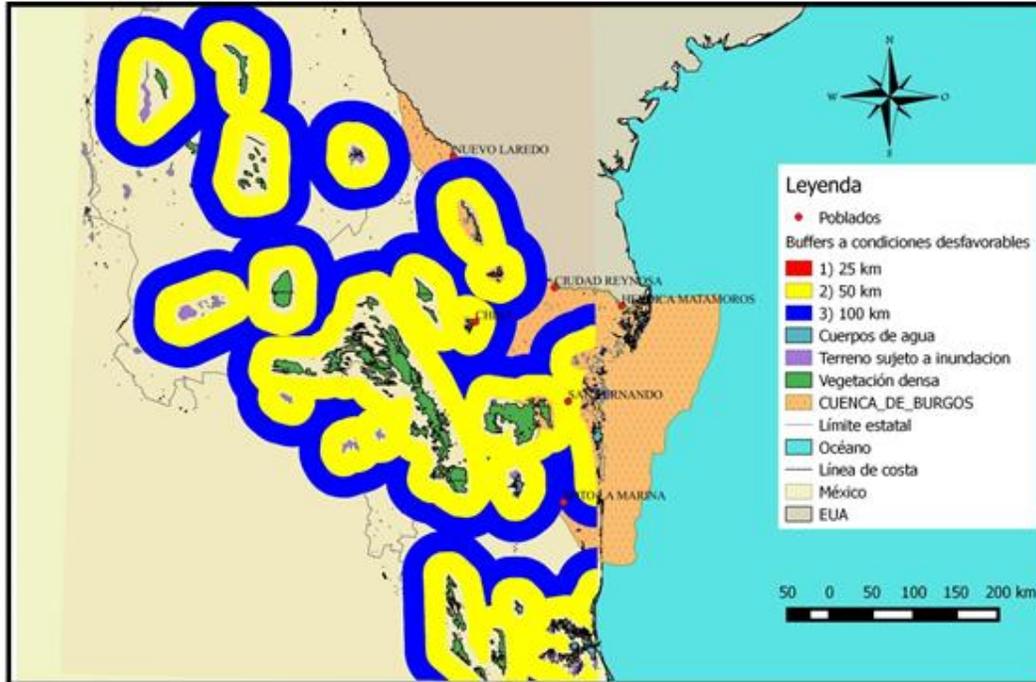


Figura 5.2.6. Clasificación de zonas dependiendo de su cercanía a las restricciones espaciales consideradas. Las zonas más cercanas reciben la peor puntuación.

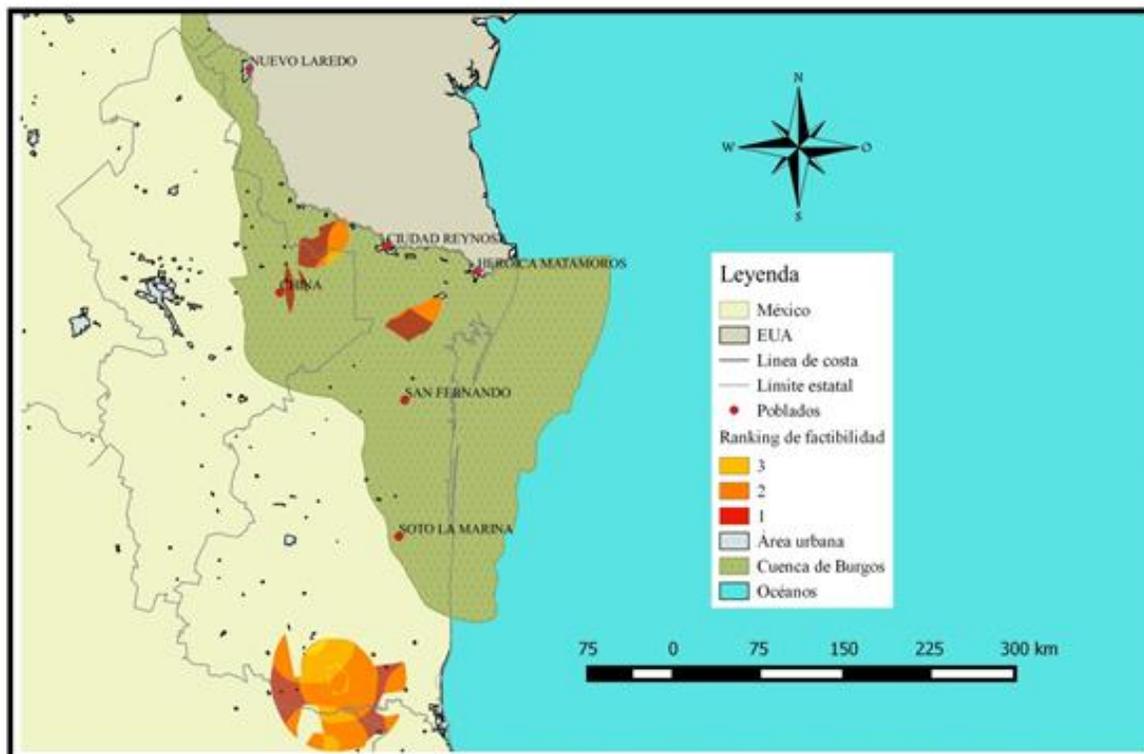


Figura 5.2.7. Ranking de zonas con diferente grado de factibilidad para proponer sitios potenciales para almacenamiento de CO₂ generado por álgebra de mapas a partir de la evaluación multicriterio propuesta para la detección de sitios o regiones sub-potenciales para almacenamiento.

Lista de sitios potenciales para almacenamiento

En la etapa de evaluación a Nivel Cuenca se propusieron dos zonas prioritarias para evaluación al considerar regiones potenciales para almacenamiento y fuentes emisoras fijas: Reynosa y San Fernando. En el proceso de detección de sitios, en donde se consideraron más parámetros o variables, incluyendo infraestructura y aspectos ambientales, dentro de un Sistema de Información Geográfica mediante una evaluación multicriterio se observa que las sub-regiones potenciales con las mejores condiciones geográficas son: Una en el municipio de Camargo, Tamaulipas; otra en los municipios de Méndez y San Fernando, Tamaulipas y una última en el municipio de China, Nuevo León. Sin embargo, un aspecto condicionante que no se incluye en la evaluación multicriterio es la existencia de información detallada del subsuelo. En la etapa a Nivel Cuenca se contaba con escasa información proveniente de datos publicados. Para el estudio a Nivel Regional se requiere una revisión detallada de la información existente para este sector. Con el objetivo de evitar descartar regiones donde no se haya analizado apropiadamente información a mayor detalle, se tomó la decisión de estudiar un área más grande, con información sísmica y datos de pozos (datos con los que no se contaba en la etapa anterior) en los alrededores de Ciudad Reynosa, principalmente.



5.3 METODOLOGÍA PARA SELECCIÓN DE SITIOS EN BURGOS

Con los resultados obtenidos en el proceso de detección de sitios, se tomó la decisión de solicitar información detallada de la geología del subsuelo de las regiones propuestas a PEMEX-PEP. El estudio más cercano a las regiones propuestas es el análisis de los Plays Jackson y Yegua realizado al suroeste de Ciudad Reynosa, en un área que abarca parte de los estados de Tamaulipas y Nuevo León con una superficie de 45,611.5 km². (Figura 5.3.1). Esta información sirvió como base para la elaboración de un modelo geológico en 3D,

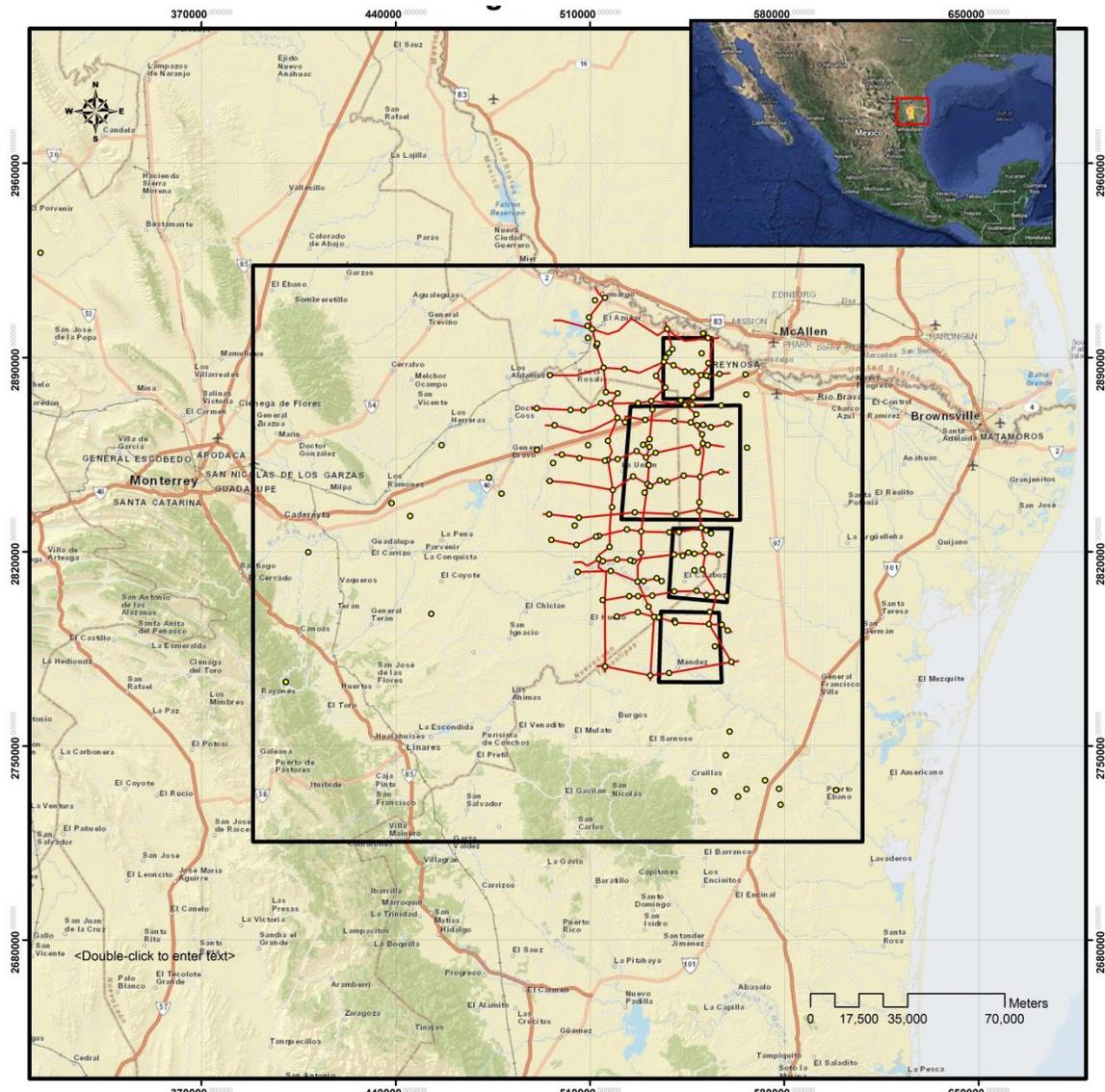


Figura 5.3.1. Localización del área de estudio. En círculos amarillos se muestran los pozos analizados. Las líneas rojas corresponden a las secciones geológicas estudiadas e integradas en el modelo geológico 3D. Los cuadros negros de menor tamaño corresponden a las regiones propuestas.



La selección de sitios se llevó a cabo por medio de la elaboración de un modelo 3D construido a partir del análisis de 16 secciones sísmicas en tiempo y geológicas interpretadas a profundidad (véase ejemplo de la Figura 5.3.2) y 83 pozos proporcionados por PEMEX, PEP. La información recopilada de los pozos incluye informe geológico final, estado mecánico del pozo, ficha técnica, informe petrográfico y sedimentológico, muestras y descripción, registros de hidrocarburos, evaluación petrofísica e informe paleontológico. No todos los pozos cuentan con la totalidad de los archivos y depende primordialmente del año en que se realizaron los pozos pues se cuenta con información de pozos desde la década de los 60's. Esta información fue proporcionada por PEMEX-PEP por medio del Convenio Específico de Colaboración PEMEX-CFE-2012.

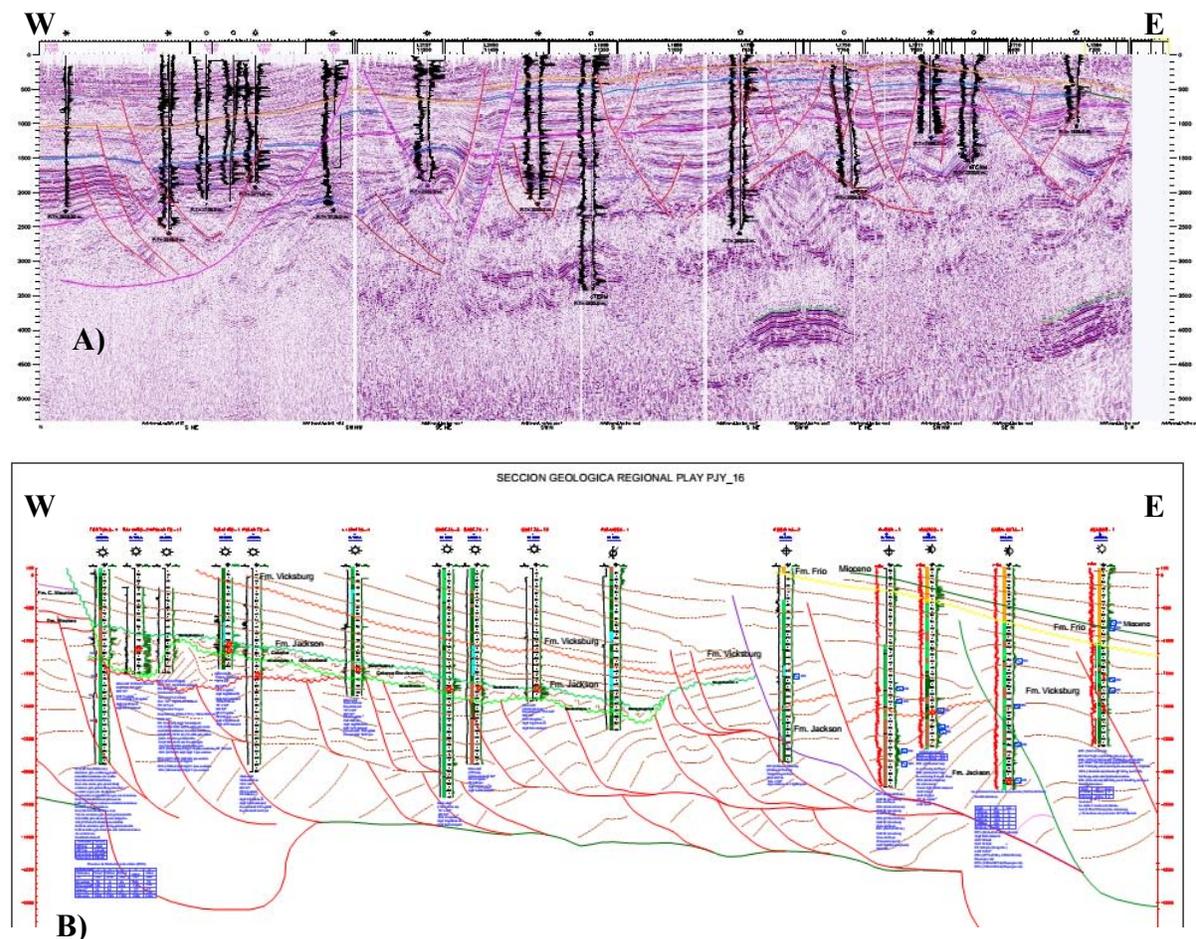


Figura 5.3.2. Ejemplo de información analizada. A) Perfil sísmico. B) Sección geológica interpretada. El extremo oriental presenta anticlinales abiertos y de grandes dimensiones en comparación con los anticlinales de las zonas occidental y centro de la sección.

La información de los pozos fue sintetizada en fichas técnicas descritas en los documentos Guía de Estimación de Capacidad Efectiva (CFE, 2013; publicación interna) en su Manual de Procedimientos, Evaluación Regional. Como resultado del análisis de la información de los pozos se logró una zonificación de áreas con el mayor contenido de información en las cuales se trata de priorizar la selección de un sitio adecuado y se localizan al oriente de la zona de estudio.



El proceso para la creación del modelo 3D consta de los siguientes pasos:

Se cargó la columna estratigráfica regional de la Cuenca de Burgos dentro del proyecto del software MOVE[®], en la cual se registró el tipo de rocas que constituye cada unidad estratigráfica y su edad. Esta columna puede ser empleada para cargar propiedades de las rocas (como módulos elásticos, porosidad, permeabilidad, etc.) para análisis posteriores y poder generar modelos dinámicos.

La geología superficial se obtuvo de tres fuentes principales: información proveniente de INEGI, el Servicio Geológico Mexicano y geología reportada en la literatura. Los rasgos estructurales superficiales se obtienen del Tectonic Map of México (Padilla y Sánchez, 2013). Además se incluyen los mapas en donde se localizan las secciones empleadas para la elaboración del modelo.

La información proveniente del INEGI se descarga directamente en formato shape, mientras la información del Servicio Geológico Mexicano, la obtenida de la literatura y los mapas de ubicación de las secciones se encuentra en imágenes de tipo raster que tiene que ser georreferenciadas, para lo cual se emplea algún programa de Sistemas de Información Geográfica, en este caso QGIS[®].

Los datos se manejan en coordenadas UTM correspondientes a la zona 14 N, proyectados en el datum WGS84.

Una vez georreferenciados los mapas base que contienen la ubicación de las secciones, se digitaliza el trazo de cada una de ellas. Sobre estos trazos se incrustan los perfiles sísmicos, así como las secciones geológicas. Las secciones geológicas deben ser editadas para asegurar que las profundidades marcadas en ellas coincidan con las coordenadas (profundidades) que maneja el modelo. Los perfiles sísmicos no se encuentran interpretados para profundidades, es decir, que sus datos vienen en velocidades de ondas sísmicas, por lo cual no se utilizan para la creación del modelo. Su utilidad es para control de la geometría de las estructuras.

Posteriormente, la información (cima de las unidades estratigráficas y fallas) debe ser digitalizada sección por sección. El software permite elegir el sentido de desplazamiento de la falla (tipo de falla: normal, inversa o lateral) para poder realizar estudios posteriores como balanceo de secciones o análisis geomecánico. Una vez que se digitaliza en la vista de la sección, se carga automáticamente al modelo 3D.

El software cuenta con diferentes métodos de interpolación (lineal, spline, aproximación multinivel B-spline y traingulación de Delaunay) para crear superficies a partir de las líneas digitalizadas en cada sección. En este modelo se empleó el método lineal tanto para la creación de las superficies de las cimas de las unidades estratigráficas como para las superficies de las fallas.

A partir de la elaboración del modelo 3D (Figura 5.3.3) y tomando en cuenta las zonas con mayor cantidad de información, se buscan sitios potenciales para el almacenamiento entre los 800 y 2,500 m de profundidad (Figura 5.3.4), debido a que desde 800 m de profundidad



se alcanzan las condiciones del estado super-crítico del CO₂ y a los 2 km de profundidad se alcanza la densidad máxima. A partir de esa profundidad la densidad permanecerá constante. Por cuestiones económicas se sugiere que las operaciones de inyección de CO₂ no superen los 2,500 m. Posteriormente se obtiene un modelo sedimentario de las formaciones que funjan como reservorios de dichos sitios y se obtiene un modelo estructural de la zona de interés describiendo las características estructurales de la trampa de interés para poder seleccionar los coeficientes de efectividad y de esta manera poder estimar la capacidad de almacenamiento efectivo.

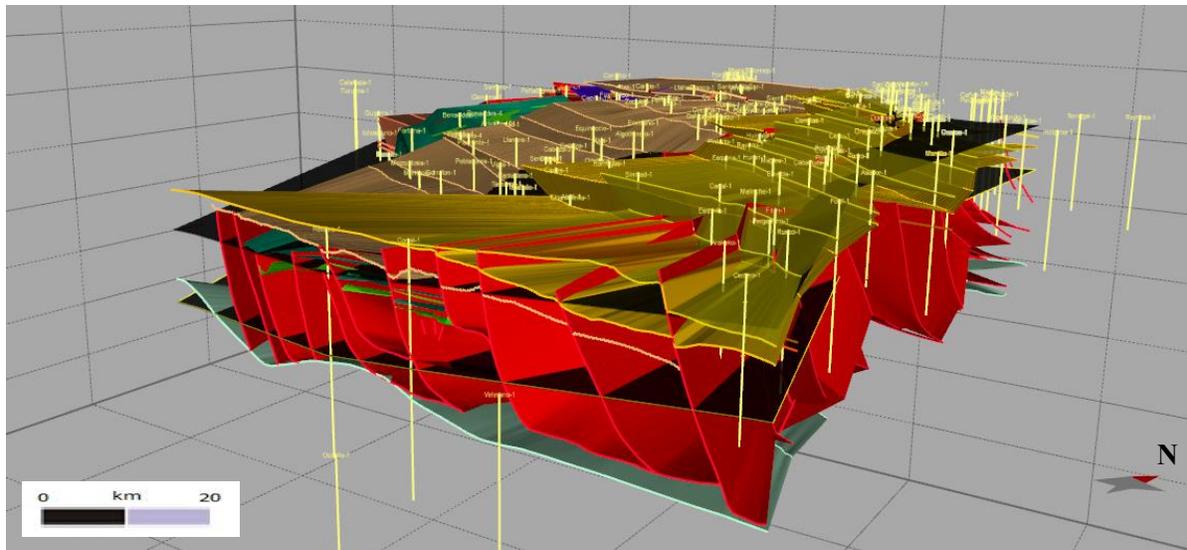


Figura 5.3.3. Modelo geológico-estructural 3D de la zona de estudio.

El extremo oriental de la zona de estudio cuenta con mejores condiciones para seleccionar sitios, debido a que las dimensiones de las estructuras (anticlinales) son mayores en esta zona (como se observa en la sección geológica de la Figura 5.3.4). En esta región específica del área de estudio solo los anticlinales formados en la Formación Jackson se encuentran entre los límites de profundidad (800 y 2,500 m) propuestos por el IPCC (2005).

La Figura 5.3.5 ilustra en superficies grises los límites de profundidad propuestos para este tipo de operaciones, sobrepuestos al modelo geológico y con superficie amarilla se ilustra la cima de la Formación Vicksburg, la cual presenta anticlinales por encima de los 800 m de profundidad. Si se inyecta CO₂ en estas estructuras, por la flotabilidad positiva del fluido, este ascenderá a profundidades menores que 800 m y no alcanzará su estado super-crítico. Por lo tanto, se proponen cuatro sitios en la porción oriental del área de estudio (Figura 5.3.6), todos ellos dentro de la Formación Jackson, en áreas desprovistas de interés petrolero, de acuerdo al análisis de los 83 pozos.

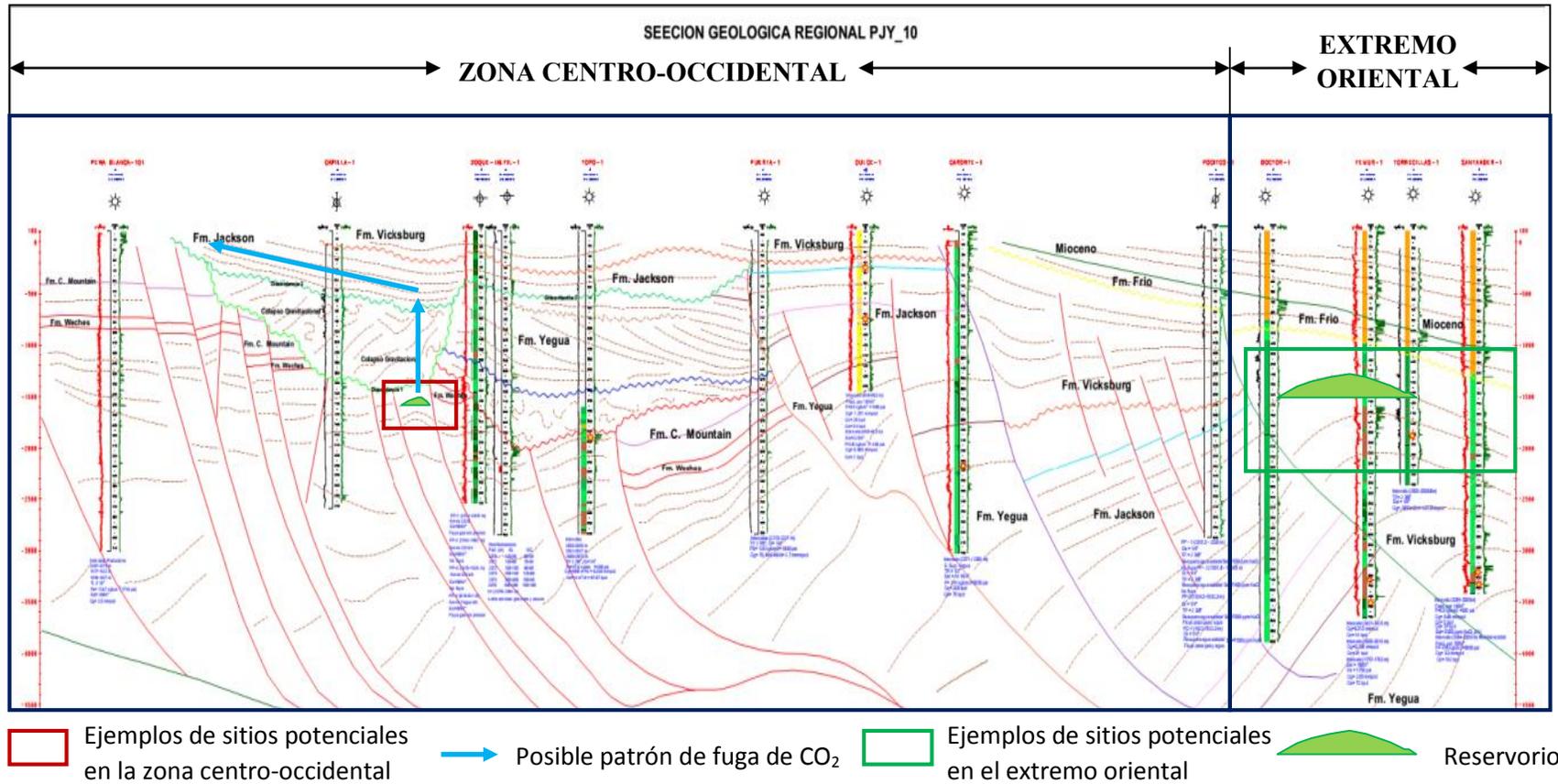


Figura 5.3.4. Sección geológica regional con ejemplos de sitios potenciales en los sectores centro-occidental y el extremo oriental. Los sitios potenciales de la zona centro-occidental son anticlinales cerrados de dimensiones reducidas (presentan alto riesgo de dañar la formación reservorio por un incremento considerable en la presión a la hora de una inyección de fluidos). En dado caso de presentarse una fuga de CO₂ es muy probable que este atraviese la formación de colapso gravitacional pues esta tiene alta permeabilidad, y llegaría a la Formación Jackson. En esta zona, los horizontes de la Fm. Jackson buzan hacia el este y afloran en el occidente de la zona de estudio. El CO₂ tiende a ascender por efecto de su flotabilidad, por lo cual alcanzaría la superficie. En el extremo oriental, los sitios potenciales son de dimensiones mayores reduciendo el riesgo de aumentar la presión en una operación de inyección y cuenta con numerosos sellos dentro de la estructura.

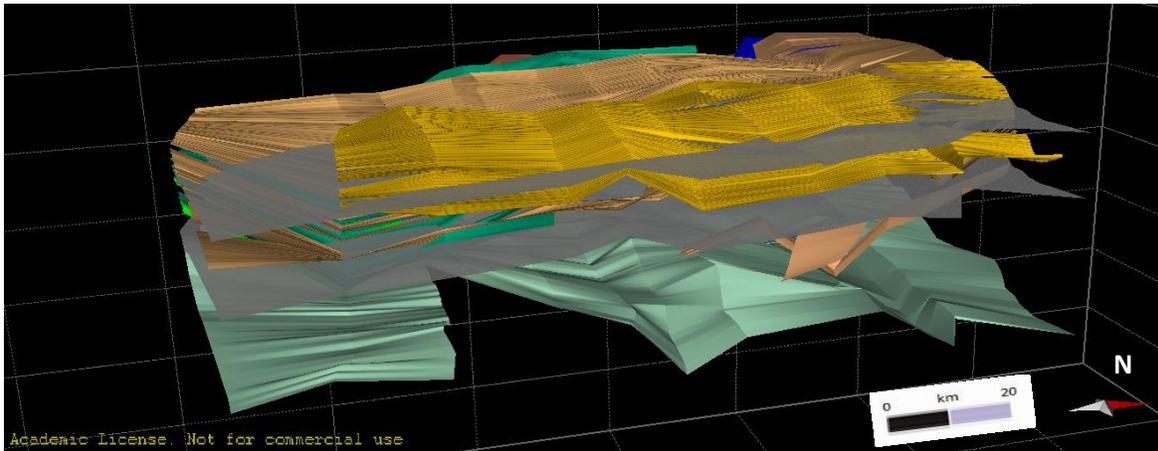


Figura 5.3.5. Límites de profundidades propuestas para seleccionar sitios potenciales (800 y 2,500 m) en superficies grises, sobrepuestas en el modelo 3D.

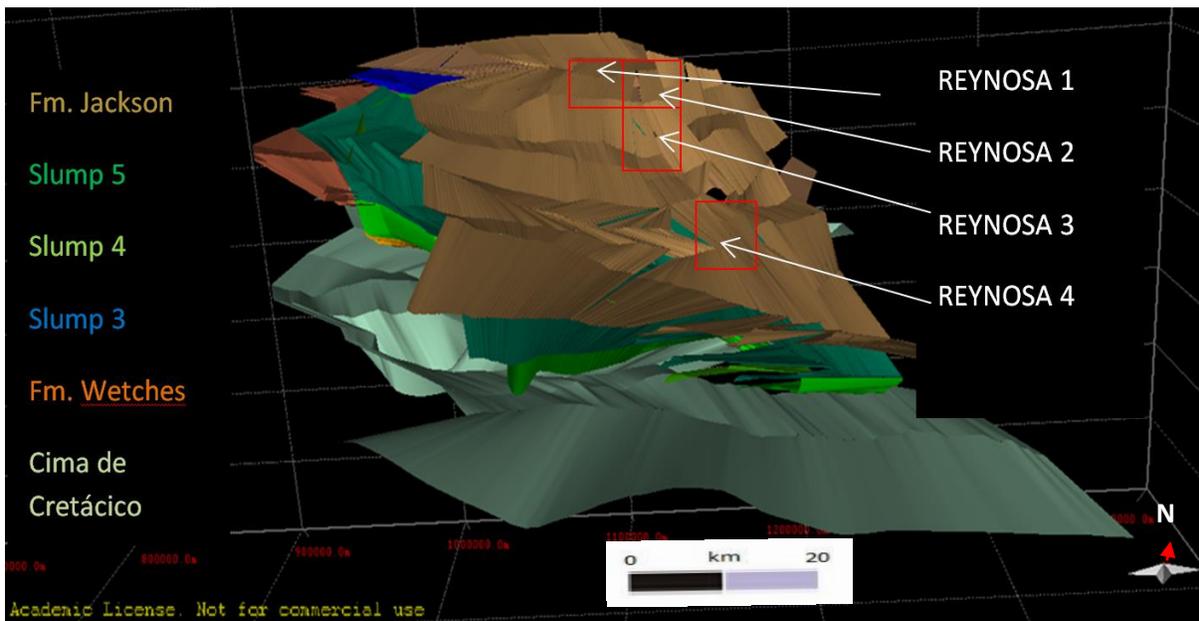


Figura 5.3.6. Sitios propuestos potenciales para almacenamiento geológico de CO₂.

De norte a sur, los sitios se clasificaron de la siguiente manera:

A) REYNOSA 1: Se localiza en el interior de un anticlinal de tipo roll-over, delimitado tanto en su porción oriental como occidental por fallas normales de alto ángulo.

B) REYNOSA 2: Está yuxtapuesto al sitio anterior, hacia el oriente. Constituyen un solo anticlinal de tipo roll-over, pero se encuentran separados por una falla, que constituye el



límite occidental de este sitio, y al igual que el sitio Reynosa 1, en su porción oriental está delimitada por otra falla normal, pues se encuentran dentro de una zona con presencia de numerosas fallas escalonadas (Figura 5.3.7).

En ambas estructuras se propone hacer la inyección del CO₂ a una profundidad máxima de 1,500 m. A profundidades mayores el fluido se desplazará lateralmente.

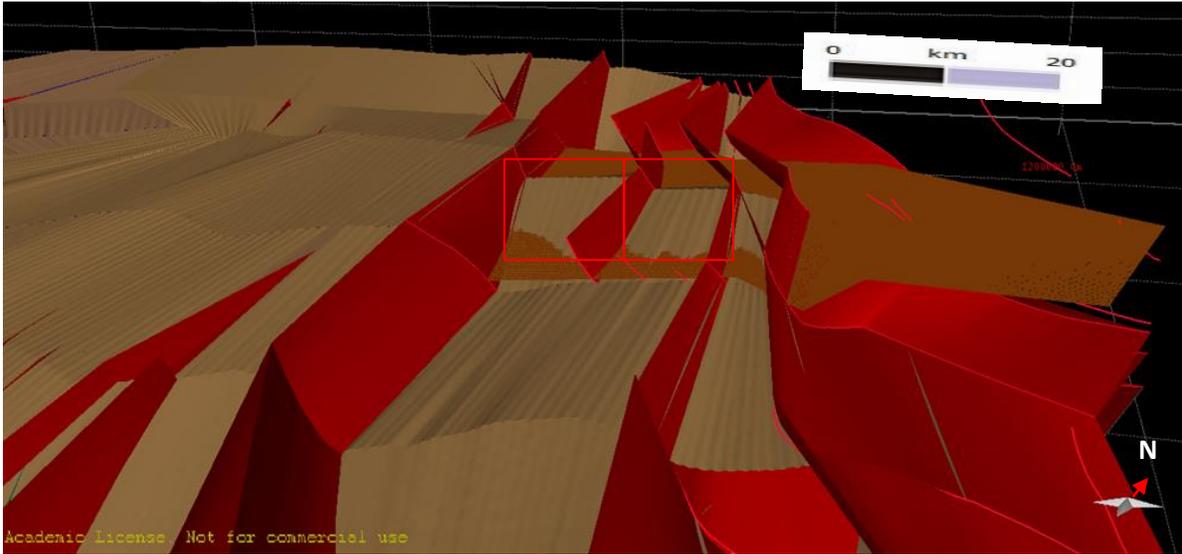


Figura 5.3.7. Sitios Reynosa 1 y 2.

C) REYNOSA 3: Se ubica al sur del sitio Reynosa 2 (la continuación al sur de dicho sitio) y constituye la parte superior de un anticlinal abierto. Al igual que los sitios anteriores, la inyección se propone a los 1,500 m de profundidad (Figura 5.3.8).

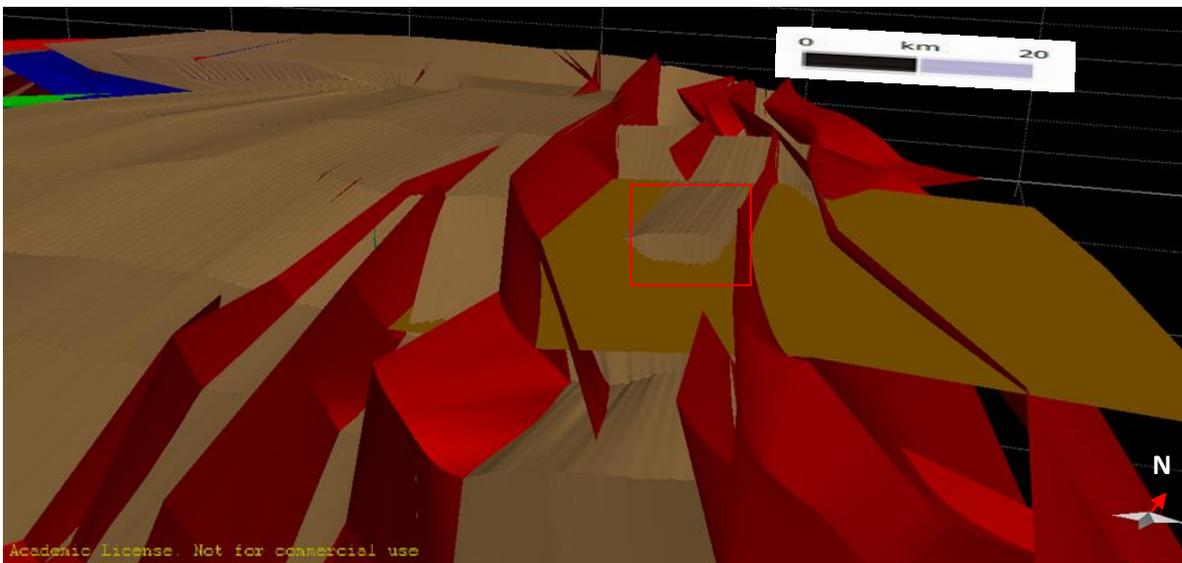


Figura 5.3.8. Sitio Reynosa 3.



D) REYNOSA 4: Se ubica al sur del sitio Reynosa 3. Este sitio tiene la particularidad de localizarse a una profundidad mayor que los sitios anteriores, pues en esta porción del área de estudio se observa un mayor desplazamiento de la Formación Jackson sobre las fallas normales. Este sitio lo constituye la parte superior de un anticlinal más abierto aún que el del sitio Reynosa 3 y se encuentra delimitado hacia su porción oriental por una falla normal. La inyección del fluido se propone a los 2,000 m de profundidad (Figura 5.3.9).



Figura 5.3.9. Sitio Reynosa 4.

5.4. MODELO ESTRUCTURAL

5.4.1. Modelo estructural de la zona de estudio

Al analizar las fallas presentes en el modelo 3D, se observan las siguientes características:

Zonas de relevo en donde el desplazamiento a lo largo de la falla no es el mismo, es decir que en algunas partes hay mayor desplazamiento que en otras. Este tipo de características determina la geometría de los anticlinales que sirven como reservorios.

El desplazamiento de todas las fallas es de tipo normal, sin embargo se observan características de fallas laterales como terminación de las fallas en colas de caballo, algunas de ellas se observan abandonadas en el proceso de desarrollo (Figura 5.4.1).

La presencia de rasgos de sistemas laterales que coexisten con rasgos de sistemas normales es de vital importancia para el estudio estructural pues tiene implicaciones en el estudio de los esfuerzos principales. En la Figura 5.4.2 se ilustran las condiciones para la coexistencia de ambos sistemas: es necesario que el esfuerzo principal vertical (S_v) sea igual o semejante al esfuerzo horizontal máximo (S_{Hmax}).

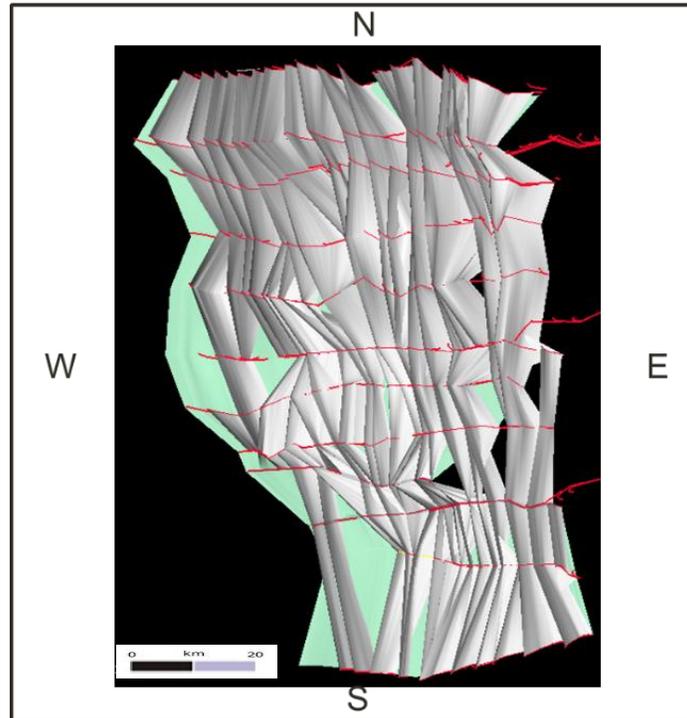
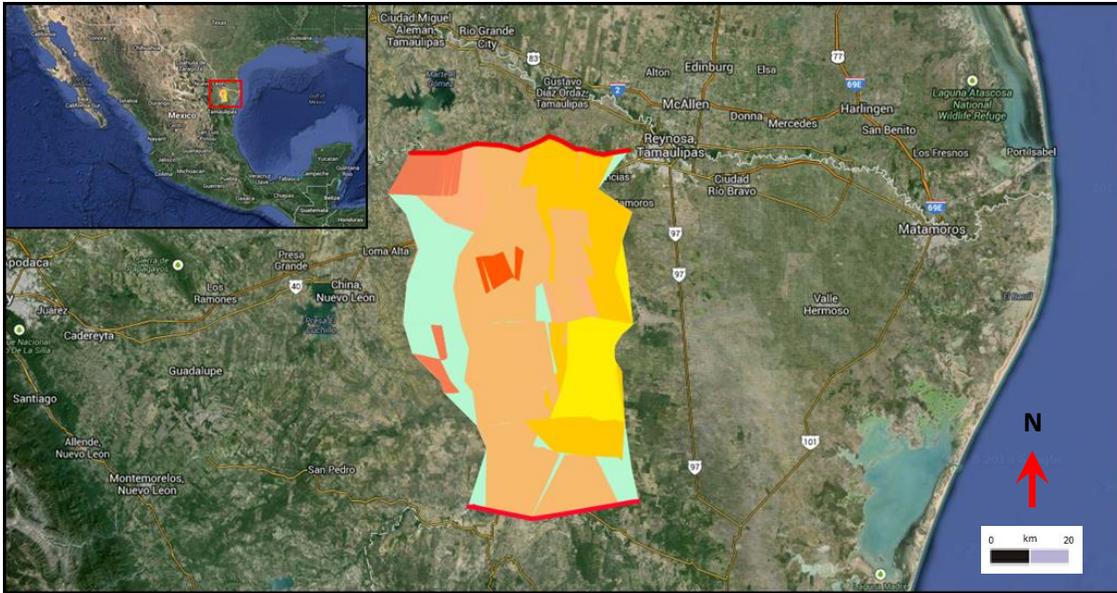


Figura 5.4.1. Vista en planta del modelo 3D. En gris se muestran las superficies de las fallas principales del área de estudio generadas a partir de la integración de las secciones analizadas. Las líneas rojas corresponden a las secciones de dirección este-oeste integradas al modelo. En verde se observa la superficie que representa la cima del Cretácico empleada como superficie de referencia.

Anderson's Classification

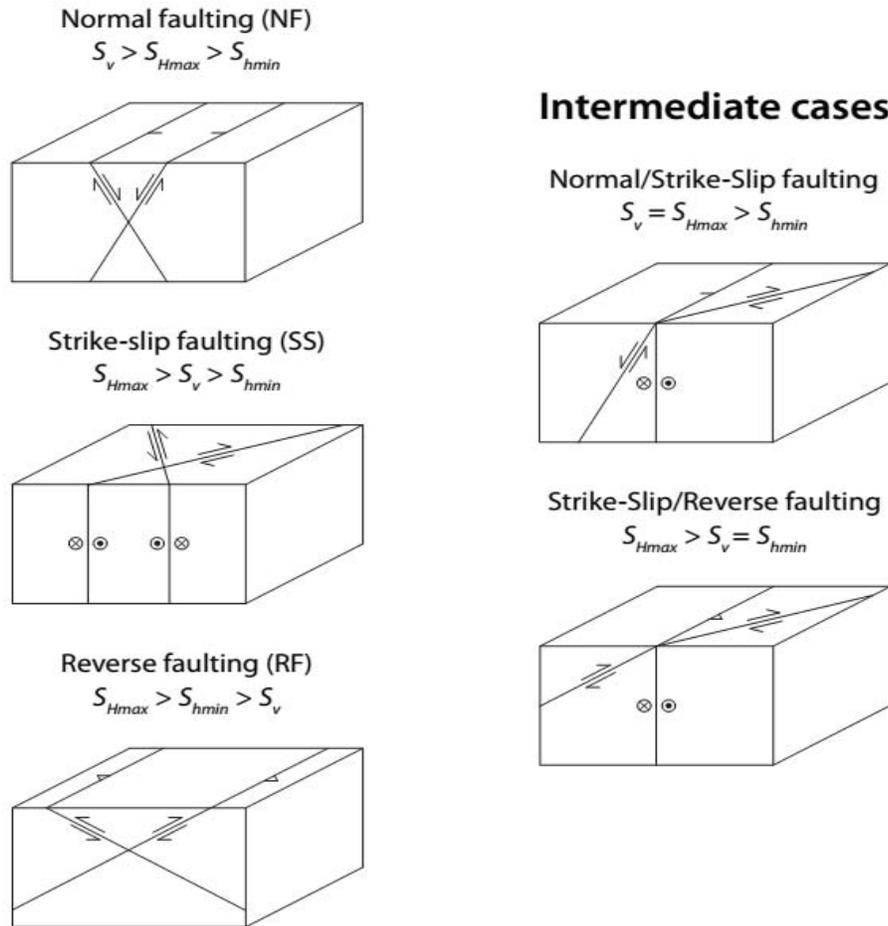


Figura 5.4.2. Diagrama de la clasificación de Anderson para los estados de esfuerzos principales en los tres regímenes de fallamiento y sus casos intermedios. S_v es el esfuerzo vertical, S_{Hmax} es el esfuerzo horizontal máximo y S_{hmin} es el esfuerzo horizontal mínimo (Tomado de Zoback, 2010)

Existen evidencias de sistemas laterales en las cercanías de la región. Por ejemplo, Chávez-Cabello (2005); señala que la falla de San Marcos inició como una falla normal alternada con fallamiento lateral en el Tioniano, posteriormente tuvo un movimiento inverso al iniciar un proceso de inversión tectónica en el Paleógeno, vuelve a presentar un movimiento lateral izquierdo en Mioceno Tardío – Plioceno Temprano y finalmente se reactiva con componente predominante normal en el Plioceno- Cuaternario; Flotté *et al.* (2008) determinan que la Falla del Río Bravo presenta movimiento lateral izquierdo post-Oligoceno, así como LeRoy y Rangin (2008) incluyen la zona de estudio dentro de una zona de deformación denominada “zona de cizalla San Marcos – La Babia” e infiere una serie de lineamientos paralelos a dichas fallas maestras observadas incluso dentro de la Cuenca de Burgos. Además, Padilla y Sánchez (1986) sostiene que desde el Terciario Temprano México ha estado sujeto a un régimen de cizalla sinistral con componentes de

compresión NE-SW, debido a la continuación de la deriva hacia el oeste de Norte América y el movimiento hacia el este de las placas de Cocos y del Caribe (Figura 5.4.3), lo cual ha causado movimientos recurrentes a lo largo de fallas normales antiguas (por ejemplo las fallas de San Marcos y La Babia), pliegues en échelon en áreas de la Cuenca de Sabinas y grandes cabalgamientos en la Sierra Madre Oriental en combinación con un décollement regional hacia el noreste. Si el área de estudio se considera dentro de la zona de cizalla de La Babia-San Marcos (Figura 5.4.4) (Chávez-Cabello, 2005; LeRoy y Rangin, 2008; Flotte *et al.*, 2008), al analizar el estado de esfuerzos en esa zona y considerando el desarrollo de fallas laterales izquierdas en uno de los lineamientos interpretados por LeRoy y Rangin (2008), se evidencia el hecho de que la dirección de las fallas normales en la Provincia de Burgos coincide en parte con las estructuras de ruptura y post-ruptura de un sistema de esfuerzos lateral izquierdo (R y P, Figura 5.4.5).

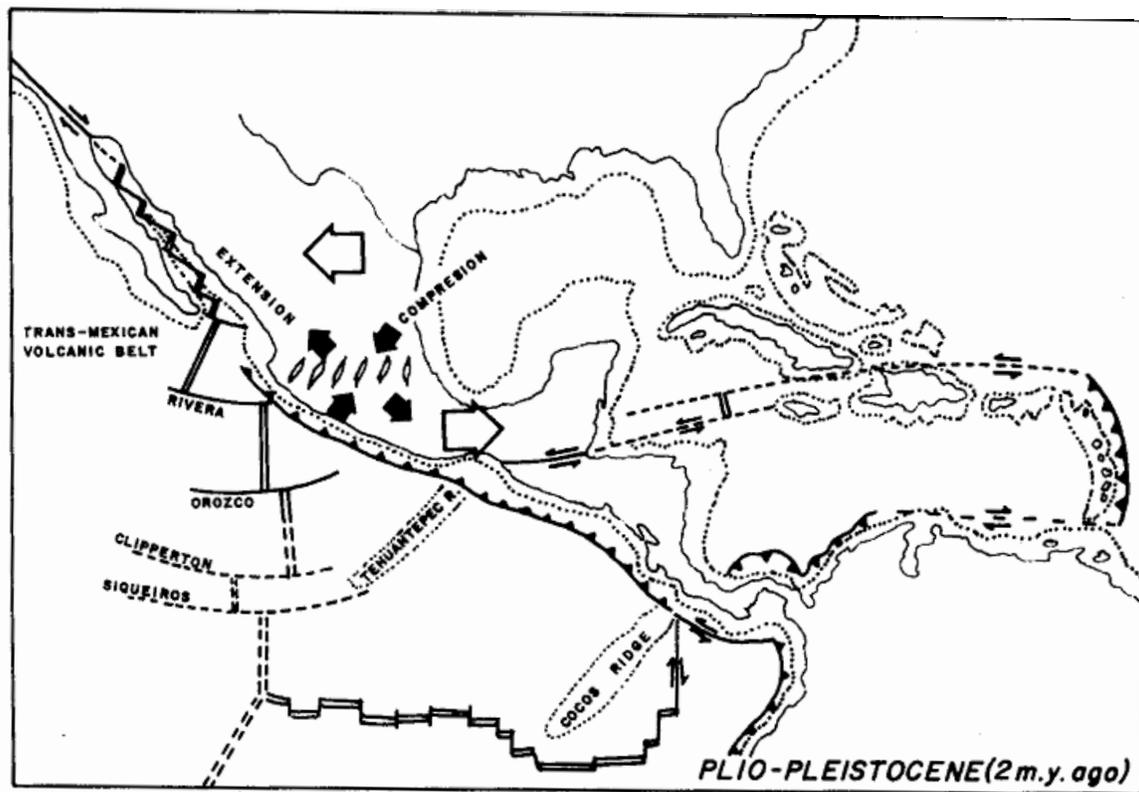


Figura 5.4.3. Posición y movimiento de las placas durante el Plio-Pleistoceno en el modelo de Padilla-Sánchez (1986).

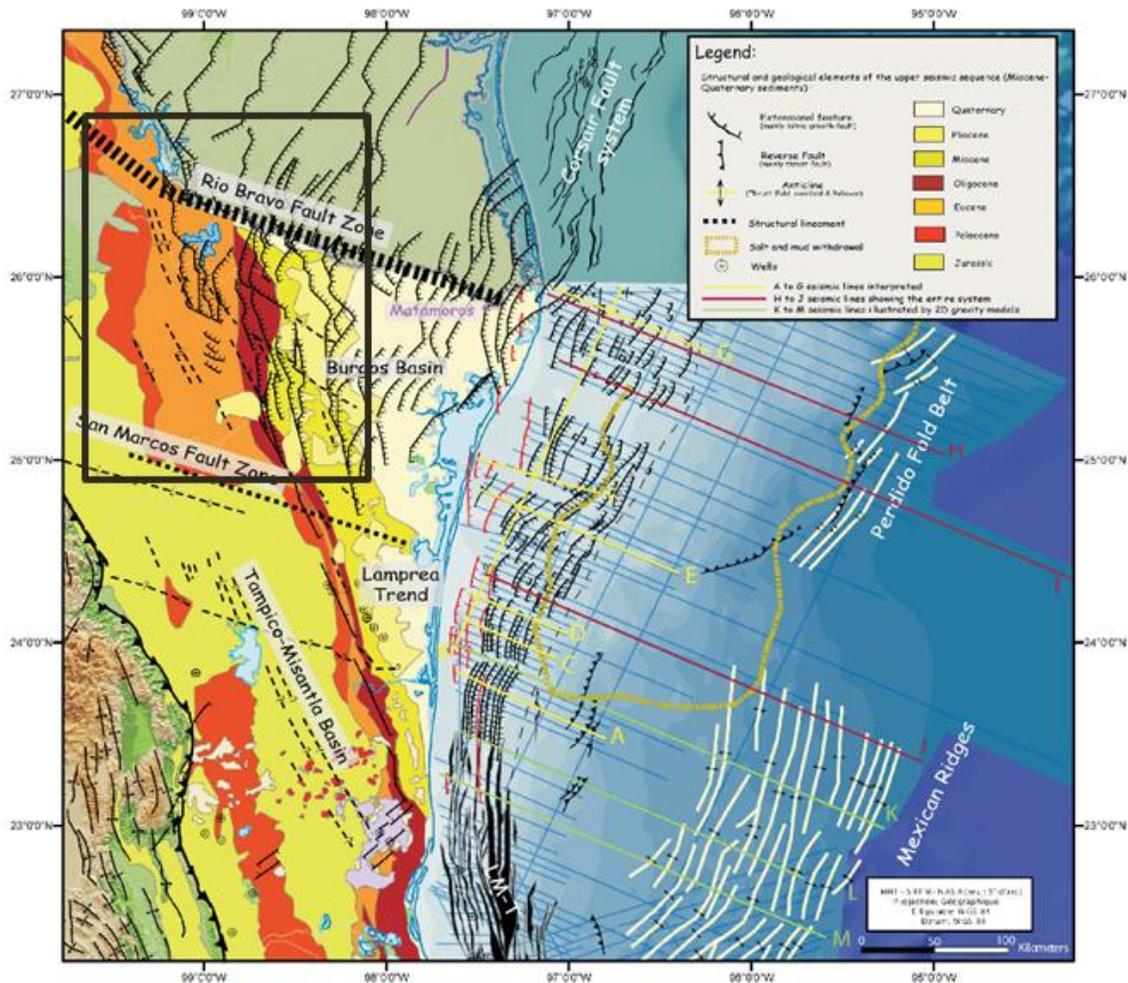


Figura 5.4.4. Localización del área de estudio con las estructuras regionales principales (tomado de LeRoy y Rangin, 2008).

Una posible interpretación es que originalmente las fallas se originaron como fallas laterales, posteriormente, con el peso excesivo de la cubierta sedimentaria, el sentido y dirección del desplazamiento cambió a un régimen de fallas normales. Es decir, que por lo menos el esfuerzo horizontal máximo influye en la creación y dirección de las fallas, por lo tanto se puede considerar que es semejante al esfuerzo principal máximo que en este caso es el vertical, lo cual puede determinar la coexistencia de ambos sistemas de fallamiento.

Otro rasgo a destacar es: dentro de la zona de estudio, la Formación Vicksburg presenta redes de fallas maestras extensionales, que se profundizan y afectan a estratos del Mesozoico, pero también participan en el desacople del complejo basal (fallas profundas con gradiente geotérmico alto de 50 a 70° C/km, Eguiluz, 2011). La edad relativa de estas fallas coincide con la edad de emplazamiento de la Provincia Alcalina del Este de México (PAEM; Demant y Robin, 1975).

En las secciones analizadas se observan dos niveles de despegue: En la cima del Cretácico y en el Eoceno Medio.

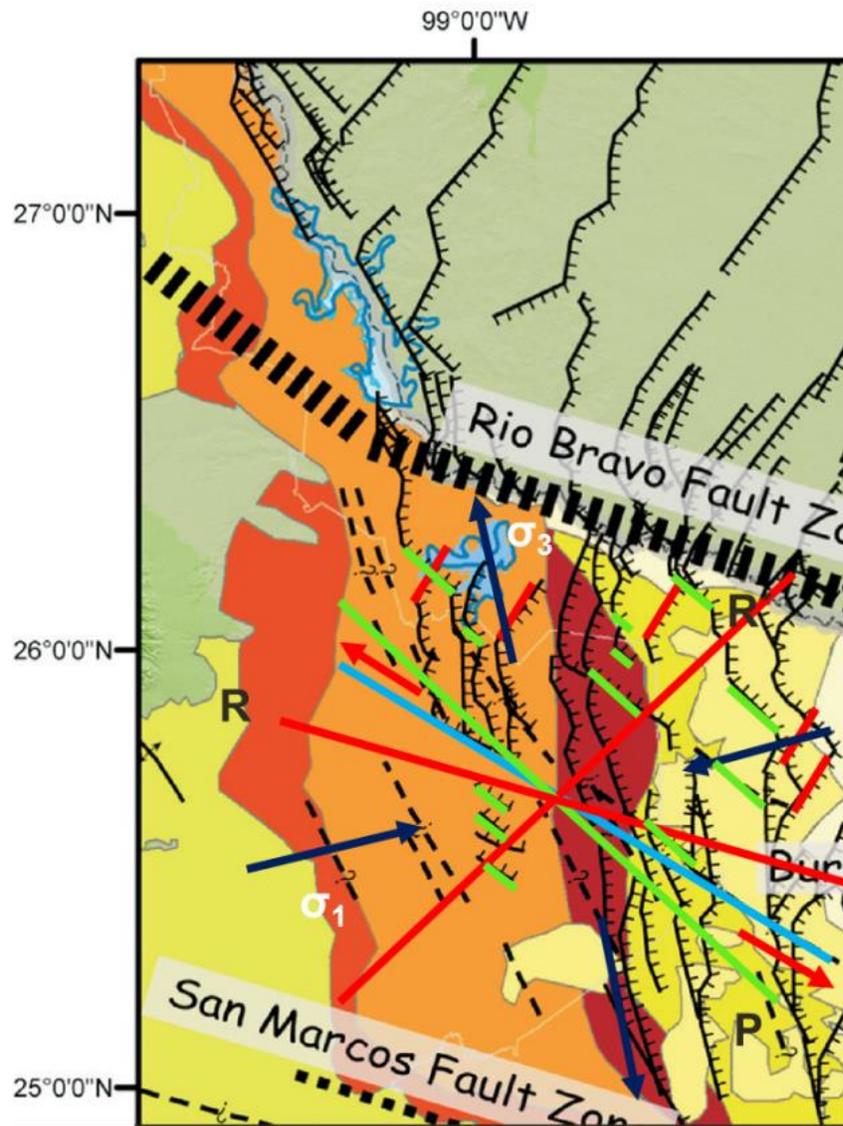


Figura 5.4.5. Comparación entre las orientaciones de las estructuras principales de la zona de estudio con las direcciones de las estructuras Riedel de un sistema lateral izquierdo. Nótese que muchas de las orientaciones de las fallas normales de la zona de estudio coinciden con las estructuras P (en verde) y R' (en rojo). En azul se resalta un lineamiento trazado por LeRoy y Rangin (2008).

5.4.2. Modelo estructural de los sitios potenciales

Con el objetivo de seleccionar los coeficientes de eficiencia para el cálculo de la capacidad de almacenamiento es indispensable determinar la estructura en la cual se emplazará el CO₂. En el presente estudio se estableció que las estructuras de los sitios propuestos corresponden a anticlinales. Otro rasgo indispensable para escoger los coeficientes es la



inclinación de los flancos, la cual se determinó por medio de una herramienta del software MOVE, 2013 ® de análisis de inclinación de superficies (Figura 5.4.6). Se concluye que las estructuras corresponden a anticlinales con flancos que presentan una inclinación que varía de 8 a 15°.

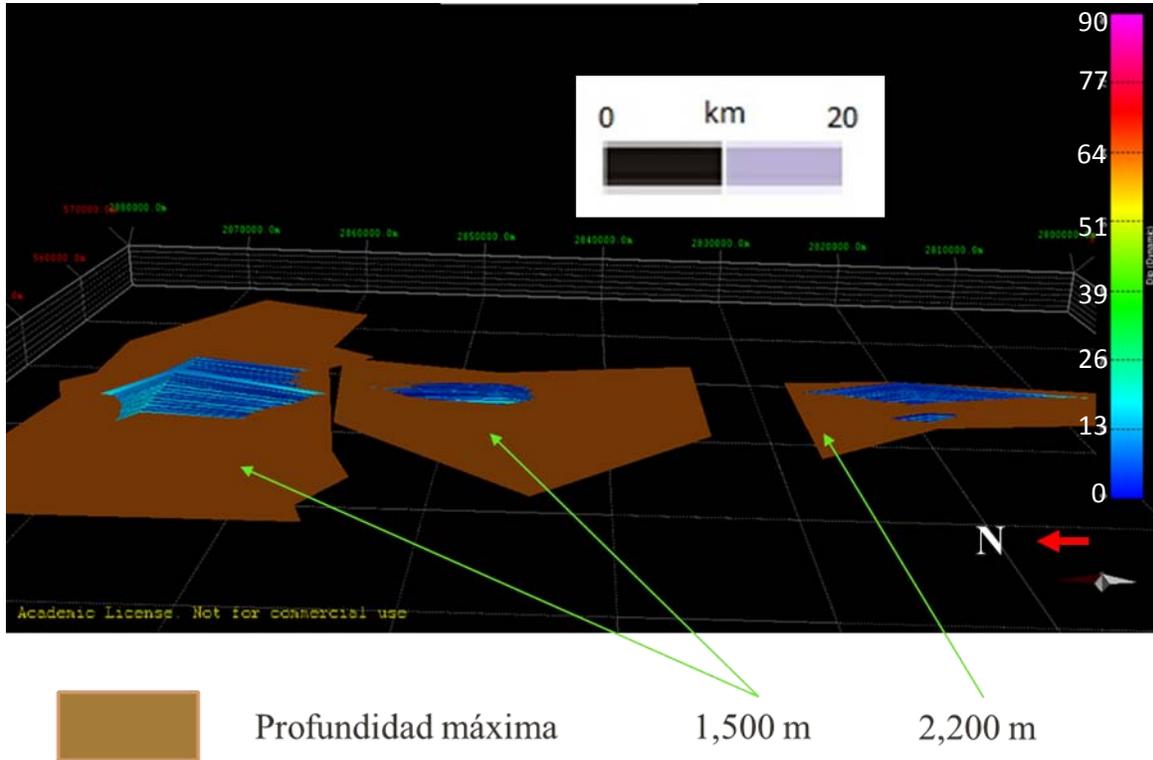


Figura 5.4.6. Pendientes en los flancos de los cuatro anticlinales de las regiones propuestas y en color marrón las superficies que determinan la profundidad máxima de inyección.

5.5 MODELO SEDIMENTOLÓGICO

Para la elaboración del modelo sedimentológico y en particular la selección de los ambientes de depósito de la Formación Jackson se analizaron los registros paleontológicos de los pozos que cortaron dicha formación en la zona de estudio; además, con base en los Atlas de los Plays Yegua (Figura 5.5.1) y Vicksburg (Figura 5.5.2) (formaciones que subyacen y sobreyacen a la Formación Jackson) se realizó una interpretación comparativa de las facies de la formación de interés en esta área en particular.

En la totalidad de los informes geológicos finales de los pozos analizados, localizados en la porción oriental de las secciones geológicas con orientación general W-E, las cuales se emplearon en la creación del modelo geológico 3D del área de estudio, señalan que las rocas cortadas pertenecientes a la Formación Jackson presentan fauna de ambientes marinos neríticos, pertenecientes a plataformas continentales.

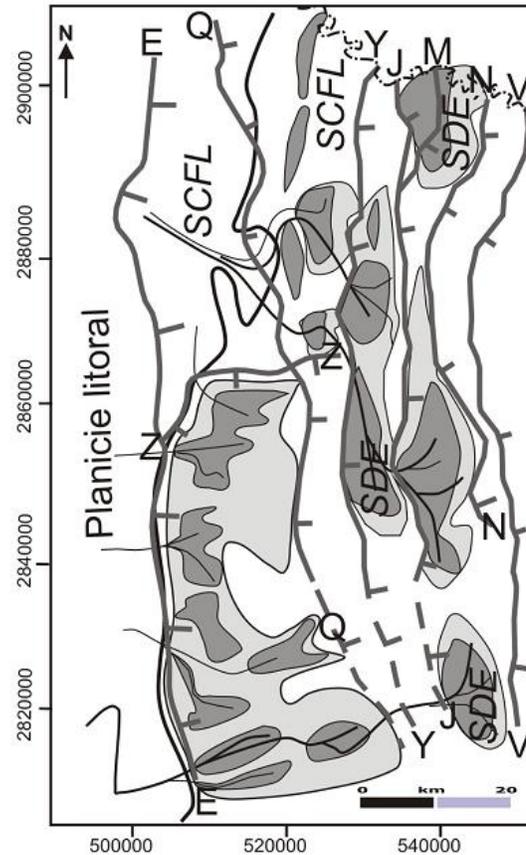


Figura 5.5.1. Modelo sedimentario y distribución de ambientes de la Formación Yegua. Fallas de expansión: Eoceno (E), Yegua (Y), Jackson (J), Vicksburg (V); otras fallas importantes son M, Ny Q (Tomado de Eguiluz, 2011).

Un dato que corrobora este ambiente de depósito es que al analizar el modelo de depósito elaborado por Eguiluz (2011), se puede observar que para la zona de estudio la Formación Yegua (Eoceno Superior) presenta ambiente de delta (Figura 5.5.1) y se depositó en un régimen de subsidencia tectónica de tipo margen pasivo. En el modelo geológico 3D, se observa claramente que el depósito de la Formación Jackson representa un evento de transgresión marina. Si el régimen de subsidencia continuó para el depósito de la Formación Jackson, la depositación de sedimentos fue a una profundidad mayor al ambiente de delta correspondiente a la Formación Yegua, en un ambiente de plataforma.

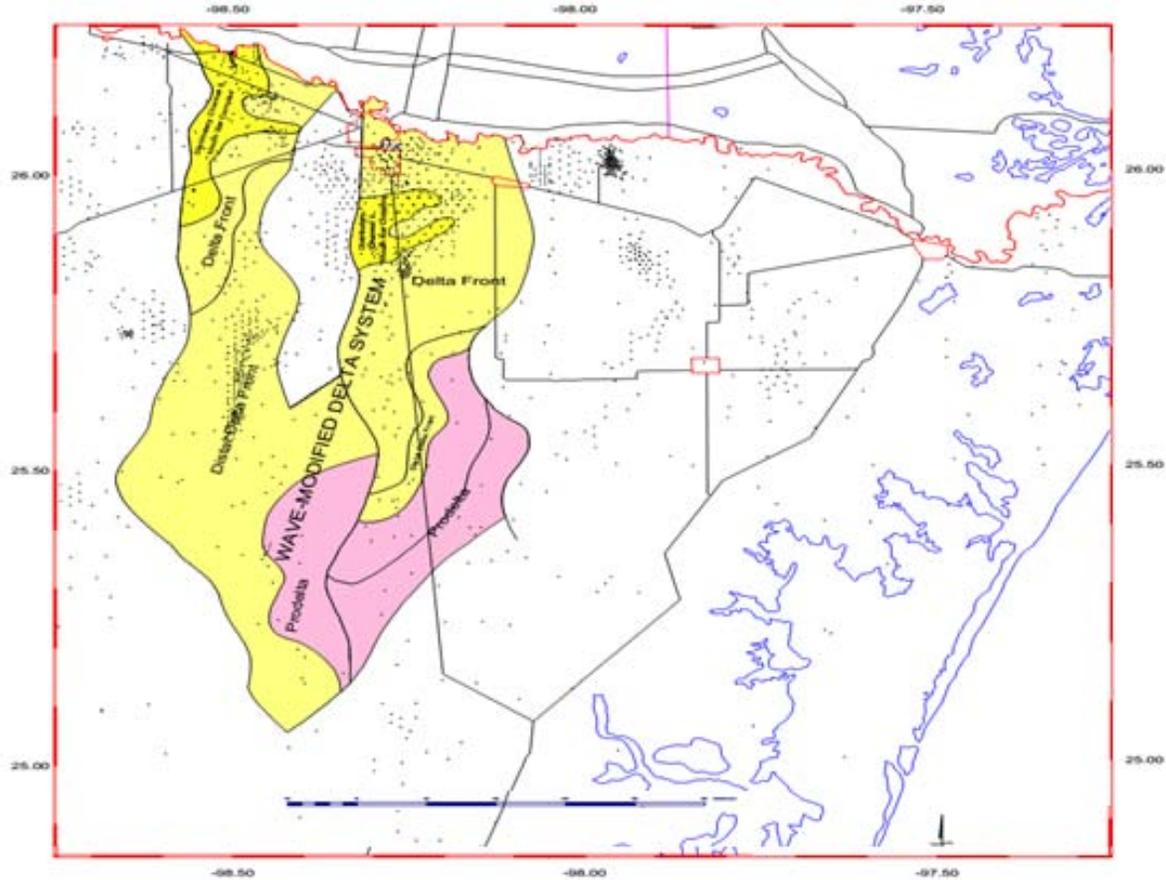


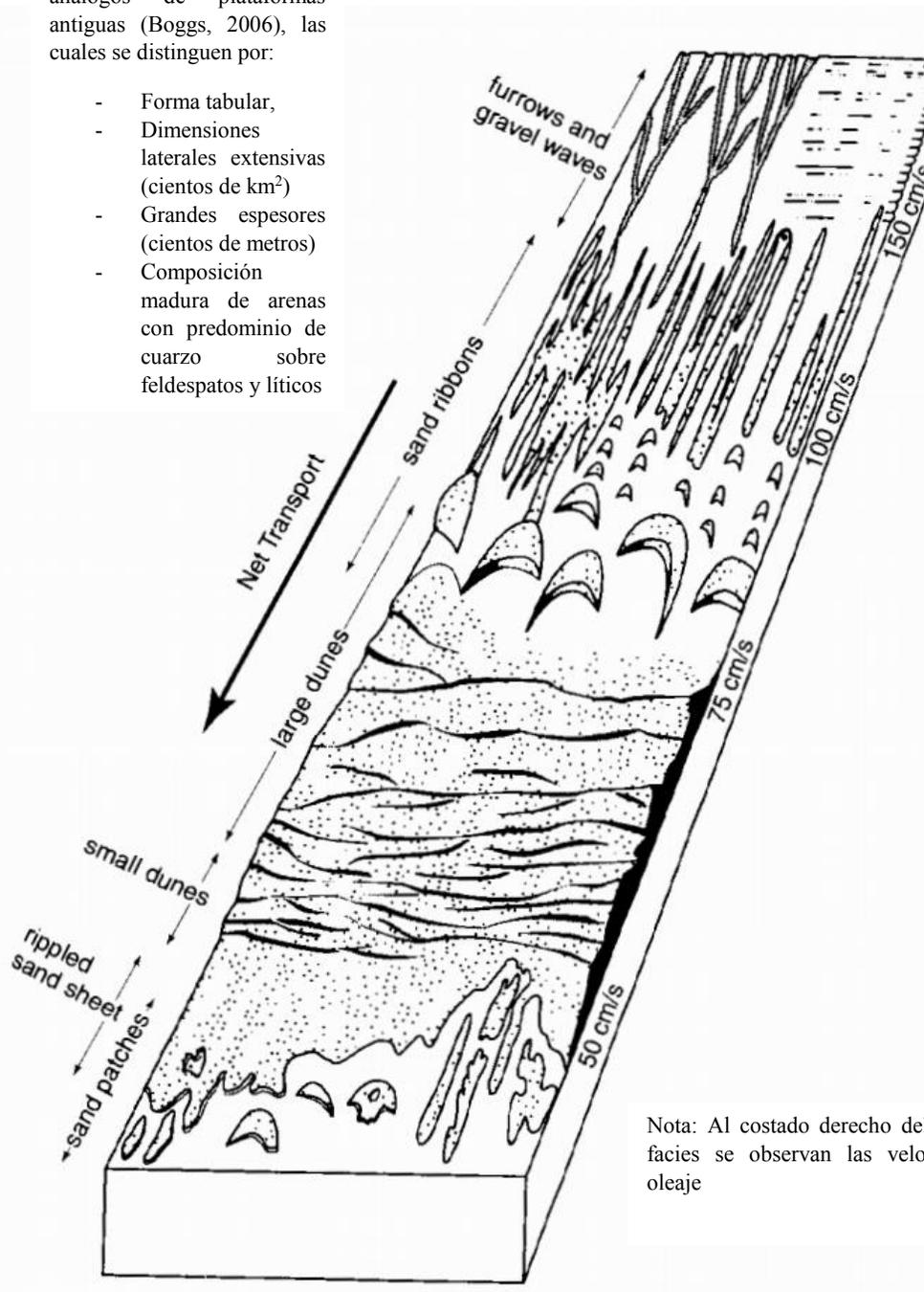
Figura 5.5.2. Mapa de distribución de facies de la Formación Vicksburg (Tomado de Eguiluz, 2011).

De igual manera, en el Atlas del Play Vicksburg (Figura 5.5.2), se señala que en la zona de estudio el ambiente de depósito de esta formación es evidentemente de delta. La Formación Vicksburg del Oligoceno se depositó en el periodo de máxima exhumación de la carpeta sedimentaria marcando un periodo fuerte de regresión marina, lo cual implica que las formaciones anteriores a esta depositaban sedimentos pertenecientes a ambientes de mayor profundidad. Si la Formación Vicksburg corresponde a un ambiente de delta en la zona de estudio, la Formación Jackson debe corresponder a un ambiente de plataforma en la misma región.

Por lo citado anteriormente, se considera que el ambiente de depósito de la Formación Jackson corresponde a Plataforma Continental. Este tipo de ambiente presenta la ventaja de tener una distribución de rocas porosas y permeables potenciales para reservorios de CO₂ con mayor homogeneidad, en las zonas cercanas a la costa (Figura 5.5.3), en comparación con los sistemas de deltas, debido a los procesos de oleaje, los cuales re-trabajan y clasifican bien a los granos de arena.

Nota: Las plataformas modernas no son buenos análogos de plataformas antiguas (Boggs, 2006), las cuales se distinguen por:

- Forma tabular,
- Dimensiones laterales extensivas (cientos de km²)
- Grandes espesores (cientos de metros)
- Composición madura de arenas con predominio de cuarzo sobre feldespatos y líticos



Nota: Al costado derecho del modelo de facies se observan las velocidades del oleaje

Figura 5.5.3. Distribución de facies en un ambiente de plataforma moderna (Belderson *et al.*, 1982).



DISCUSIÓN

Los estudios para el almacenamiento geológico de CO₂ alrededor del mundo son realizados por numerosos grupos de trabajo interdisciplinarios que incluyen universidades, empresas gubernamentales y a la industria privada, con un flujo de información deseable para los estudios requeridos. Por otro lado, el grupo de trabajo en México es muy reducido, se debe analizar gran cantidad de información (no toda de ella es del nivel de detalle que se requiere) y es necesario tomar decisiones rápidas con un sólido sustento científico. Por lo expuesto anteriormente, es indispensable desarrollar una metodología que optimice el manejo y análisis de la información.

Se siguieron los lineamientos establecidos por Aarnes (2010) para el proyecto CO₂QUALSTORE en las etapas de detección y selección de sitios. En la etapa de detección de sitios es indispensable el empleo de las herramientas de los Sistemas de Información Geográfica. En esta etapa se hizo un análisis preliminar respetando las consideraciones geológicas de la etapa de estudio a Nivel Cuenca (donde solo se contó con información publicada), y examinando aspectos tecno-económicos y ambientales. Este estudio puede mejorar al incorporar más variables espaciales como localización de acuíferos, gasoductos preexistentes, tipo de emisiones de las industrias, etc. Además de los aspectos considerados, se requiere realizar estudios sociales para monitorear la respuesta de la población.

Con la metodología aplicada para la etapa de selección de sitios se cumple el requisito de realizar la cuantificación de la capacidad de almacenamiento, mientras la etapa de conceptualización se establece para cumplir con el requisito de identificación y valoración de riesgos. La etapa de conceptualización propuesta es similar a la de caracterización inicial propuesta por el DOE; sin embargo, al nivel de detalle en el que se encuentran los estudios en México, se carece de la información necesaria para poder sustentar un estudio de este tipo (Tabla 5.6). Por ejemplo, la etapa de caracterización inicial requiere modelos dinámicos base. Pero la información analizada hasta el momento es insuficiente para poder establecer este tipo de modelos.

Dentro de los requerimientos se encuentra la elaboración de mapas estructurales detallados y mapas de distribución de facies, además de mapas de porosidad. La configuración estructural de las unidades estratigráficas se obtiene del proceso de selección de sitios con la elaboración del modelo geológico 3D, en tanto los mapas de porosidad y distribución de facies se elaborarán en una etapa posterior pues requiere la correlación de unidades interpretadas a partir de los registros geofísicos y mediante el empleo de métodos geoestadísticos. Por el momento estos análisis no se han concluido para la Provincia de Burgos.

No se cuenta con la información suficiente para generar un modelo hidrogeoquímico base. Además, no se han realizado pruebas de laboratorio para determinar las propiedades elásticas requeridas para un modelo geomecánico base. Lo cual implica perforación de pozos profundos y en la actualidad se carece de fondos necesarios para la perforación de



pozos. Al carecer de la información necesaria para desarrollar los modelos base no se pueden desarrollar modelos dinámicos que impliquen el flujo del CO₂.

Sitios como In Salah han sido propuestos al concluir este flujo de trabajo. Se desarrolla un modelo geológico regional base y si las condiciones de capacidad, inyectabilidad y contención son suficientes, se comienza con la caracterización inicial, etapa cuya inversión es fuerte por el tipo de estudios requeridos (sísmica 3D y perforación de pozos). Debido a la inversión inicial se continúa con la profundización en el nivel de detalle en los estudios del sitio para posteriormente aprobar el proyecto a escala comercial. Una vez comenzados los proyectos ocurren eventos no previstos, lo cual crea desconfianza en la aceptación pública.

Con el objetivo de realizar estudios que no impliquen grandes gastos y tengan en cuenta la identificación de riesgos se propone la etapa de conceptualización. Este tipo de estudios (conceptualización) permitirá tener un mejor control en el sistema de almacenamiento al reducir el número de opciones de sitios potenciales, considerando solo aquellos que cumplan con las condiciones más estables, sin comprometer las decisiones por cuestiones económicas.

COMPONENTE		ELEMENTO	GUÍA PARA CARACTERIZACIÓN INICIAL
Estudios de referencia	Análisis de datos del subsuelo	Geología	Desarrollar una base geológica específica para cada sitio seleccionado, incluyendo columna estratigráfica, registros geofísicos; correlación detallada de la arquitectura del reservorio incluyendo intervalos de inyección e intervalos potenciales de confinamiento; mapas estructurales detallados; modelos deposicionales y de distribución de facies interpretados; mapas de porosidad para inyección potencial e intervalos y zonas de confinamiento. Esta evaluación deberá ser actualizada conforme se adquiere nueva información (sísmica y registros de pozo).
		Geoquímica	Línea geoquímica base de todos los acuíferos que sobreyacen los sitios propuestos con datos de fluidos recolectados en acuíferos superficiales. Si es posible, coleccionar datos de propiedades de la roca y fluido (composición, geoquímica, pH, conductividad, mineralogía) de la zona de inyección para modelar las reacciones entre fluido de formación-CO ₂ -roca en la zona de inyección y en la interfase de la roca almacén y la roca sello.
		Geomecánica	Desarrollar una base geomecánica para tazas de inyección y presiones utilizando datos de la resistencia de la formación obtenidos de los pozos, identificar fallas y fracturas y esfuerzos in-situ. Evaluar el impacto en el cambio de la presión de poro sobre los esfuerzos y el potencial de sismicidad inducida. Analizar núcleos nuevos o existentes para determinar las propiedades geomecánicas de la roca intacta, fracturas y fallas.
		Hidrogeología	Determinar la composición de los fluidos y las unidades de flujo en la zona de inyección a partir de pozos existentes o nuevos, integrar pruebas en modelos dinámicos de la zona de inyección y comparar con los modelos hidrológicos existentes. Conducir muestras multi-pozos donde sea posible.
		Flujo base	Planear un sistema de monitoreo para establecer una línea base en las lecturas de los flujos superficiales y subterráneos. Este monitoreo debería realizarse por lo menos durante un año para tomar en cuenta cambios en las lecturas de los flujos debido a cambios estacionales. En las zonas cercanas a expansiones urbanas, industriales o agrícolas se debe re-establecer la línea base de estudio antes de la inyección.
Datos del modelo	Refinamiento del modelo	Modelo de prueba	El modelo debe ser optimizado para permitir numerosos ensayos del modelo con parámetros y condiciones de frontera variables; se deben realizar pruebas para la funcionalidad del modelo. Las incertidumbres e impacto de los parámetros al modelo deben ser documentados
		Datos de entrada / análisis de escenarios	Continuar con la integración de nuevos datos y análisis en los modelos estáticos y dinámicos, lo cual debe incluir datos de parámetros de pozos cercanos como porosidad y permeabilidad. Desarrollar y correr varios escenarios de modelo para un rango de parámetros con el objetivo de probar el diseño de inyección, optimizar la migración de la pluma y verificar la definición de área de impacto esperado, procesos en el subsuelo y estimaciones de almacenamiento prospectivo.
		Comparación de resultados	Comparar los resultados de ensayos de modelos previos con nuevos datos de modelado para asegurar la consistencia y funcionalidad del modelo. Actualizar modelos preliminares de áreas de impacto, si es necesario.

Tabla 5.6. Elementos necesarios para realizar los estudios correspondientes a la etapa de caracterización inicial en la metodología propuesta por el NETL-DOE (2013).



CONCLUSIONES

Basado en una revisión de diversas metodologías para la selección de sitios potenciales para almacenamiento de CO₂, se establece una metodología propia, la cual consta de los siguientes pasos:

1. Empleo de Sistemas de Información Geográfica para elaborar una evaluación multicriterio para detectar sub regiones potenciales para almacenamiento, el cual cuenta con consideraciones geológicas, tecno-económicas y ambientales.
2. Escoger una sub región potencial, considerando que los sitios de almacenamiento propuestas en la escala de evaluación a Nivel Cuenca carecen de suficiente información para elaborar un modelo estático completo, por lo cual el área de estudio deberá ser mayor a la señalada por la evaluación multicriterio.
3. A partir de perfiles sísmicos y secciones geológicas interpretadas, analizar estructuras de interés.
4. Analizar información de pozos sintetizándola en fichas técnicas descritas en los documentos Guía de Estimación de Capacidad Efectiva (CFE, 2013; publicación interna) en su Manual de Procedimientos, Evaluación Regional.
5. Elaborar una base de datos con la información sintetizada de los pozos y de las estructuras analizadas para seleccionar zonas con la mayor cantidad de información.
6. Elaborar un modelo geológico 3D en las zonas con mayor información para seleccionar regiones que cuenten con características de capacidad (porosidad), inyektividad (permeabilidad) y contención (trampa y roca sello) apropiadas para operaciones de almacenamiento geológico de CO₂, dentro de los límites de profundidad de 800 y 2,500 m en acuíferos con salinidad mayor a 10,000 ppm.
7. Escoger estructuras idóneas (anticlinales) y analizar las pendientes de sus flancos, así como determinar el ambiente de depósito de la roca almacén para escoger los coeficientes de efectividad apropiados para estimar la capacidad de almacenamiento efectivo.

De acuerdo a la metodología descrita se proponen cuatro sitios en las areniscas de plataforma de la Formación Jackson, dentro de anticlinales de tipo roll-over cuyos flancos presentan pendientes de 10° a 15°.



CAPÍTULO 6

ESTIMACIÓN DE LA CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO EFECTIVO EN LA ZONA DE ESTUDIO.

De acuerdo con el modelo sedimentológico, el cual determina que el ambiente de depósito de la Formación Jackson es de plataforma continental y el modelo estructural, en el que se establece que la trampa del reservorio es de tipo estructural, anticlinal con inclinación de sus flancos de 8 a 15°, se seleccionaron los coeficientes de almacenamiento efectivo ilustrados en la Tabla 6.1, obtenidos a partir de la tabla de coeficientes de almacenamiento efectivo generada por IEA (2009). Los cálculos para determinar la capacidad volumétrica de almacenamiento teórico se encuentran en las Tablas 6.2 a 6.5, en tanto la capacidad volumétrica y en masa de almacenamiento efectivo se ilustran en las Tablas 6.6 y 6.7. El volumen de los sitios propuestos los calcula directamente el software MOVE[®].

Litología	Ambiente de depósito	Estructura	E _E para valores percentiles (en %)		
			10	50	90
Arenisca	Plataforma	Anticlinal (flancos 8-15°)	8.02	11.24	11.59

Tabla 6.1. Coeficientes de almacenamiento efectivo para los sitios Reynosa 1, 2, 3 y 4.

Capacidad de almacenamiento teórico de CO ₂ REYNOSA 1 (Fm. Jackson Superior)				
Volumen	V	=	1538120298	m ³
Porosidad	Φ	=	0.16	
Capacidad de almacenamiento en unidad volumétrica	V _{CO2t}	=	246099248	m ³ CO ₂

Tabla 6.2. Cálculo de la capacidad volumétrica de almacenamiento teórico para el sitio Reynosa 1.

Capacidad de almacenamiento teórico de CO ₂ REYNOSA 2 (Fm. Jackson Superior)				
Volumen	V	=	631141594	m ³
Porosidad	Φ	=	0.16	
Capacidad de almacenamiento en unidad volumétrica	V _{CO2t}	=	100982655	m ³ CO ₂

Tabla 6.3. Cálculo de la capacidad volumétrica de almacenamiento teórico para el sitio Reynosa 2.



Capacidad de almacenamiento teórico de CO ₂				
REYNOSA 3 (Fm. Jackson Superior)				
Volumen	V	=	203296411	m ³
Porosidad	Φ	=	0.11	
Capacidad de almacenamiento en unidad volumétrica	V _{CO2t}	=	22362605.3	m ³ CO ₂

Tabla 6.4. Cálculo de la capacidad volumétrica de almacenamiento teórico para el sitio Reynosa 3.

Capacidad de almacenamiento teórico de CO ₂				
REYNOSA 4 (Fm. Jackson Superior)				
Volumen	V	=	357688128	m ³
Porosidad	Φ	=	0.2	
Capacidad de almacenamiento en unidad volumétrica	V _{CO2t}	=	71537625.5	m ³ CO ₂

Tabla 6.5. Cálculo de la capacidad volumétrica de almacenamiento teórico para el sitio Reynosa 4.

RESERVORIO:	V _{CO2T} (m ³)	CAE=V _{CO2T} X E _E (m ³)		
		P10	P50	P90
		0.0802	0.1124	0.1159
Reynosa 1	246099248	19737159.7	27661555.4	28522902.8
Reynosa 2	100982655	8098808.94	11350450.4	11703889.7
Reynosa 3	22362605.3	1793480.94	2513556.83	2591825.95
Reynosa 4	71537625.5	5737317.57	8040829.11	8291210.8

Tabla 6.6. Capacidad volumétrica de almacenamiento efectivo para los sitios propuestos.

RESERVORIO:	GIGATONELADAS			ρ CO ₂
	P10	P50	P90	
Reynosa 1	12.63178218	17.70339548	18.25465779	640 kg/m ³
Reynosa 2	5.18323772	7.264288275	7.490489423	
Reynosa 3	1.147827802	1.608676372	1.658768607	
Reynosa 4	3.832528135	5.371273844	5.538528813	668 kg/m ³

Tabla 6.7. Capacidad de almacenamiento efectivo de masa de CO₂ para los sitios propuestos.



Finalmente, analizando la información procedente de los pozos dentro de las regiones propuestas, se determina un promedio de espesor neto de 0.27. Es decir, las regiones propuestas tienen un promedio de 27% de areniscas y 73% de lutitas; por lo cual, la masa estimada en los reservorios propuestos se multiplica por un factor de 0.27 para obtener un valor más aproximado. Los resultados se ilustran en la Tabla 6.8.

RESERVORIO	GIGATONELADAS			ρ CO ₂
	P10	P50	P90	
Reynosa 1	3.41058119	4.77991678	4.9287576	640 kg/m ³
Reynosa 2	1.39947418	1.96135783	2.02243214	
Reynosa 3	0.30991351	0.43434262	0.44786752	
Reynosa 4	1.0347826	1.45024394	1.49540278	668 kg/m ³

Tabla 6.8. Capacidad de almacenamiento efectivo de masa de CO₂ para los sitios propuestos multiplicado por un factor de 0.27 correspondiente al espesor neto de los reservorios.

CONCLUSIONES

- Los sitios seleccionados corresponden a areniscas de la Formación Jackson.
- La porosidad de estas rocas varía de 11 a 20%.
- El modelo sedimentario establece que el ambiente de depósito de las rocas de la Formación Jackson es de tipo plataforma, mientras que el modelo estructural define las estructuras de interés como anticlinales cuyos flancos tienen una inclinación de 8 a 15°.
- Con estos datos +se seleccionaron los coeficientes de efectividad apropiados para realizar la estimación de la capacidad de almacenamiento efectivo (con un mínimo de 0.31Gton y un máximo de 4.9 Gton de CO₂).



CAPÍTULO 7

CONCEPTUALIZACIÓN DE SITIOS

En el presente estudio, se propone desarrollar una metodología para analizar las características principales y procesos que tendrán lugar en un sitio específico de almacenamiento, considerando la etapa de estudio a Nivel Regional.

Una vez seleccionados sitios que cumplan con las condiciones de capacidad (porosidad), inyektividad (permeabilidad) y contención (trampa), es indispensable realizar una conceptualización de los mismos, con el objetivo de predecir su comportamiento al efectuar la inyección del fluido y de esta manera poder prever posibles riesgos en la operación. En un principio se deben hacer análisis sencillos (como el que se propone en la presente tesis) para posteriormente elaborar modelos numéricos más precisos, cuando la disponibilidad de datos específicos se obtengan al subir en la escala de resolución (etapa de caracterización). Estos modelos deben ser verificados con mediciones (monitoreo) en caso de aprobar un proyecto, y si existen discrepancias (verificación) se debe realizar una modificación (corrección) en los modelos para poder reproducir las mediciones.

En la presente tesis se realiza un análisis estructural básico aplicado a la Provincia de Burgos en cuanto a la posibilidad de creación de fracturas o reactivación de fallas preexistentes considerando un sistema de esfuerzos Andersoniano, lo cual se realiza de la siguiente manera: se toman los datos de inclinación y rumbo del echado de las fallas de las regiones propuestas para determinar la familia principal de fallas; posteriormente se emplea el programa ReActiva para conocer si la familia principal de fallas es susceptible a reactivación y finalmente se prevé como serán las condiciones al inyectar el fluido.

7.1. ANÁLISIS ESTRUCTURAL

Debido a que una falla reactivada puede representar un patrón de fuga para el gas inyectado en el sistema de almacenamiento, se analiza el potencial de reactivación de las fallas mapeadas en la región, mediante el empleo del programa ReActiva (Alaniz-Álvarez *et al.*, 1998) fundamentado en un análisis teórico que se basa en cuatro presupuestos: 1) un bloque de la corteza es deformado en el régimen quebradizo y sin cambio de volumen; 2) los planos de debilidad cortan los bloques completamente; 3) desplazamientos constantes a lo largo de cada plano de falla; y 4) el esfuerzo principal máximo \geq al esfuerzo principal intermedio \geq al esfuerzo principal mínimo > 0 .

El desarrollo de este programa se basa en los estudios de Yin y Ranalli (1992), quienes reformularon los criterios de deslizamiento y falla de Coulomb-Navier para aplicarlos a condiciones generales de la corteza. Ellos consideraron la diferencia de esfuerzos ($\sigma_1 - \sigma_3$) como una variable dependiente, en lugar del esfuerzo de cizalla (τ) y determinan el campo de esfuerzos efectivo, introduciendo la presión de la cobertura (p_{gz}), modificándolo por un factor de presión de fluido λ (presión de poro del fluido / presión de la cobertura). También introdujeron la relación de esfuerzos $R = (\sigma_2 - \sigma_3) / (\sigma_1 - \sigma_3)$, el vector unitario normal a la



falla N_i con sus componentes $N_i = \cos Y_i$, donde Y_i es el ángulo entre N_i y el eje X_i ; y el vector unitario normal al plano horizontal M_i .

Las ecuaciones son:

$$\sigma_1 - \sigma_3 = \frac{2\mu\rho gz(1 - \lambda) + 2C}{(\mu^2 + 1)^{1/2} - \mu + 2\mu(M_1^2 + RM_2^2)}$$

Ec. (1). Diferencia de esfuerzos crítica para fracturar un medio isotrópico, y

$$\sigma_1 - \sigma_3 = \frac{\mu_0\rho gz(1 - \lambda_0) + C_0}{[(N_1^2 + R^2N_2^2) - (N_1^2 + RN_2^2)^2]^{1/2}} + \mu_0[(M_1^2 + RM_2^2) - (N_1^2 + RN_2^2)]$$

Ec. (2). Diferencia de esfuerzos crítica para iniciar desplazamiento a lo largo de un plano de debilidad preexistente.

De acuerdo a lo anterior, una prueba simple para determinar si un plano de debilidad preexistente puede ser reactivado consiste en calcular la diferencia de esfuerzos ($\sigma_1 - \sigma_3$) necesaria para iniciar el deslizamiento y comparándola con la diferencia de esfuerzos necesaria para formar una nueva fractura. El mecanismo que requiera menos diferencia de esfuerzos (deslizamiento a lo largo de un plano preexistente o ruptura) será el que acomode la deformación.

Determinando el parámetro F como la diferencia entre las ecuaciones 1 y 2 tendremos

$$F = \text{Ec. (1)} - \text{Ec. (2)}$$

Los valores positivos corresponden a los planos de debilidad que pueden ser reactivados antes de que se cree una nueva falla (si la diferencia de esfuerzos es suficiente para que ocurra el deslizamiento), mientras los valores negativos corresponden a planos que no pueden experimentar deslizamiento porque la creación de fracturas es favorecida.

Para mayor información acerca del desarrollo del programa ReActiva® consultar a Alaniz-Álvarez *et al.*, (1998).

La ventaja principal con respecto al uso de los diagramas Mohr-Coulomb es la posibilidad de visualizar la orientación geográfica de los planos susceptibles a ser reactivados y las direcciones en la que se pueden crear nuevas fracturas.

8.1.1 Metodología

Se elaboró una base de datos con la información de la inclinación y rumbo del echado (dip/dipdirection) de las estructuras mayores (fallas regionales) en la zona en donde se localizan los cuatro sitio propuestos (Tabla 7.1).



Estos datos fueron analizados en el programa DIPS® para realizar un estudio estadístico y determinar los rasgos estructurales de la familia principal localizada en la zona de estudio.

En el programa ReActiva® se ingresan los datos de coeficiente de fricción, cohesión y presión de poro de la roca intacta, así como de la familia de fallas predominante. Como parámetros generales se incluye el régimen de fallamiento (normal) y el factor geométrico del elipsoide de esfuerzos.

8.1.2 Desarrollo

La inclinación de las fallas fue determinada mediante el módulo de análisis de inclinaciones que contiene el programa MOVE ® (Figura 7.1.1). Debido a que las fallas tienen una geometría lítrica y su inclinación varía a profundidad, solo se consideraron las inclinaciones incluidas en el rango de profundidad 800 - 2,500 m (Figura 7.1.2).

Los parámetros incluidos en el programa ReActiva son los siguientes:

Para la roca intacta se considera un coeficiente de fricción de 0.6 (de acuerdo a los valores obtenidos por Byerlee, 1978), y un factor de presión de poros de 1.0 al suponer una roca saturada de fluidos. Para el plano de anisotropía se considera el gouge de la falla constituido por minerales arcillosos hidratados, lo cual baja el coeficiente de fricción para el plano de falla (0.5) y ejerce una presión de poro sobre la misma (0.3 para factor de presión de poro en la falla). La cohesión de la roca intacta es de 30 MPa (según los valores experimentales reportados por Afrouz (1992) para rocas sedimentarias duras) y para los planos de anisotropía es de 0.00 MPa. La densidad promedio de la columna litostática: 2,650 kg/m³, con un factor de forma del elipsoide de esfuerzos de 1.00, es decir, el esfuerzo principal máximo (σ_1) es igual al esfuerzo principal intermedio (σ_2). El análisis se efectuó para una profundidad de 2,000 m.

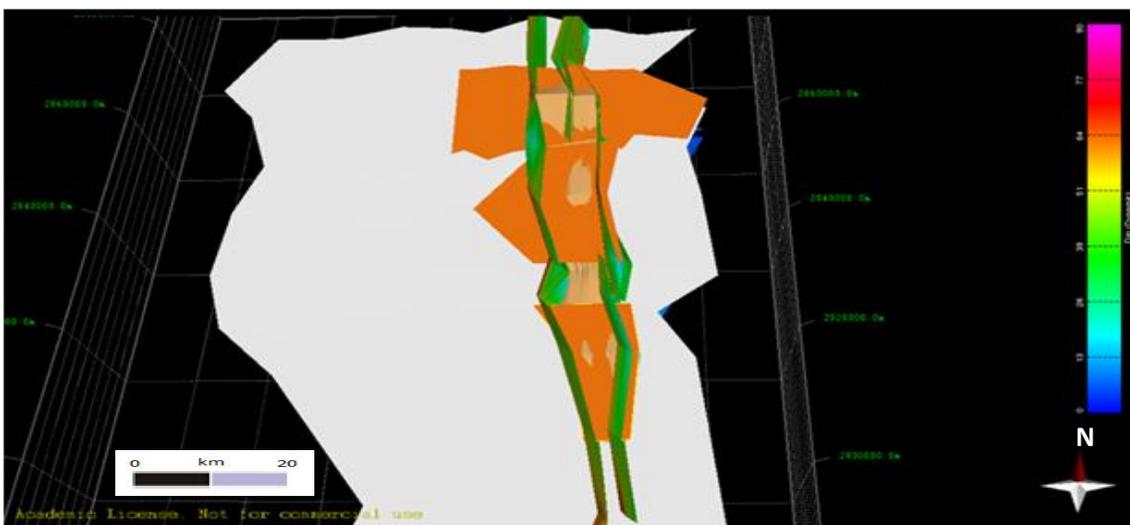


Figura 7.1.1. Vista en perspectiva de las regiones seleccionadas y el análisis de pendientes en las fallas que las delimitan.

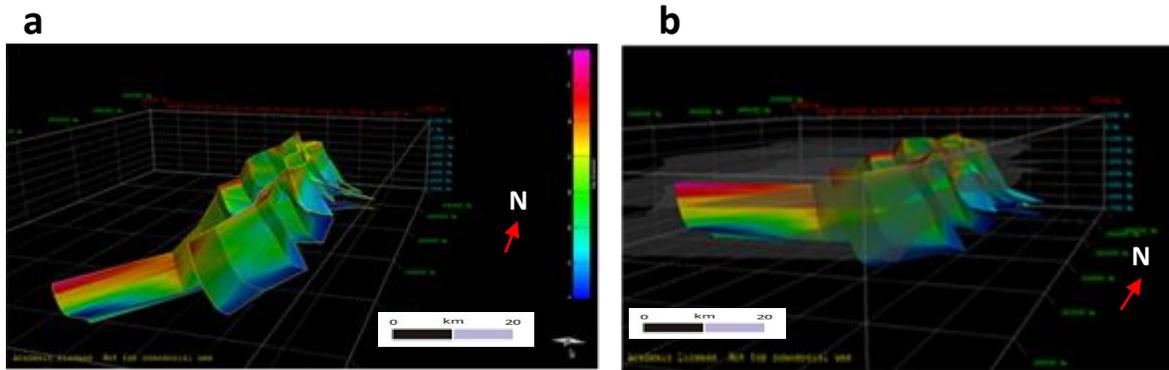


Figura 7.1.2. (a) Análisis de las pendientes de los planos de falla que delimitan las regiones seleccionadas cortando toda la columna analizada y (b) superficies que marcan los límites de profundidad propuestos por el IPCFC (2005) de 800 m a 2 500 m de profundidad superpuestos a las pendientes de los planos de falla.

ESTRUCTURA	DIP	DIP DIR	STIOS
FALLAS REGIONALES	48	91.48	REYNOSA 1 Y 2
	42	98	
	50	99	
	42	90	
	55	51.41	
	50	81.52	
	50	67.77	
	60	82.23	
	52	87.33	
	47	89.25	
	40	92.73	
	60	87.92	REYNOSA 3
	46	76.85	
44	90.51		
45	80	REYNOSA 4	
52	86.1		
35	75.08		
53	73.17		
50	96.91		
60	77.65		

Tabla 7.1. Base de datos de las fallas regionales mayores agrupadas para cada sitio. Incluye el ángulo de inclinación (DIP) y la dirección en la que buzan las superficies de falla (DIR).



8.1.3 Resultados

El análisis de reactivación de fallas se elaboró con base en los resultados del análisis de Suter (1991), en el cual se propone que la Cuenca de Burgos está dentro de una provincia de esfuerzos tectónicos en extensión, con un esfuerzo horizontal mínimo (S_{hmin}) hacia el este.

Aunque en este caso el factor geométrico debe de ser menor a 1, en la Figura 7.1.3, se considera el valor igual a 1 (cuando el factor geométrico del campo de esfuerzos es igual a 1, el área para reactivación de fallas es menor) para ilustrar que incluso en el caso más benéfico, la orientación de la familia principal de fallas se encuentra en la zona de reactivación de fallas. Es decir que independientemente del valor de los esfuerzos principal vertical (S_v) y horizontal máximo (S_{Hmax}) se reactivarán las fallas y no se crean nuevas fracturas. Por lo cual en el caso de almacenamiento de algún fluido, solo se podrá aprovechar la permeabilidad primaria de la roca almacén y se debe escoger un horizonte que no esté en contacto con las fallas, reduciendo de esta manera el volumen para almacenar.

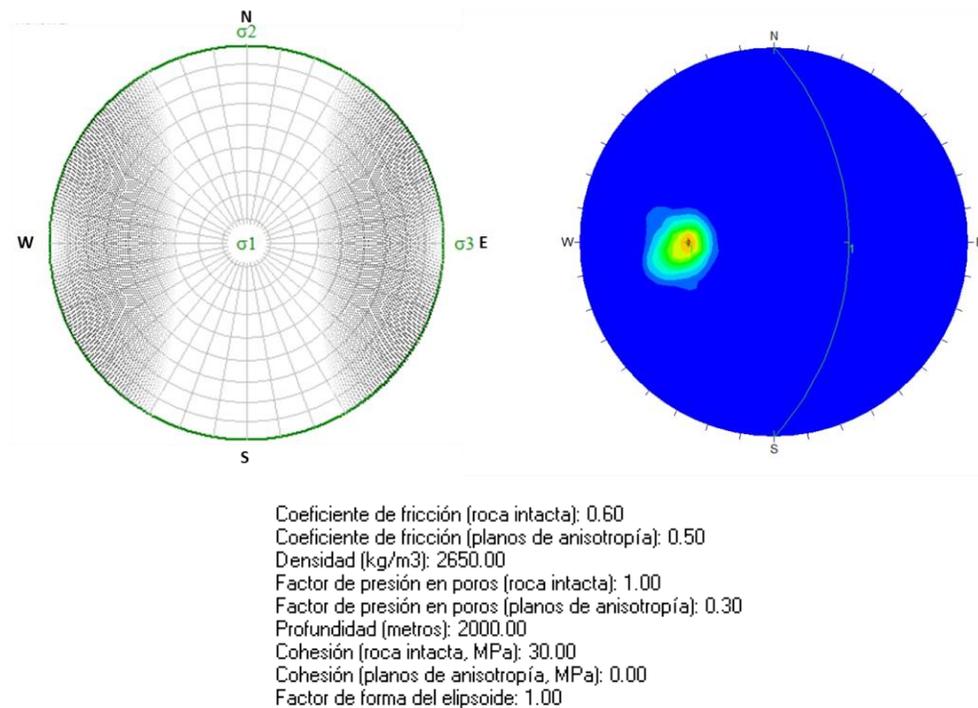


Figura 7.1.3. Resultados de los análisis. A) Por medio del programa ReActiva[®] considerando el esfuerzo horizontal mínimo hacia el este, y B) Familia de fallas principal obtenido por medio del programa DIPS[®].

DISCUSIÓN:

El primer intento por hacer un mapa de esfuerzos fue realizado por Zoback y Zoback (1980) quienes realizaron el mapa de esfuerzos para Estados Unidos, basados en los



siguientes indicadores: observaciones geológicas (deslizamiento de fallas y alineamientos de alimentadores volcánicos jóvenes como diques), mecanismos focales de sismos y mediciones de esfuerzo in situ (fracturamiento hidráulico y elongación de tubería), a partir de los cuales dividieron el territorio en provincias que mostraban características particulares en cuanto a la dirección de sus esfuerzos principales. Los autores señalan que en donde la dirección de deslizamiento es inasequible, un método aproximado para determinar la orientación de los esfuerzos consiste en confiar en la dirección de las fallas jóvenes o recientes y solo en el sentido predominante de desplazamiento (generalmente vertical, normal o inverso). Este método se empleó en la Planicie Costera del Atlántico y en la Costa del Golfo de México. Ellos enfatizan que el estado de esfuerzos en la Costa del Golfo de México es probablemente solo el resultado de la carga sedimentaria y no de esfuerzos tectónicos. Señalan que para ese estudio el estado de esfuerzos en las capas que subyacen los sedimentos de la Costa del Golfo de México permanece desconocida.

En México, el primer intento por realizar un mapa de esfuerzos fue realizado por Suter (1987) para la región noreste del país. En este estudio se delimitó la Provincia de Esfuerzos de la Cuenca de Burgos, la cual se caracteriza por presentar dirección del esfuerzo horizontal máximo al NE-SW coincidente con las observaciones de Padilla y Sánchez (1986). Sin embargo, concluye que al no ser la dirección del esfuerzo horizontal mínimo perpendicular a la línea de costa, las direcciones de los esfuerzos principales no se deben a la carga de los sedimentos (como en el caso de la Costa del Golfo en los Estado Unidos).

Suter (1991) elabora un mapa de esfuerzos para México. En este mapa de esfuerzos comenta que los datos analizados previamente para la región noreste (Suter, 1987) fueron pasados por varios filtros y reinterpretados. En esta reinterpretación propone que la región de la Cuenca de Burgos sea parte de la Provincia de Esfuerzos de Cuencas y Sierras. Una de las principales observaciones por la que se propone esta inclusión de la Cuenca de Burgos dentro de la Provincia de Cuencas y Sierras es por la presencia de la Provincia Alcalina del Este de México, a la cual le atribuye un origen intraplaca por una extensión de la zona con un esfuerzo horizontal mínimo hacia el este. De hecho propone que la Provincia de Cuencas y Sierras se pudo haber propagado al sur de la Faja Volcánica Trans-Mexicana en un periodo previo al emplazamiento de esta. Sin embargo, Ferrari *et al.* (2005) señalan un origen alternativo a la Provincia Alcalina del Este de México, donde el emplazamiento de esta provincia pudo haber sido favorecida por estructuras de basamento preexistente, las cuales, facilitaron y controlaron el ascenso de los magmas, que son atribuidos a una anomalía térmica transitoria causada por la ruptura y hundimiento de la placa subducida de Cocos y comenta que no existen evidencias de fallamiento normal reciente en la zona. Aranda-Gómez *et al.* (2005) en un estudio sobre volcanismo intraplaca concluyen que el volcanismo intraplaca es común en el norte de México independientemente de la magnitud de la deformación causada por la extensión, siendo ésta deformación máxima en la Provincia Extensional del Golfo de California y en la porción meridional de Cuencas y Sierras, y mínima o ausente en la planicie costera del Golfo de México. La presencia de volcanismo intraplaca debe ser más función de los procesos en el manto superior abajo de la región, que del estado de esfuerzos en la corteza superior.



Suter (1991) propone que el esfuerzo y la deformación observada en las porciones central y oriental de la Faja Volcánica Trans-Mexicana pueden ser explicados por la superposición de dos fuentes de esfuerzos: Esfuerzos de flexión intraplaca locales relacionadas a las altas elevaciones de la Faja Volcánica Trans-Mexicana probablemente causan las fallas normales observadas, con orientación paralela al eje del arco volcánico. El componente lateral izquierdo observado, por otro lado, puede ser explicado por el campo de esfuerzos regional causado por la carga aplicada en el límite entre las placas de Cocos y Norte América. La orientación de las fallas normales con respecto a la dirección del vector de movimiento relativo de placas, así como la coincidencia de este vector con la dirección del esfuerzo horizontal máximo (SH) en las porciones central y oriental de la Faja Volcánica Trans-Mexicana favorecen esa interpretación.

Después de la publicación del primer mapa de esfuerzos mundial, Zoback (1992) señala que las causas de primer orden que determinan la dirección de los estados de esfuerzos son el movimiento de las placas tectónicas. En la porción Norte de la Cuenca de Burgos el movimiento actual medido por GPS es hacia el oeste (Figura 7.1.4) (subparalela a la dirección de esfuerzo máximo determinada en el modelo estructural de la tesis). Las principales conclusiones de Zoback (1992) son: en la mayoría de los lugares existe un campo de esfuerzos uniforme a través de la corteza superior frágil con orientaciones consistentes determinadas por diferentes técnicas sobre rocas y rangos de profundidad muy distintos; las regiones intraplaca están dominadas por compresión con regímenes de esfuerzos de fallamiento lateral e inverso, en los cuales el esfuerzo máximo principal es horizontal; y el tectonismo activo extensional en regímenes de esfuerzo de fallamiento normal es típicamente visto en áreas topográficamente elevadas por levantamiento tectónico (engrosamiento en la corteza) o termal (adelgazamiento de la corteza). La Provincia de Cuencas y Sierras es un área elevada por procesos termales, como lo demuestran Nieto-Samaniego *et al.* (2005) en un estudio sobre la Mesa Central, donde se reconoce que la corteza de la Mesa Central se encuentra adelgazada con relación a las regiones colindantes al este y oeste, así como también la presencia en el Cuaternario-Reciente de zonas de fusión parcial en el manto superior que yace bajo la MC, a las que se relaciona la emisión de basaltos alcalinos portadores de xenolitos del manto que se encuentran distribuidos en buena parte del segmento norte de la Mesa Central. Sin embargo, la Cuenca de Burgos es una región predominantemente plana.

La última versión del World Stress Map se realizó en 2008 (Heidbach *et al.*, 2008) y no se contaba con información de mecanismos focales para el noreste de México. En 2006 se instaló una estación sísmica en Linares, Nuevo León y en 2009 se registró un sismo a 80 km al SW del área de estudio con un mecanismo focal de tipo lateral (Ramos-Zúñiga *et al.*, 2012).

La dirección de los esfuerzos principales determinada en el modelo estructural se aproxima más a las direcciones para el Norte de Texas determinadas por Zoback y Zoback (1980) y presentes en el World Stress Map, que a las direcciones de los esfuerzos principales de la Provincia de Cuencas y Sierras. Sin embargo, existe mucha variación en la dirección de los esfuerzos medidos en Texas, la Costa del Golfo de México en EUA y la Cuenca de Burgos.



Por ejemplo, en el centro de Texas la orientación de S_{Hmax} de los esfuerzos regionales es NE45°SW pertenecientes a un sistema predominantemente lateral (Vermylen, 2011) y en los campos de Culebra y Arcabuz (Cuenca de Burgos) es NE21°SW de tipo lateral (Wolhart *et al.*, 2000 y Day-Lewis, 2007). Kim (1991) reporta distintas orientaciones en los esfuerzos regionales: NE35°SW en Ellis County, en el centro de Texas, NE73°SW en el norte de Texas, NE58°SW cerca de Houston y en el sur de Texas reporta direcciones del esfuerzo horizontal máximo de NW70°SE a NW33°SE, similares a las direcciones de esfuerzos reportadas por Zoback y Zoback (1980) en la Cuenca Pérmica del oeste de Texas con el esfuerzo horizontal máximo de este-oeste a NW70°SE.

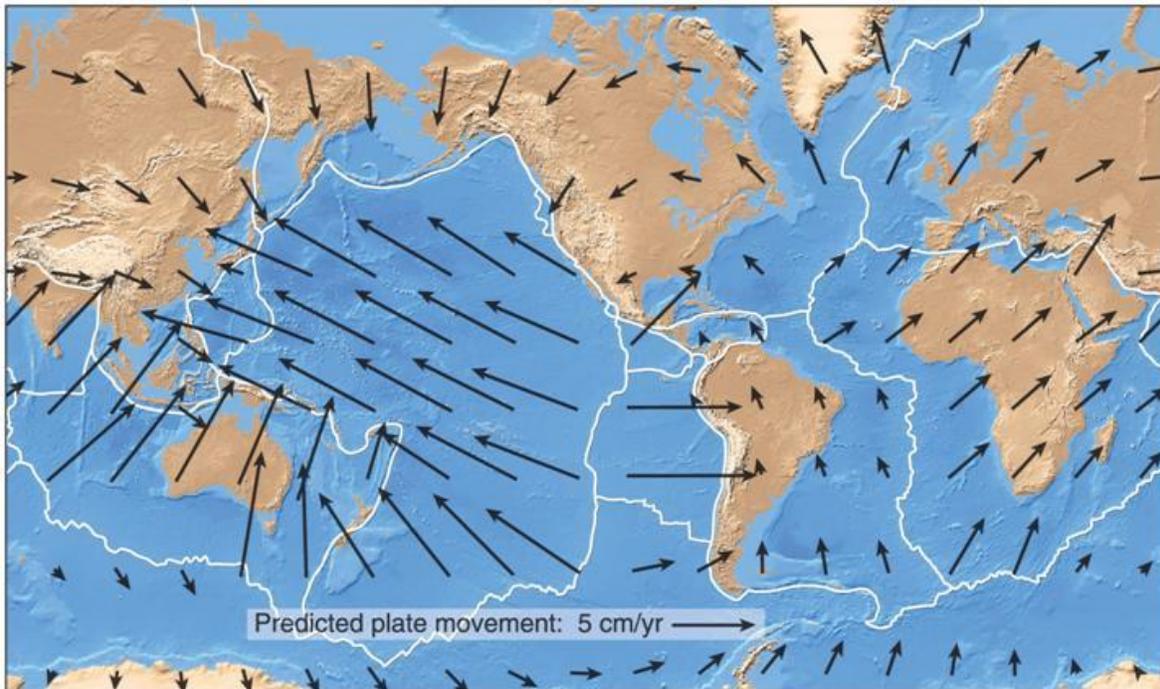


Figura 7.1.4. Movimiento general de placas en una escala global. Los mapas regionales muestran vectores de movimiento más complicados. El largo de las flechas es proporcional al índice de movimiento de esa parte de la placa. (UNAVCO Plate Motion Calculator: http://sps.unavco.org/crustal_motion/dxdt/model/).

La variación en la dirección de los esfuerzos se debe a distintas causas. Zoback (1992) señala que la orientación del esfuerzo horizontal máximo en Norteamérica, Sudamérica y Europa son, a escala continental, predominantemente subparalelas a los movimientos absolutos o relativos de las placas. Esta correlación de la orientación del esfuerzo horizontal máximo y el movimiento de las placas sugiere que los patrones de esfuerzos intraplaca de primer orden son el resultado de las mismas fuerzas que producen el movimiento de las placas, en particular el empuje de las cordilleras, el tirón de las placas subducidas, succión de las trincheras, fuerzas colisionales, y tracción en la base de la litósfera. Los patrones de esfuerzos de segundo orden a escalas entre 100 y 500 km indican que los contrastes de densidad lateral debidos a rifting continental, compensación isostática y topográfica, efectos de desglaciación así como flexión litosférica tienen un impacto adicional sobre los



campos de esfuerzo a escala regional. Mientras que en escala de cuenca las fuentes de los patrones de esfuerzo de tercer orden son contrastes de densidad y resistencia lateral, horizontes de desprendimiento, geometría de la cuenca, regiones topográficamente altas, campos de esfuerzos regionales bajos o isotrópicos y estructuras geológicas como fallas e inclusiones de diapiros de sal o arcilla que actúan como una discontinuidad mecánica (Tingay, 2009 y Heidbach *et al.*, 2007). En la Cuenca de Burgos son abundantes los horizontes de desprendimiento constituidos por capas de lutitas y la presencia de fallas regionales los cuales no transmiten fielmente los esfuerzos regionales a las capas sobreyacentes. Otra alternativa para la variación observada es la competencia entre el esfuerzo tectónico (producido por los movimientos relativos de las Placas de Norte América y Cocos) y el peso de la carga sedimentaria.

Tingay (2009) destaca que las medidas de esfuerzos proveen información del esfuerzo in situ sobre un volumen específico de roca (desde kilómetros cúbicos determinado por sismos, a centímetros o metros cúbicos determinado por la elongación de la tubería y fracturas hidráulicas) y el tensor de esfuerzos es definido como los esfuerzos actuando sobre un punto en el continuo. Por lo tanto, cuando se examina el origen de la orientación de esfuerzos, es crucial notar que las orientaciones y magnitudes de los esfuerzos observados en un punto o en un volumen pequeño de roca, no son el resultado de una o dos fuentes de esfuerzos, sino que son el resultado de la superposición y sumatoria de todas las fuerzas actuando a escalas que varían de muy largas (por ejemplo placas tectónicas) a microscópicas (por ejemplo la concentración de esfuerzos en los contactos grano a grano).

Debido a la posibilidad de exhibir una gran variación en las direcciones de esfuerzos en la Cuenca de Burgos por presentar fallas regionales y horizontes de lutitas, se proponen dos casos extremos. Uno de ellos considera el esfuerzo horizontal mínimo hacia el este (Caso A); y el otro es un modelo alternativo en caso de que los esfuerzos tectónicos produzcan esfuerzos compresivos que compitan con el peso de los sedimentos para producir un caso intermedio en la clasificación de Anderson, donde se considera la dirección del esfuerzo horizontal máximo determinado en el modelo estructural del área de estudio (Caso B), el cual coincide con la dirección de movimiento relativo de la Placa de Norteamérica en Burgos (Figura 7.1.4) y considerando que los esfuerzos laterales izquierdos actúan actualmente en la región por el movimiento relativo entre la placa de Norteamérica hacia el oeste y el movimiento de las placas de Cocos y el Caribe hacia el noreste (Padilla y Sánchez, 1986 y Suter, 1991). Algo que apoya esta idea es que Day-Lewis (2007) comenta que el campo de esfuerzos en los campos de Arcabuz y Culebra (Cuenca de Burgos) presenta un esfuerzo horizontal máximo NE21°SW asociado a un sistema de fallamiento lateral ligeramente mayor a la carga sedimentaria, es decir $S_H \geq S_V$ (el esfuerzo horizontal máximo producido por el movimiento de las placas compite con la carga sedimentaria).

En el empleo de ReActiva para el Caso B, se considera un sistema de fallamiento normal debido a que las fallas actuales predominantes producidas por el peso de los sedimentos son normales. Pero se considera la dirección del esfuerzo horizontal máximo observada en el modelo estructural.



En el caso de $S_V = S_H$ (Caso B), el valor del factor geométrico siempre es igual a 1 sin importar el valor de σ_3 , mientras que en el caso de $S_V > S_H$ (Caso A), el factor geométrico debe de ser determinado.

El caso extremo B ($S_V = S_H$) (Figura 7.1.5) considera un esfuerzo horizontal máximo (S_H) con una orientación de NE80°SW, la cual corresponde a la dirección del esfuerzo compresivo que se produce en una falla lateral izquierda de orientación WNW (lineamiento propuesto por LeRoy y Rangin, 2008), con un factor geométrico del elipsoide de esfuerzos igual a 1. En este caso se observa que la dirección de la familia principal de fallas se encuentra dentro del área de creación de nuevas fracturas y no se ve afectada por la reactivación de fallas. Lo anterior beneficia el almacenamiento de cualquier fluido debido a que la creación de nuevas fracturas aumenta la permeabilidad de la roca reservorio y se puede extender el volumen considerado para almacenamiento hacia la zona de contacto con una falla. La presión o esfuerzo que se ejerza sobre la falla disminuirá puesto que al entrar en contacto con la falla, el fluido aumentará su área de contacto con la misma a una fuerza constante (presión inversamente proporcional al área).

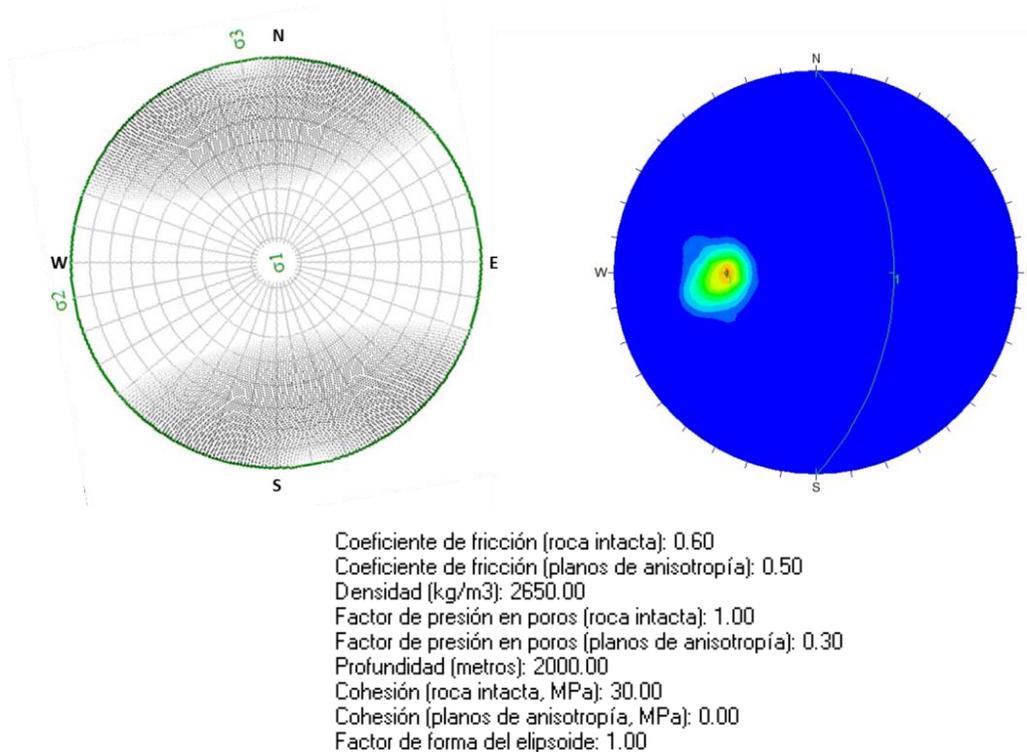


Figura 7.1.5. Resultados de los análisis. A) Por medio del programa ReActiva ® considerando $S_V = S_H$ y B) Familia de fallas principal obtenido por medio del programa DIPS ®.

Si el régimen de esfuerzos es $S_V = S_H$ no existirá riesgo si la cantidad de CO₂ inyectada alcanza los límites de las fallas pues el esfuerzo no las reactivará; mientras que si el régimen es $S_V > S_H$ se debe calcular la capacidad de almacenamiento efectivo en un



horizonte específico y asegurarse que en el proceso de inyección el CO₂ no alcance los límites de las fallas pues estas se reactivarían en dado caso (Figura 7.1.6).

El cálculo del almacenamiento efectivo en horizontes específicos se encuentra fuera del alcance del presente estudio, pues para realizar dicho cálculo se requiere un análisis de registros geofísicos de pozos para determinar las propiedades petrofísicas de los horizontes que constituyen la Formación Jackson.

Tomando lo anterior en cuenta, se concluye que la capacidad de almacenamiento efectivo sería mayor si $S_V = S_H$ con un esfuerzo compresivo máximo en dirección ENE-WSW.

En la Figura 7.1.7 se ilustra una comparación del análisis de reactivación de fallas con los esfuerzos determinados por los estudios de a) Vermynen (2011), y b) Wolhart et al. (2000) y Day-Lewis (2007). Para una dirección de esfuerzo horizontal máximo de NE45°SW, las fallas regionales tampoco serán reactivadas, pero se localizan en una zona cercana al área de reactivación.

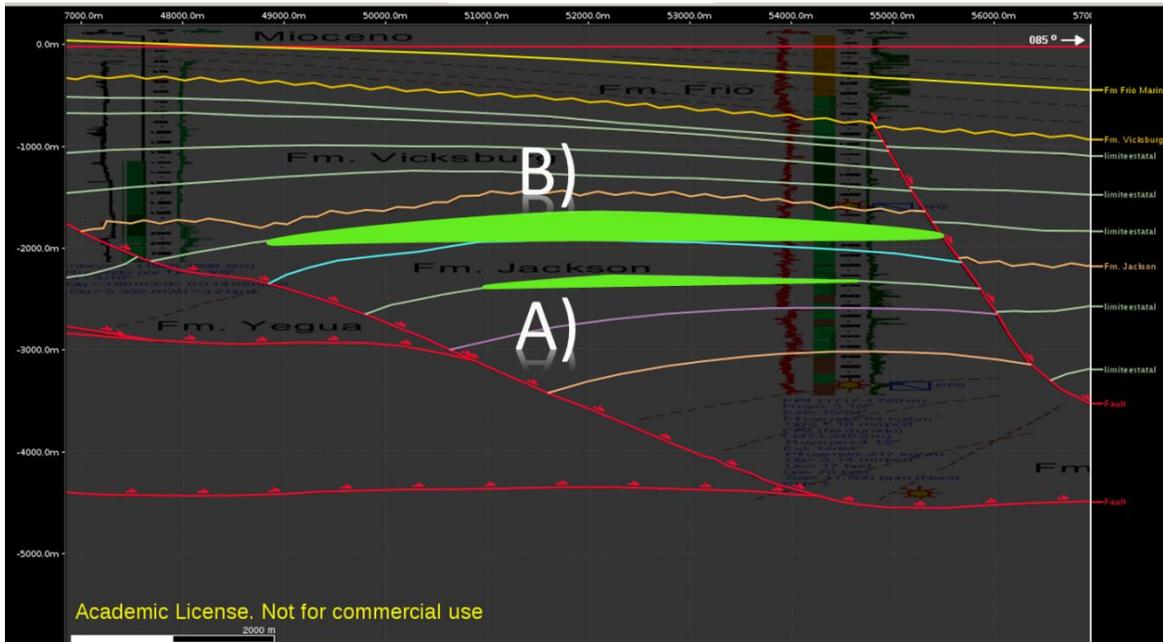


Figura 7.1.6. Escenarios de almacenamiento en caso de validación de los casos extremos A y B. El polígono verde muestra el posible área disponible para almacenamiento. Para el caso B existirá un aumento en la permeabilidad del reservorio por la creación de nuevas fracturas y con este estado de esfuerzos no se reactiva una falla preexistente. En el caso A solo se aprovecha la permeabilidad primaria del reservorio y se debe evitar el contacto con fallas porque el estado de esfuerzos reactivará fallas preexistentes.

El análisis se efectuó considerando esfuerzos regionales (propuestos por Suter, 1991; Zoback, 1992; y los obtenidos por el modelo estructural, los cuales coinciden con la propuesta de Padilla y Sánchez, 1986); sin embargo, este tipo de estudios se debe realizar tomando en cuenta el campo de esfuerzos local, pues en cada sitio pueden existir variaciones en las direcciones y magnitudes de los esfuerzos principales, por lo cual la situación de cada sitio varía (Tingay, 2009; Heidbach *et al.*, 2007). Dependiendo de la magnitud y dirección de los esfuerzos locales se puede conocer en cual situación entre los

dos casos extremos propuestos se encuentra un sitio y saber si las fallas se reactivan o no. Para este nivel de estudio se concluye que el análisis es adecuado para una aproximación de primer orden, en la cual se obtienen ideas acerca de las condiciones generales de la región.

En caso de encontrar un sitio con las direcciones de esfuerzos locales iguales al caso extremo B, al realizar la inyección se recomienda que esta sea direccionada en la orientación del esfuerzo horizontal máximo (S_H), pues de esta manera, el esfuerzo horizontal máximo pasará a ser el esfuerzo principal máximo (σ_1) y se tendrá un estado de esfuerzos de un régimen lateral, el cual es más favorable para la operación. En este régimen las fallas preexistentes se reactivarán cuando el factor geométrico del estado de esfuerzos R tenga un valor de 0.1. Por lo que el límite será cuando R tenga un valor de 0.2 (como se ilustra en la Figura 7.1.8), sin embargo, resulta obvio que para inyectar esta cantidad se producirán cambios de esfuerzos en la roca sello que provocarán la creación de nuevas fracturas, las cuales representarán patrones de fuga. Mientras que en un estado de esfuerzos normal, las fallas se reactivan cuando $R = 0.5$. Para esta etapa de estudio solo se puede concluir que cambiar a un sistema de esfuerzos laterales es más favorable para el almacenamiento sin especificar la cantidad exacta de fluido que se pueda inyectar.

Para asegurar la calidad del sello en cuanto a su propio escenario de generación de fracturas o reactivación de fallas preexistentes es necesario predecir cómo incrementará la presión en el reservorio para saber en qué momento se puede alcanzar un punto crítico. Para lo cual se requieren modelos geomecánicos con planteamientos mecánicos apropiados (determinar los cambios físicos de acuerdo al tipo de material del sitio). En un inicio se puede estimar por medio de modelo analíticos y posteriormente, con la consecución de datos específicos, realizar un modelo numérico. Debido a la gran cantidad de modelos analíticos desarrollados, se propone realizar modelos analógicos simulando las condiciones de las regiones seleccionadas cuyas mediciones de deformación concuerden con algún modelo analítico con el objetivo de seleccionar el más apropiado.

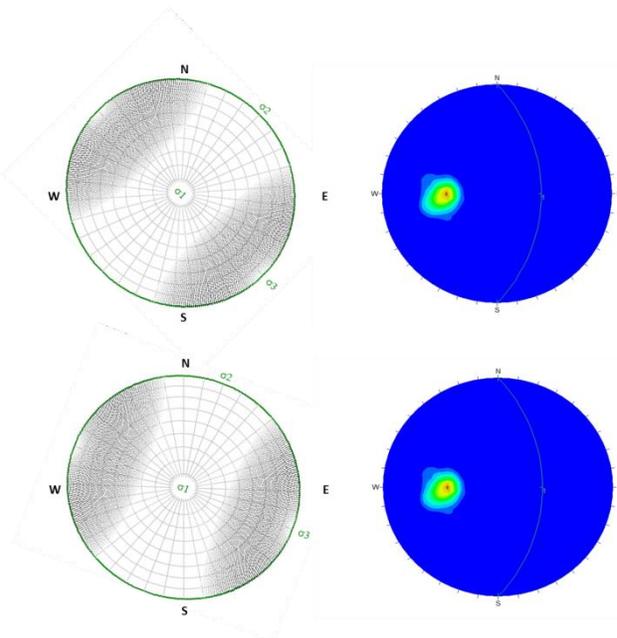
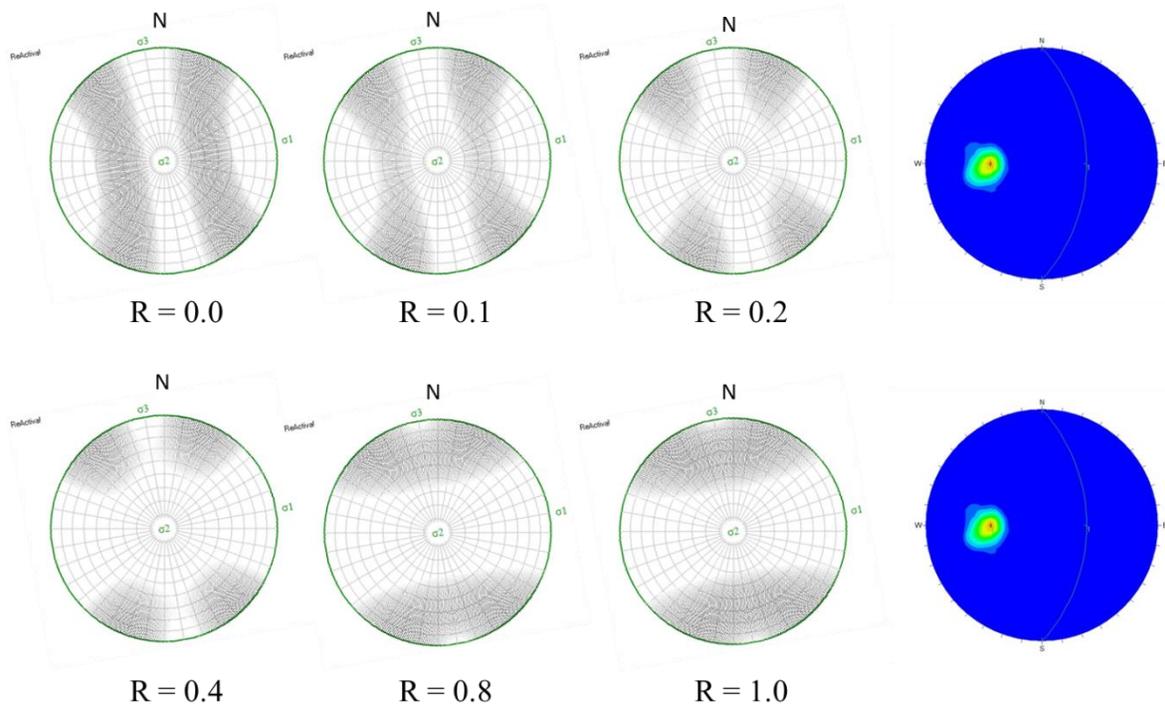


Figura 7.1.7. Análisis de reactivación de fallas regionales para las direcciones determinadas por a) Vermeylen (2011) con S_{Hmax} de NE45°SW para el centro de Texas y b) Wolhart *et al.* (2000) y Day-Lewis (2007) para los campos de Arcabuz y Culebra en la Cuenca de Burgos con S_{Hmax} a NE21°SW. Notar que en el caso de un esfuerzo horizontal máximo a NE45°SW, las fallas regionales tampoco se reactivan. Los parámetros empleados en ReActiva para estos análisis son los mismos de los casos extremos propuestos.



Coefficiente de fricción (roca intacta): 0.60
Coeficiente de fricción (planos de anisotropía): 0.50
Densidad (kg/m³): 2650.00
Factor de presión en poros (roca intacta): 1.00
Factor de presión en poros (planos de anisotropía): 0.30
Profundidad (metros): 2000.00
Cohesión (roca intacta, MPa): 30.00
Cohesión (planos de anisotropía, MPa): 0.00
Factor de forma del elipsoide: 1.00

Figura 7.1.8. Límite de inyección para reactivación de la familia principal de fallas de las regiones seleccionadas en un régimen de fallamiento lateral. Las fallas se reactivarán cuando el factor geométrico del estado de esfuerzos (R) sea igual a 0.1. Desde R=1.0 hasta R=0.2 las fallas estarán estables y solo se crean fracturas en el reservorio.

Dentro de los parámetros seleccionados se determinó ilustrar el caso de factor de presión de poro en roca intacta igual a 1 para mostrar que incluso en el caso más benéfico las fallas preexistentes se reactivarán si la dirección del esfuerzo horizontal mínimo es hacia el oriente. Sin embargo, la presión de poro hidrostática normal a 2 km de profundidad corresponde a un factor de presión de poro aproximado de 0.4 (Zoback, 2010). En zonas como el área de estudio en donde existe una fuerte compartimentación y presencia de alternancias de rocas permeables e impermeables como areniscas y lutitas, se genera sobre-presión de poro que puede incrementar el factor de presión de poro. Para ilustrar este efecto en la Figura 9b se selecciona un factor de presión de poro de 0.7 considerando la

dirección de los esfuerzos principales del Caso Extremo B, mientras en la Figura 9a se selecciona un factor de presión de poro de 0.4 para ilustrar el caso de presión de poro hidrostática normal con la misma dirección de los esfuerzos principales.

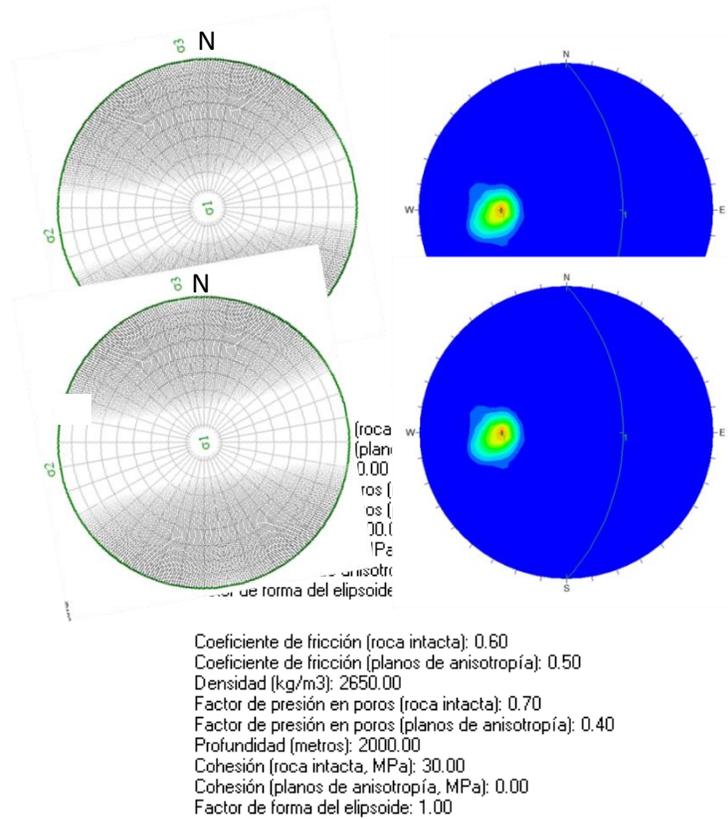


Figura 7.1.9. Análisis de reactivación de fallas regionales considerando a) presión de poro hidrostática normal con las direcciones de los esfuerzos principales del Caso Extremo B. Las fallas preexistentes se encuentran en el límite de la zona de reactivación. Sin embargo, por las condiciones de sedimentación y fallamiento en la provincia de Burgos es poco probable que la presión de poro equivalga a este valor; y b) factor de presión de poro de 0.7 ilustrando un caso de generación de sobrepresión (lo cual es más probable que se presente en la Provincia de Burgos) y con la misma dirección de los esfuerzos principales. Las fallas preexistentes no serán reactivadas bajo este campo de esfuerzos.



CONCLUSIONES

En la actualidad se carece de procedimientos que permitan prever situaciones adversas en las operaciones de almacenamiento y muchos sitios han sido escogidos solo porque cumplen con las condiciones de capacidad, inyectabilidad y contención. Una vez comenzada la inyección se presentan muchos problemas que se pudieron haber evitado.

La conceptualización de sitios propuestos mediante el análisis de esfuerzos regionales es indispensable para prever el comportamiento de los mismos y poder escoger sitios con mejores condiciones para el almacenamiento, de esta manera se pueden evitar condiciones contraproducentes.

Con la información disponible no se puede concluir que predomine un ambiente de fallamiento lateral, sin embargo las conclusiones de Zoback (1980) y Suter (1991) se consideran discutibles con el nivel de conocimientos actual, por lo cual tampoco se puede concluir que predomine un sistema de fallamiento normal neto. La única manera de conocer los esfuerzos *in situ* de algún reservorio es con pozos exploratorios en las regiones propuestas. Mientras tanto se pronostican dos comportamientos extremos en la zona de estudio. El caso A, donde se presenta fallamiento normal en un ambiente extensivo con el esfuerzo horizontal mínimo hacia el este (Suter, 1991), en el cual, las fallas regionales se reactivarán en caso de inyección de CO₂ y no se crearán fracturas que incrementen la permeabilidad del reservorio, por ello se deberán escoger horizontes específicos que no entren en contacto con las fallas regionales, reduciéndose de esta manera la capacidad de almacenamiento. El caso B considera un esfuerzo horizontal máximo en dirección ENE-WSW (subparalelo al movimiento relativo de la Placa de Norteamérica en la región, ver Figura 7.1.4) donde se observa que la dirección de la familia principal de fallas se encuentra dentro del área de creación de nuevas fracturas y no se ve afectada por la reactivación de fallas. Lo anterior beneficia el almacenamiento de cualquier fluido debido a que la creación de nuevas fracturas aumenta la permeabilidad de la roca reservorio y se puede extender el volumen considerado para almacenamiento hacia la zona de contacto con una falla.



CAPÍTULO 8

DISCUSIÓN

En la presente tesis se manejan dos metodologías. Una para selección de sitio y otra para conceptualización de sitio. La primera metodología (selección de sitio) está basada en las metodologías que operan actualmente en distintas partes del mundo (Francia, España, Estados Unidos, Australia) en la que se manejan criterios de selección y ranking de sitios potenciales para almacenamiento. Solo es adaptada a las condiciones propias del país (por ejemplo: grupos de trabajo reducidos y limitado acceso a la información). La segunda metodología (conceptualización de sitio) tiene como objetivo obtener una aproximación de primer orden acerca de los posibles resultados producidos por los procesos que se consideran tendrán lugar en el sistema de almacenamiento geológico, dada la cantidad de información adquirida; lo cual permitirá descartar sitios con condiciones desfavorables y seleccionar aquellos con las mejores condiciones, en forma de filtro para la selección de sitio.

La Tabla 8.1 es una comparación entre las metodologías propuestas por el DOE (2013), y los lineamientos descritos por Aarnes (2010) para llevar a cabo la selección de sitios en el proyecto CO2QUALSTORE en la Comunidad Europea. Además incluye la etapa de caracterización detallada de sitio específico propuesta por Gibson-Poole (2009) para la caracterización de sitios potenciales en la Plataforma Noroeste de Australia. Se propone dividir la etapa de selección de sitio del DOE en las etapas de selección y conceptualización de sitio, pues los proyectos que realizan la caracterización inicial realizan grandes inversiones, por lo tanto se comprometen económicamente para continuar con estudios cada vez más detallados con miras a la comercialización de los proyectos. Por lo tanto se requieren estudios de costo reducido que prevean riesgos futuros y puedan servir como base para la elaboración de modelos dinámicos.

NIVEL DE EVALUACIÓN	Cuenca ^I			Regional ^I			Sitio ^I
CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO	Capacidad Teórica ^I			Capacidad Efectiva ^I			Capacidad Práctica ^I
				Ambiente de depósito ^{II}	Facies sedimentarias *		
SUB-CLASE DE PROYECTO	Sub-regiones potenciales ^{III}			Áreas seleccionadas ^{III}	Sitios calificados ^{III}	Recursos de almacenamiento contingente ^{III}	
PROCESO DE EVALUACIÓN	Detección de sitios ^{III}			Selección de sitios ^{III}		Caracterización inicial ^{III}	Caracterización de sitio ^{III}
ACTIVIDADES	Base de detección ^{IV}	Plan de selección ^{IV}	Identificación de sitios potenciales ^{IV}	Estimación de capacidad e incertidumbres ^{IV}	Identificación de riesgos ^{IV}	Inicio de la valoración ^{IV}	Caracterización detallada de sitio específico ^V
PROPUESTA				Selección de sitios ^{VI}	Conceptualización de sitios ^{VI}		

Tabla 8.1. Comparación entre las metodología propuestas por el DOE (2013) y por Aarnes (2010) incluyendo las propuestas metodológicas de la presente tesis para la etapa de selección de sitios. I: Bachu (2003), II: IEA (2009), III: DOE (2013); IV Aarnes (2010), V: Gibson-Poole (2009) y VI:



Propuesta de la presente tesis. * Los coeficientes de efectividad de IEA se desarrollaron con base en ambientes sedimentarios. Se propone que para la etapa de caracterización inicial se desarrollen coeficientes dependientes de facies sedimentarias para reducir la incertidumbre en las estimaciones.

En la actualidad no existe metodología alguna que permita descartar posibles sitios, considerando sus condiciones estructurales (estados de esfuerzos regionales) y el análisis de su respuesta anticipada a los procesos de inyección (Steadman E., 2014, comunicación personal). Generalmente los sitios son seleccionados considerando únicamente sus condiciones de capacidad, inyektividad y confinamiento, además de la cercanía a fuentes emisoras; por lo cual, una vez iniciada la inyección se han observado repetidamente problemas no anticipados (Rutqvist, 2012; Rutqvist *et al.*, 2010 Vilarrasa *et al.*, 2010; Magri *et al.*, 2013; Iding y Ringrose, 2010). Por ello se propone implementar un paso adicional a la metodología propuesta por Gibson-Poole (2009), la cual considera que el empleo de estudios estructurales y geomecánicos son requeridos solamente para la caracterización de sitio, mientras que en el desarrollo del presente estudio se vio necesario emplear estas herramientas en una etapa previa propia de la selección de sitio, debido a la observación de que incluso si un sitio presentaba litología, facies sedimentarias, estructura y sellos apropiados; si los aspectos de deformación y orientación de fallas susceptibles a reactivación eran desfavorables, este deberá ser descartado del conjunto de sitios propuestos. Este paso adicional lo constituye la etapa de conceptualización de sitios.

La etapa de conceptualización de sitios propuesta corresponde a la identificación y valoración de riesgos e incertidumbres de los lineamientos propuestos por Aarnes (2010), donde el riesgo analizado es la reactivación de fallas; mientras se intenta reducir incertidumbres por medio de la elaboración de modelos analógicos para escoger modelos analíticos, los cuales servirán de base para la elaboración de modelos dinámicos.

Es indispensable resaltar que aquellas regiones seleccionadas con la metodología propuesta se deberán analizar a mayor detalle por medio de estudios más precisos (en el momento en que se cuente con mayor cantidad de información) que incluyan simulaciones numéricas y estudios de laboratorio.

Para considerar un sitio es necesario conocer el estado de esfuerzos iniciales de la región, pues este influye de manera directa en los procesos de creación de fracturas y reactivación de fallas. Por ejemplo, Vilarrasa *et al.* (2011) realizaron un estudio enfocado a entender el gran aumento de presión en las rocas sello de acuíferos profundos durante una inyección de CO₂, el cual produce cambios en el campo de esfuerzos efectivos. Por medio de simulaciones numéricas estudiaron los patrones de propagación de deformación plástica. Observan que la presión de fluido no evoluciona uniformemente en todo el acuífero. Incrementa en el límite de baja permeabilidad y disminuye en las cercanías del pozo de inyección debido a la baja viscosidad del CO₂. La roca sello actúa como una placa que se pliega debido al incremento de presión, produciendo una extensión horizontal en la parte superior de la roca sello, incluso puede causar subsidencia en el terreno en lugar de un levantamiento en las etapas iniciales.

Dentro de los resultados más sobresalientes de las simulaciones se puede mencionar el cambio de dimensión de los círculos de Mohr dependiendo del estado de esfuerzos inicial (Figura 8.1). Si el acuífero se encuentra dentro de un régimen compresivo (Figura 8.1 (a), $t=0d$) al inyectar el CO₂ la roca sello aumenta el tamaño del círculo de Mohr, pues la magnitud del esfuerzo horizontal (en este caso σ_1) aumentaría (Figura 8.1 (a), $t=0.6d$) y se aleja del esfuerzo principal mínimo (vertical), por lo que es más probable que alcance la envolvente de falla. Si se encuentra en un régimen distensivo (Figura 8.1 (b), $t=0d$), el círculo de Mohr disminuye su tamaño pues al inyectar un fluido, el esfuerzo horizontal (en este caso σ_3) incrementa, se acerca en magnitud al esfuerzo principal máximo (en este caso el esfuerzo vertical) y reduce el diámetro de su círculo de Mohr inicial (Figura 8.1 (b), $t=0.5d$). En ambos regímenes, el círculo de Mohr se desplaza posteriormente a la izquierda debido al aumento de presión de poro, hasta alcanzar la envolvente.

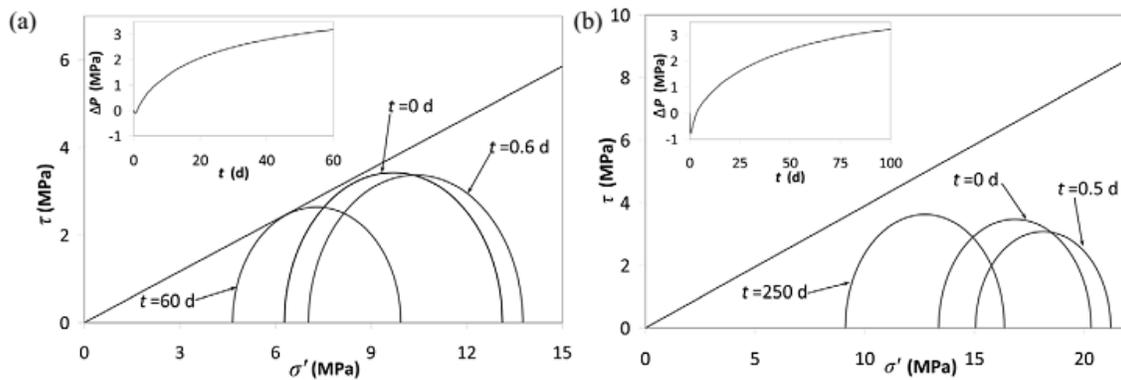
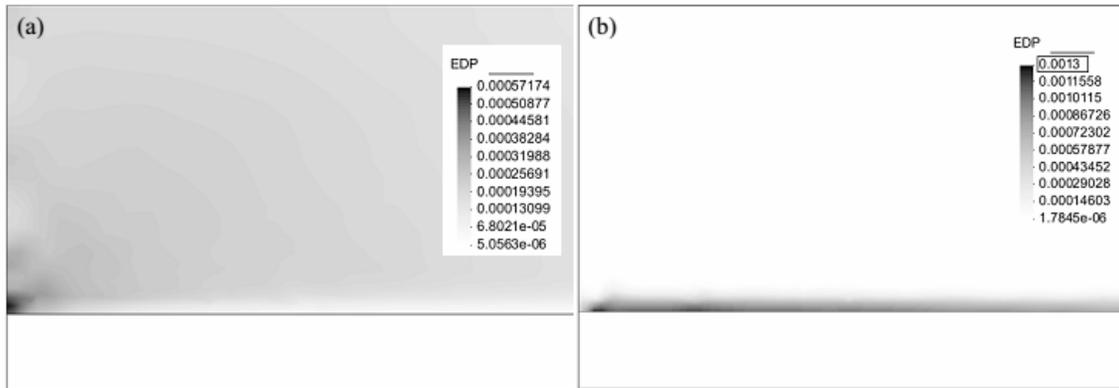


Figura 8.1. Evolución del estado de esfuerzos representado por círculos de Mohr en un punto de la roca sello cerca de un pozo de inyección para a) esfuerzo horizontal mayor al esfuerzo vertical (ambiente compresivo) y b) esfuerzo horizontal menor al esfuerzo vertical (ambiente distensivo). Notar que la presión inicial disminuye al principio desplazando el círculo a la derecha, pero subsecuentemente el incremento de la presión de fluido mueve el círculo a la izquierda, acercándose al criterio de falla. Notar también que los cambios en el esfuerzo horizontal causados por el confinamiento lateral cambia el tamaño del círculo. Los símbolos t(d) significan tiempo en días (Tomado de Vilarrasa *et al.*, 2011)

Al analizar la distribución de la deformación plástica se observa que en un régimen distensivo, la deformación plástica se propaga en todo el espesor de la roca sello y puede aprovechar cualquier patrón de fracturas o fallas para que el CO₂ se escape (Figura 8.2 a); mientras en un régimen compresivo la deformación plástica se concentra solo en contacto entre la roca sello y la roca almacén (Figura 8.2 b). Si el sello se rompe, el CO₂ lo penetra y baja el pH provocando una posible disolución de la roca sello.



Estudios como los realizados por Vilarrasa *et al.* (2011) recalcan la importancia de conocer el estado de esfuerzos inicial en sitios potenciales para prever futuros riesgos, por lo cual se requiere el desarrollo de estudios previos detallados que permitan conocer o tener una idea general de la dirección de los esfuerzos principales. El análisis estructural realizado por medio del software ReActiva ® es válido solo como una primera aproximación, pues solo toma en cuenta los esfuerzos regionales; sin embargo se debe realizar estudios específicos en las sitios de almacenamiento, puesto que la orientación y magnitud de los esfuerzos principales pueden variar mucho en comparación con los esfuerzos regionales. Además, existen condiciones en la que los esfuerzos principales pueden rotar, como en presencia de cuerpos salinos o arcillosos (Zoback, 2010). En estos casos se puede emplear software que permitan considerar la rotación de los esfuerzos principales (Leclère y Fabbri, 2013), es decir en sistemas no Andersonianos (sin un esfuerzo principal vertical).

Para el caso específico de la Cuenca de Burgos, los reservorios se localizan en una zona en donde las fallas que los delimitan son profundas y donde Eguiluz (2011) menciona que los gradientes geotérmicos son elevados, más altos que los recomendados para este tipo de operaciones. Por ello se recomienda hacer estudios detallados para determinar el gradiente geotérmico del área de estudio.

Para la etapa de estudio que se analiza en la presente tesis se consideró válida la interpretación sísmica realizada por PEMEX PEP para la creación del modelo 3D, sin embargo es necesario realizar balanceo de secciones para contar con una mayor certeza en cuanto al modelo estructural de las secciones.

En el análisis realizado a este nivel de estudio (Etapa Regional) se observaron las siguientes condiciones desfavorables para el almacenamiento en la Cuenca de Burgos:



Estructuralmente presenta serias dificultades pues los anticlinales de tipo roll-over en la porción occidental del área de estudio son muy cerrados, por lo cual, al realizar inyección de algún fluido aumentará mucho la presión, poniendo en riesgo el sistema de almacenamiento, pues incrementa el riesgo de producir reactivación de fallas con alto grado de inclinación (60°), por lo que existe un grave riesgo de su propagación a la superficie.

Sedimentológicamente, muchas unidades de interés corresponden a ambientes sedimentarios demasiado heterogéneos, con variaciones laterales de parámetros petrofísicos muy grandes y con volúmenes de cuerpos aptos para el almacenamiento muy pequeños (lentes de arena), debido principalmente a los cambios eustáticos del nivel del mar. A pesar de esto, la unidad de interés seleccionada en el presente trabajo corresponde a un ambiente de plataforma, en donde las condiciones sedimentológicas son relativamente más estables y forman cuerpos más homogéneos.

Sin embargo, se observó que aún con las condiciones desfavorables presentes en esta provincia, se logra proponer cuatro regiones con oportunidades para el almacenamiento en la porción oriental, ya que las estructuras son más suaves (mayor extensión, por lo tanto más espacio para almacenar mayor cantidad de CO₂ y el aumento de presión es menor).

Se interpretó que las fallas de la zona pudieron ser generadas inicialmente por un evento de movimiento lateral izquierdo (debido a que la dirección de la mayoría de las fallas regionales presentes en la zona coincide con la dirección de las estructuras Riedel (R' y P) de un movimiento lateral izquierdo) y posteriormente fueron reactivadas por el peso excesivo de los sedimentos silici-clásticos con un sentido normal.

Padilla y Sánchez (1986) sostiene que desde el Terciario Temprano México ha estado sujeto a un régimen de cizalla sinistral con componentes de compresión NE-SW, debido a la continuación de la deriva hacia el oeste de Norte América y el movimiento hacia el este de las placas de Cocos y del Caribe y señala como evidencias de esto los movimientos recurrentes a lo largo de fallas normales antiguas (por ejemplo las fallas de San Marcos y La Babia), pliegues en échelon en áreas de la Cuenca de Sabinas y grandes cabalgamientos en la Sierra Madre Oriental. Estas observaciones concuerdan con los estudios realizados por Chávez-Cabello (2005), Flotté *et al.* (2008) y LeRoy y Rangin (2008). La dirección de esfuerzos principales generado por este régimen de cizalla sinistral coincide con las direcciones de esfuerzos principales en Texas determinadas por Zoback y Zoback (1980), Kim (1991), Vermilyen, (2011) y presentes en el World Stress Map. Cerca del área de estudio, en los campos de Culebra y Arcabuz (Cuenca de Burgos) Wolhart *et al.*, (2000) y Day-Lewis, (2007) también observaron direcciones de compresión NE-SW.

Por otro lado, Suter (1991) elaboró un mapa de esfuerzos regionales para México y el occidente de América Central, en donde propone a la Cuenca de Burgos como una provincia en extensión con un esfuerzo horizontal mínimo en dirección este-oeste.

Existen muchas causas que pueden generar variación en las direcciones de los esfuerzos principales (Tingay, 2009 y Heidbach *et al.*, 2007), entre las cuales destacan la presencia de horizontes de lutitas y la presencia de fallas regionales que pueden representar

discontinuidades mecánicas, dificultando la transferencia de los esfuerzos regionales a capas suprayacentes. Estas condiciones se observan con mucha frecuencia en la Provincia de Burgos; por ello, con el nivel de conocimientos actual, no se puede determinar con exactitud el estado de esfuerzos regional en esta provincia.

Al oeste del área de estudio, en los campos de Culebra y Arcabuz (Cuenca de Burgos) Wolhart *et al.*, (2000) y Day-Lewis, (2007) también observaron direcciones del esfuerzo horizontal máximo NE-SW (coinciden con las observaciones de Padilla y Sánchez, 1986), las cuales coexisten con direcciones de esfuerzo horizontal máximo norte-sur (dirección de esfuerzo horizontal mínimo este-oeste, lo cual coincide con las observaciones de Suter, 1991). Con base en las interpretaciones del estudio, la coexistencia de estas direcciones puede deber su origen a la competencia entre la carga sedimentaria y los esfuerzos tectónicos regionales (Figura 8.3).

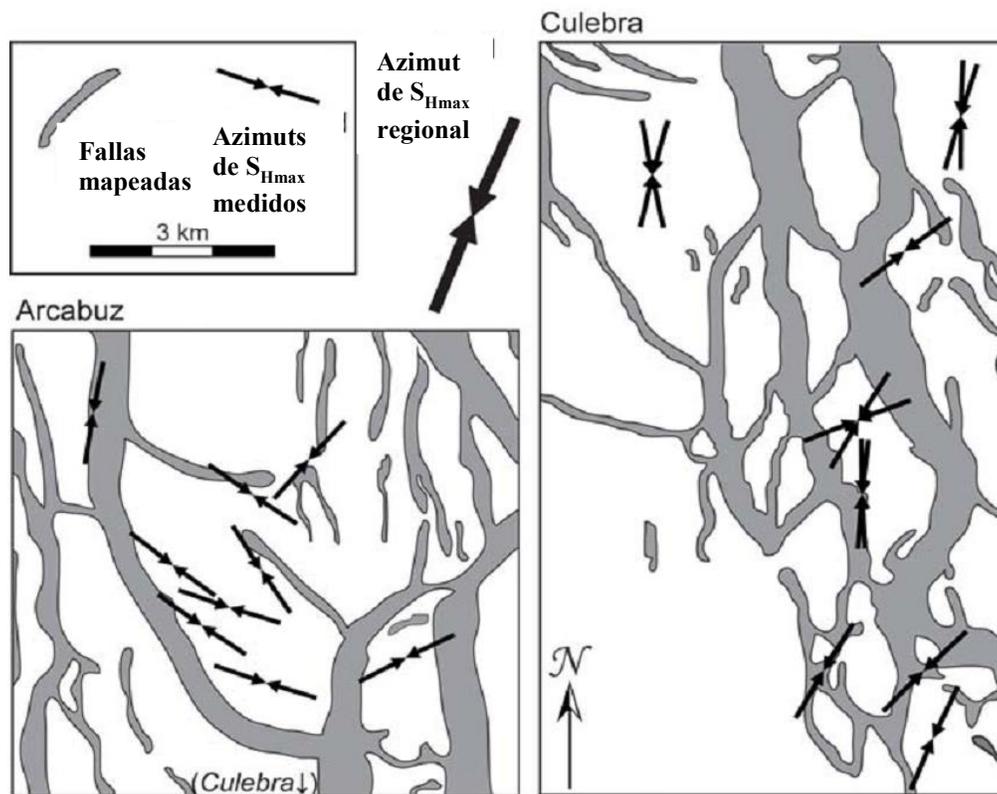


Figura 8.3. Observaciones de direcciones de S_{Hmax} post-producción en los campos de gas de Arcabuz y Culebra, en la Cuenca de Burgos, sobrepuestos a fallas mapeadas. El grosor de las fallas indica desplazamiento lateral. Las flechas dobles en el Campo Culebra indican la dirección de los esfuerzos medidos tanto por falla en el pozo como por fracturas hidráulicas (Modificado de Wolhart *et al.*, 2000). Notar la coexistencia de la dirección de esfuerzo horizontal máximo tanto NE-SW como N-S. Los azimuts de los esfuerzos horizontales máximos NW-SE en el Campo Arcabuz son sub-paralelos a la orientación de las fallas mapeadas. De acuerdo con Tingay *et al.* (2005), la dirección del esfuerzo horizontal máximo puede ser re-orientada de manera sub-paralela a estructuras geológicas mecánicamente débiles como zonas de falla.



Bajo estas circunstancias se proponen dos casos extremos que pueden presentarse en las regiones potenciales propuestas. Uno de ellos considera la dirección de esfuerzos determinada en el modelo estructural del área de estudio y relacionada a un régimen de cizalla sinistral. En el otro caso extremo se considera a la Cuenca de Burgos como una provincia en extensión con una dirección del esfuerzo horizontal mínimo este-oeste.

Sin embargo, si se considera a la Provincia de Burgos dentro de una zona de extensión (Suter, 1991), se sabe que dentro de las mismas coexisten fallas laterales que acomodan el desplazamiento de los bloques. Por ello, se propone seleccionar sitios que se localicen dentro de una zona de influencia del fallamiento lateral. Para la zona de estudio se observa que el sitio Reynosa 4 está dentro de la zona de influencia de una falla pre-existente lateral izquierda (Figura 8.3).

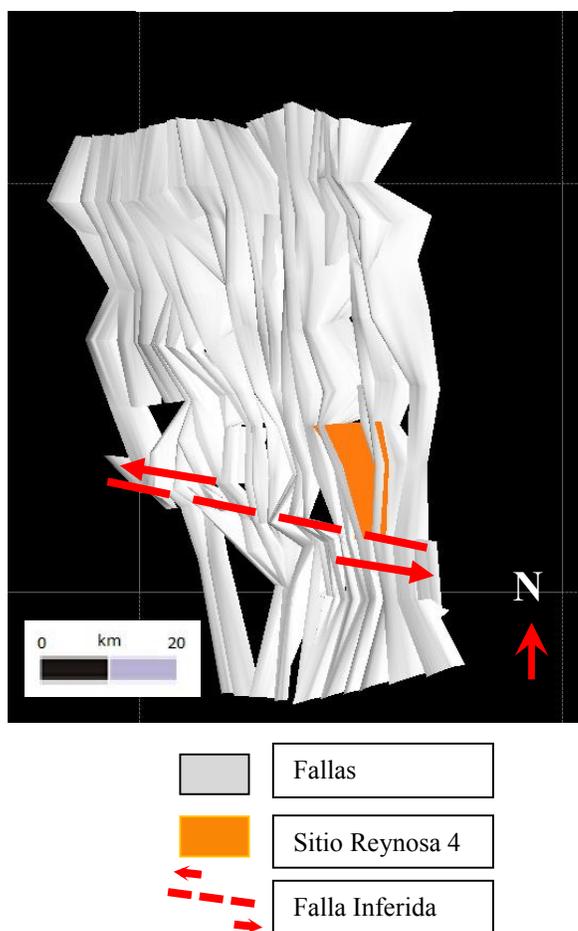


Figura 8.4. Vista en planta de los planos de falla en la zona de estudio. En el recuadro color naranja se observa el sitio Reynosa 4 dentro de una zona en la que se interpreta una falla lateral izquierda.



CAPÍTULO 9

CONCLUSIONES

Se seleccionó cuatro sitios para almacenamiento geológico de CO₂ (Reynosa 1, 2 ,3 y 4), donde la unidad objetivo es la Formación Jackson. Su ambiente de depósito es de plataforma continental y se encuentra dentro de trampas estructurales de anticlinal. Sus flancos tienen inclinaciones de 8 a 15°.

De acuerdo al ambiente de depósito y estructura de los sitios propuestos, los coeficientes de efectividad elegidos para el cálculo de la capacidad de almacenamiento efectivo son P10 =8.02, P50= 11.24 y P90 = 11.59, con los cuales pudimos estimar las capacidades de almacenamiento efectivo de:

RESERVORIO	GIGATONELADAS			ρ CO ₂
	P10	P50	P90	
Reynosa 1	3.41058119	4.77991678	4.9287576	640 kg/m ³
Reynosa 2	1.39947418	1.96135783	2.02243214	
Reynosa 3	0.30991351	0.43434262	0.44786752	
Reynosa 4	1.0347826	1.45024394	1.49540278	668 kg/m ³

El estudio estructural, empleando el software ReActiva, es una herramienta muy útil para poder conceptualizar las condiciones de los sitios propuestos y de esta manera disminuir el riesgo de encontrar condiciones desfavorables al momento de iniciar los proyectos de inyección. De acuerdo con el análisis del estado de esfuerzos regional, se proponen dos casos extremos que pueden presentarse en las regiones potenciales propuestas. En uno de ellos se considera un régimen de fallamiento normal con el esfuerzo horizontal mínimo en dirección este-oeste, en cuyo caso, las fallas pre-existentes serán reactivadas y no se crean nuevas fracturas, limitando el almacenamiento de fluidos. En el otro caso se considera un régimen de fallamiento normal en donde el peso de los sedimentos o esfuerzo verticales es igual al esfuerzo horizontal máximo ($S_v = S_H$) cuya dirección corresponde a la dirección del esfuerzo compresivo que se produce en una falla lateral izquierda de orientación WNW. En este caso las fallas pre-existentes no serán reactivadas y se crearán nuevas fracturas, lo cual favorece al almacenamiento del fluido. Si se encuentra un sitio con direcciones de esfuerzos locales iguales a las del segundo caso, se concluye que si la inyección del CO₂ es orientada en la dirección del esfuerzo horizontal máximo se alcanzará un régimen de fallamiento lateral el cual beneficia aún más el almacenamiento, al soportar mayor presión antes de poder reactivar una falla preexistente.

En el caso particular de la Provincia de Burgos, la metodología propuesta permite seleccionar sitios con las condiciones más favorables, cercanos a puntos emisores, con lo cual se cumple la demanda económica y a la vez se reducen riesgos al contar con una aproximación de primer orden, en la cual se obtienen ideas acerca de las condiciones generales de la región.



CAPÍTULO 10

PROPUESTAS

Realizar simulaciones numéricas más exactas que nos permitan predecir la evolución de la presión in situ, con el objetivo de tener un mayor control en la predicción de la deformación en el sitio propuesto; las cuales podrán ser llevadas a cabo una vez que se cuente con mayor información del complejo de almacenamiento.

Realizar modelaciones acopladas de procesos hidrogeoquímicos y geomecánicos, para saber de qué manera influyen las especies químicas presentes en el cambio de los módulos elásticos de las rocas del sistema para predecir con mayor certeza la deformación. Al precipitar nuevas especies minerales modifican el proceso de deformación. Este conducirá las rocas a zonas con cambios en las condiciones de presión y temperatura, en donde precipitarán nuevas especies que nuevamente modificarán el comportamiento de la deformación, constituyendo un proceso iterativo.

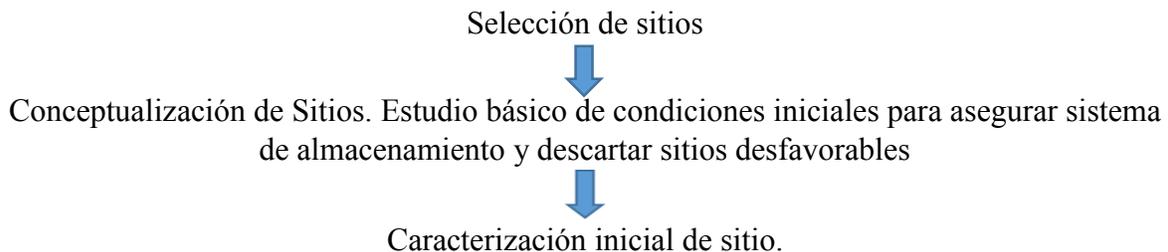
Realizar pruebas hidrogeoquímicas de laboratorio a condiciones del sitio propuesto para conocer la discrepancia entre los resultados de laboratorio y las simulaciones hidrogeoquímicas.

Realizar el análisis de reactivación de fallas con un software con la capacidad de cambiar las condiciones de las direcciones de esfuerzos para estudiar casos con estados no andersonianos y distintos arreglos geométricos de distribución de esfuerzos.

En el caso de inyección de CO₂ en una trampa de tipo anticlinal se recomienda que esta no sea solo en la base de la estructura, sino que sea realizada por niveles; pues como se observó en los modelos analógicos, el almacenamiento es efectivo solo en los horizontes en donde se inyecta.

Se propone implementar un paso adicional a la metodología propuesta por Gibson-Poole, 2009, la cual considera que el empleo de estudios estructurales y geomecánicos son requeridos solamente para la caracterización de sitio, mientras que en el desarrollo del presente estudio se vio necesario emplear estas herramientas en una etapa previa (conceptualización de sitio), debido a la observación de que incluso si un sitio presentaba litología, facies sedimentarias, estructura y sellos apropiados; si las orientaciones de fallas susceptibles a reactivación, eran desfavorables, este deberá ser descartado del conjunto de sitios propuestos.

El diagrama de flujo propuesto será el siguiente:





La metodología para selección de sitios consta de:

- a) Empleo de Sistemas de Información Geográfica para elaborar una evaluación multicriterio para detectar sub regiones potenciales para almacenamiento, el cual cuenta con consideraciones geológicas, tecno-económicas y ambientales.
- b) Escoger una sub región potencial, considerando que los sitios de almacenamiento propuestas en la escala de evaluación a Nivel Cuenca carecen de suficiente información para elaborar un modelo estático completo, por lo cual el área de estudio deberá ser mayor a la señalada por la evaluación multicriterio.
- c) A partir de perfiles sísmicos y secciones geológicas inrinterpretadas, analizar estructuras de interés.
- d) Analizar información de pozos sintetizándola en fichas técnicas descritas en los documentos Guía de Estimación de Capacidad Efectiva (CFE, 2013; publicación interna) en su Manual de Procedimientos, Evaluación Regional.
- e) Realizar una base de datos con la información sintetizada de los pozos y de las estructuras analizadas para seleccionar zonas con la mayor cantidad de información.
- f) Realizar un modelo geológico 3D en las zonas con mayor información para seleccionar regiones que cuenten con características de capacidad (porosidad), inyectabilidad (permeabilidad) y contención (trampa y roca sello) apropiadas para operaciones de almacenamiento geológico de CO₂, dentro de los límites de profundidad de 800 y 2,500 m en acuíferos con salinidad mayor a 10,000 ppm.
- g) Escoger estructuras idóneas (anticlinales) y analizar las pendientes de sus flancos, así como determinar el ambiente de depósito de la roca almacén para escoger los coeficientes de efectividad apropiados para estimar la capacidad de almacenamiento efectivo.

La metodología para conceptualización de sitio consta de:

- a) Determinación de la familia de fallas principales en las regiones propuestas.
- b) Análisis de la posibilidad de reactivación de fallas preexistentes o creación de nuevas fracturas considerando estados de esfuerzos regionales, bajo condiciones de inyección de fluidos y tomando en cuenta la familia de fallas principales.
- c) Modelos analógicos en ambientes controlados propios de una región propuesta para comprender el proceso de deformación y para seleccionar modelos analíticos que tengan aplicación en dichas regiones.



A partir del proceso de conceptualización de sitios, es posible comenzar a proponer un programa de monitoreo para futuros análisis. Con base en los parámetros analizados, se propone un programa de monitoreo que incluya:

- a) Determinación de esfuerzos in situ por medio de fracturamiento hidráulico o análisis de elongación de tubería, para de esta manera poder saber en cual caso se encuentra el sitio (Caso Extremo A, Caso Extremo B o un Caso Intermedio) y con ello predecir si se crean nuevas fracturas o se reactivan las fallas pre-existentes.
- b) Medición de deformación de terreno por medio de análisis de imágenes de satélite (InSAR) para corroborar el modelo analítico escogido o hacer adecuaciones al mismo.



REFERENCIAS

- Aarnes J.E., Carpenter M., Flach T., Solomon S., Sollie O.K., Johnsen K., Rósner O., 2010, CO₂QUALSTORE Guideline for Selection and Qualification of Sites and Projects for Geological Storage of CO₂. DNV Report No 2009-1425
- Abbaszadeh M., Takano O., Yamamoto H., Shimamoto T., Yazawa N., Murguía-Sandria F., Zamora-Guerrero D.H., Rodríguez de la Garza F., 2003, Integrated Geostatistical Reservoir Characterization of Turbidite Sandstone Deposits in Chicotepec Basin, Gulf of Mexico, SPE 84052, 15 p.
- Afrouz A.A., 1992, Practical handbook of rock mass classification systems and modes of ground failure, Boca Raton, Florida, CRC Press, 195 p.
- Alaniz-Álvarez, S.A., Nieto Samaniego, A.F., Tolson G., 1998, A graphical technique to predict slip along a pre-existing plane of weakness: Engineering Geology, 49, 53-60.
- Allmendinger, R.W., Hauge, T.A., Hauser, E.C., Potter, C.J., Klemperer, S.L., Nelson, K.D., Knuepfer, P., Oliver, J., 1987, Overview of the COCORP 40°N transect, western United States: the fabric of an orogenic belt. Geological Society of America Bull. 98. 308-319 pp.
- Alonso J., Navarro V., Calvo B., Asensio L., 2012, Hydro-mechanical analysis of CO₂ storage in porous rocks using a critical state model, International Journal of Rock Mechanics & Mining Sciences, vol. 54, pp. 19–26.
- Anderson. E.M., 1905, The dynamics of faulting. Trans. geol. Soc. Edin. Vol. 8, pp 393-402.
- Anderson. E.M., 1951, The Dynamics of Faulting and Dyke Formation (2nd edn). Oliver & Boyd, Edinburgh.
- Angus D.A., Verdon J.P., Fisher Q.J., Kendall J.M., Segura J.M., Kristiansen T.G., Crook A.J.L., Skachkov S., Yu J., Dutko M., 2011, Integrated fluid-flow, geomechanics and seismic modeling for reservoir characterization, CSEG RECORDER May 2011, pp. 26-35.
- APEC, 2012, Building capacity for CO₂ capture and storage in the APEC region: A training manual for policy makers and practitioners, 233 p.
- Aranda-Gómez J.J., Luhr J.F., Housh T.B., Valdez-Moreno G. y Chávez-Cabello G. (2005). El volcanismo tipo intraplaca del Cenozoico tardío en el centro y norte de México: una revisión, Bul. Soc. geol. Mex., LVII, 3, 187-225.
- Asia-Pacific Economic Cooperation (APEC), 2012, Building capacity for CO₂ capture and storage in the APEC region, 235 p.



- Auer H., 2013, Modern CO₂ Levels Far Exceed Any in the Past 800,000 Years (en línea) en The killing curve, San Diego, USA, Scripps Institution of Oceanography at UC San Diego disponible en <http://scripps.ucsd.edu/programs/keelingcurve/> y warmgloblog.blogspot.mx/2013/05/modern-co2-levels-are-far-higher-than_21.html. Consultado el 7 de mayo de 2014.
- Bachu, S., 2003, Screening and ranking of sedimentary basins for sequestration of CO₂ in geological media, *Environmental Geology*, Vol. 44, No. 3, 277-289 p.
- Bachu S., Bonijoly D., Bradshaw J., Burruss R., Holloway S., Christensen N.P., Mathiassen O.M., 2007, CO₂ storage capacity estimation: Methodology and gaps, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, Vol. 1, pp. 430-443.
- Bachu, S., 2008, CO₂ storage in geological media: Role, means, status and barriers to deployment, *Progress in Energy and Combustion Science*, Vol. 34, pp. 254-273.
- Bao J., Xu Z., Lin G., Fanga Y., 2013, Evaluating the impact of aquifer layer properties on geomechanical response during CO₂ geological sequestration, *Computers & Geosciences*, vol. 54, pp. 28-37.
- Belderson, R.H., Johnson, M.A., y Kenyon, N.H., 1982, Bedforms, en Stride, A.H. (ed.), *Offshore tidal sands: Chapman and Hill*, London, p. 27-57.
- Benson S.M, Cole D.R (2008) CO₂ sequestration in deep sedimentary formations. *Elements* Vol. 4, 325-331 pp.
- Bentham, M., Kirby, G., 2005, CO₂ Storage in Saline Aquifers: *Oil & Gas Science and Technology*, 60, 559-567.
- Biot M.A., 1941, General Theory of Three-Dimensional Consolidation, *Journal of Applied Physics*, Vol. 12, No. 2, pp. 155-164.
- Biot M.A., 1956, General Solutions of the Equations of Elasticity and Consolidation for a Porous Material, *Journal of Applied Mechanics*, Vol. 23, pp. 91-96.
- Boggs S.J., 2006, *Principles of sedimentology and stratigraphy*, Fourth Edition: New Jersey, Pearson Prentice Hall, 662 p.
- Boggs S.J., 2009, *Petrology of sedimentary rocks: Second edition*, Cambridge University Press, 600 p.
- Brennan, S. T., Burrus R., 2003, Specific Sequestration Volumes: A Useful Tool for CO₂ Storage Capacity Assessment, USGS, Report 03-452, 14 p.
- Byerlee J.D., 1978, Friction of rocks, in Byerlee J.D., y Wyss M., eds., *Rock friction and earthquake prediction: Pure and Applied Geophysics*, v. 116, 615-626.
- Campa-Uranga, M.F., y Coney P.J., 1983, Tectono-stratigraphic terranes and mineral



- resource distribution in Mexico: Canadian Journal of Earth Sciences, v. 20, p. 1040-1051.
- Cappa F., Rutqvist J., 2011, Modeling of coupled deformation and permeability evolution during fault reactivation induced by deep underground injection of CO₂, International Journal of Greenhouse Gas Control, vol. 5, pp. 336–346.
- CFE (2009). Programa de obras del sector eléctrico 2009-2018. México, D.F., Comisión Federal de Electricidad.
- CFE, 2013, Procedimiento para la Estimación de la Capacidad Efectiva de Almacenamiento Geológico de CO₂ en reservorios salinos, Publicación Interna, 18 p.
- Chalaturnyk, R.J. and Durocher, K.E. , 2005, The International Energy Agency Greenhouse Gas (IEAGHG) WeyburnMidale CO₂ Monitoring and Storage Project Case study of research into CO₂ injection and geological storage in depleted oilfields, en: Building capacity for CO₂ capture and storage in the APEC region, Anexo B, 20 p.
- Chávez-Álvarez, M.J., 2012. Condiciones físicas de emplazamiento del enjambre de diques de Nanchititla, sur de México: estudio mediante modelos analógicos. Tesis Doctoral.161 p.
- Chávez-Cabello, G., 2005, Deformación y magmatismo Cenozoico en el sur de la Cuenca de Sabinas, Coahuila, México: Juriquilla, Querétaro, Universidad Nacional Autónoma de México, Centro de Geociencias, Tesis doctoral, 226 p
- Chiaramonte L., 2008, Geomechanical characterization and reservoir simulation of a CO₂ sequestration project in a mature oil field, Teapot Dome, WY, Tesis de Doctorado, Standford University, 192 p.
- CIEMAT-IGME, 2007, Almacenamiento geológico de CO₂. Criterios de selección de emplazamientos, Informes Técnicos Ciemat, 1106, 108 p.
- Cobbold P.R., Castro L., 1999, Fluid pressure and effective stress in sandbox models, Tectonophysics, vol. 301, pp. 1–19.
- CO₂CRC, 2008, Storage Capacity Estimation, Site Selection and Characterization for CO₂ Storage Projects, CO₂CRC Report No. RPT08-1001, 60 p.
- CSLF, 2005, Discussion Paper on CO₂ Storage Capacity Estimation (Phase 1); “A taskforce for review and development of standards with regards to storage capacity measurement”, presented to the Technical and Policy Working Group Meeting of the Carbon Sequestration Leadership Forum in Berlin in September 2005, CSLF Taskforce: Storage Capacity Estimation, 16 p.
- Dávila-Serrano, M., 2011, Viabilidad técnica y ambiental para el almacenamiento geológico de CO₂ en México, Instituto Politécnico Nacional, Tesis de Doctorado, 195 p.



- 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*, 5 (5), 408-414.
- Davis G.H., Reynolds S.J., 1996, *Structural geology of rocks and regions*, John Wiley & Sons Inc., 776 p.
- Darling T., 2006, *Krechba overburden review*. In Sala JIP report, April 2006.
- Day-Lewis A.D.F., 2007, *Characterization and Modeling of in situ Stress Heterogeneity*, Stanford University, Tesis de Doctorado, 121 p.
- Delprat-Jannaud F., Korre A., Shi J.Q., McConnell B., Arvanitis A., Boavida D., Car M., Gastine M., Grunnaleite I., Bateman K., Poulssen N., Sinayuc C., Vähäkuopus T., Vercelli S., Wójcicki A., 2013, *State of the art review of CO₂ Storage Site Selection and Characterisation Methods*. CGS Europe report No. D3.3, KorreA.,McConnell B., Delprat-Jannaud F. (Eds.), 116 p.
- 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.
- Dewey, J.F., 1988, *Extensional collapse of orogens*, *Tectonics*, Vol. 7. 1123-1139 pp.
- Dickinson, W., y Lawton, T., 2001, *Carbonaceous to Cretaceous assembly and fragmentation of Mexico*: *GSA Bulletin*, v. 113, p. 1142-1160.
- DOE/NETL, 2008, *Carbon Sequestration Atlas of the United States and Canada*, 140 p.
- DOE/NETL, 2009, *Best practices for: Monitoring, Verification, and Accounting of CO₂ Stored in Deep Geologic Formations*, Department of Energy, 132 p.
- DOE/NETL, 2011, *Risk Analysis and Simulation for Geologic Storage of CO₂*, Department of Energy, 110 p.
- Echánove, E. O., 1986, *Geología petrolera de la Cuenca de Burgos*: *Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros*, 38, 1-74.
- Eguiluz, de Antuñano S., 2009, *The Yegua Formation: Gas play in the Burgos Basin*, en Bartolini, C., Román Ramos, J.R., (eds.), *Petroleum Systems in the Southern Gulf of Mexico*: *American Association Petroleum Geologists Memoir*, 90, 49-77.
- 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*, 63 (2), 323-332.
- Eguiluz de Antuñano, S., 2011, *Estratigrafía, análisis de secuencias y control estructural en*



- la Formación Yegua, Cuenca de Burgos, noreste de México: Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, 63 (2), 171-181.
- Energy Technology Laboratory, Department of Energy (NETL-DOE), 2013, Best practices of Monitoring, Verification and Accounting of CO₂ in Deep Geologic Formations, 132 p.
- Ennis-King, J. and Paterson, L. (2001) Reservoir Engineering Issues in the Geological Disposal of Carbon Dioxide. In: Williams, D., Durie, B., McMullan, P., Paulson, C. and Smith, A. (eds) GHGT-5 Greenhouse Gas Control Technologies, Collingwood, Australia, CSIRO, 290-295.
- Ferrari, L., Takahiro, T., Mugihiko, E., Orozco-Esquivel, M. T., Petrone, C., Jacobo-Albarrán, J., López-Martínez, M., 2005, Geology, geochronology and tectonic setting of late Cenozoic volcanism along the southwestern Gulf of Mexico: The Eastern Alkalic Province revisited: Journal of Volcanology and Geothermal Research, 146(4), 284-306.
- Fiduk, J. C., Weimer, P., Trudgill, B. D., Rowan, M. G., Gale, P. E., Korn, B. E., Phair, R. L., Roberts, G. R., Gafford, W. T., Lowe, R. S., Queffelec, T. A. (1999), The Perdido fold belt, northwestern deep Gulf of Mexico: Part 2. Seismic stratigraphy and petroleum systems: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, v. 83, 578-612.
- Fletta M., Gurton R., Weir G., 2007, Heterogeneous saline formations for carbon dioxide disposal: Impact of varying heterogeneity on containment and trapping, Journal of Petroleum Science and Engineering, vol. 57, pp. 106–118.
- Fleury M., Pironon J., Le Nindre Y.M., Bildstein O., Berne P., Lagneau V., Broseta D., Pichery T., Fillacier S., Lescanne M., Vidal O., 2011, Evaluating Sealing Efficiency of Caprocks for CO₂ Storage: an Overview of the Geocarbone Integrity Program and Results, Energy Procedia vol. 4, pp. 5227–5234.
- Flórez-Niño J.M., 2005, Integrating geology, rock physics and seismology for reservoir-quality prediction, Tesis de Doctorado, Stanford University, 211 p.
- Flotte, N., Martínez-Reyes, J., Rangin, C., Le Pichon, X., Husson, L., Trady, M., 2008, The Rio Bravo fault, a major late Oligocene left-lateral shear zone: Bulletin de la Société Géologique de France, 179 (2), 147-160.
- Fredrich J.T., Fossum A.F., 2002, Large-Scale Three-Dimensional Geomechanical Modeling of Reservoirs: Examples from California and the Deepwater Gulf of Mexico, Oil & Gas Science and Technology– Rev. IFP, Vol. 57, No. 5, pp. 423-441.
- Galland O., Scheibert, J., 2013. Analytical model of surface uplift above axisymmetric flatlying magma intrusions: Implications for sill emplacement and geodesy. Journal of Volcanology and Geothermal Research 253, pp. 114-130.



- Galloway, W.E., Ganey-Curry, P.E., Xiang, L., and Buffler, R.T., 2000, Cenozoic depositional history of the Gulf of Mexico basin: American Association of Petroleum Geologists Bulletin, 84, 1743-1774.
- Galloway, W. E., Whiteaker T. L., Ganey-Curry, P., 2011, History of Cenozoic North American drainage basin evolution, sediment yield, and accumulation in the Gulf of Mexico basin, Geosphere, v. 7 (4), 938–973
- Gambolati, G., 1972, A three dimensional model to compute land subsidence: Bulletin of the International Association of Hydrological Science, 17, 219-226.
- Geertsma, J. 1973. A basic theory of subsidence due to reservoir compaction: the homogeneous case: Verhandelingen Kon. Ned. Geol. Mijhbouwkw, v. 28, p. 43-62.
- Gibson-Poole, C.M., 2009, Site characterisation for geological storage for carbon dioxide: examples of potential sites from the North West Shelf, Australia, The University of Adelaide, Tesis de Doctorado, 500 p.
- Gillcrist, R., Coward, M., Mugnier, J.L., 1987, Structural inversion and its controls-examples from the Alpine Foreland and the French Alps: Geo-dinámica Acta, Vol. 1, 5-34 pp.
- Global CCS Institute 2011, The global status of CCS: 2011, Canberra, Australia, 143 p.
- Global CCS Institute, 2014, In Salah CO₂ Storage, (en línea: <http://www.globalccsinstitute.com/project/salah-co2-storage>) consultado 27 de noviembre de 2014.
- Goldhammer, R.K., 1999, Mesozoic sequence stratigraphy and paleogeographic evolution of northeast of Mexico, en Bartolini, C., Wilson, J.L., Lawton, T.F., (eds.), Mesozoic sedimentary and tectonic history of north-central Mexico: Boulder, Colorado, Geological Society of America, Special Paper, 340, 1-58.
- Govindarajan S., 2012 Geomechanical characterization of reservoir and caprocks for CO₂ sequestration, Tesis de Maestría, Missouri University of Science and Technology, 120 p.
- Gracia -Marroquín, D. A., 2013, Simulación de sistemas gravitacionales ligados extensión-acortamiento en la zona del Golfo de México Norte, mediante modelos analógicos, Universidad Nacional Autónoma de México, Tesis de Maestría, 131 p.
- Grataloupp S., Bonijoly D., Brosse E., Dreux R., García D., Hasanov V., Lescanne M., Renoux P., Thoraval A., 2009, A site selection methodology for CO₂ underground storage in deep saline aquifers: case of the Paris Basin, Energy Procedia Vol. 1, No. 1, pp. 2929-2936.
- Heidbach, O., J. Reinecker, M. Tingay, B. Müller, B. Sperner, K. Fuchs, and F. Wenzel, 2007, Plate boundary forces are not enough: Second and third-order stress patterns



- highlighted in the World Stress Map database, *Tectonics*, Vol. 19, TC6014, 19 p.
- Heidbach, O., Tingay, M., Barth, A., Reinecker, J., Kurfeß, D., and Müller, B., 2008, The 2008 release of the World Stress Map: available online at www.world-stress-map.org.
- Hernández-Mendoza, J. J., DeAngelo, M. V., Wawrzyniec, T. F., Hentz, T. F., 2008, Major structural elements of the Miocene section, Burgos Basin, northeastern Mexico: *The American Association of Petroleum Geologists*, 92 (11), 1479-1499.
- Higgins S.M., 2012, Geomechanical modeling as a reservoir characterization tool at Rulison Field, Piceance Basin, Colorado, Tesis de Maestría, Colorado School of Mines, 135 p.
- Höller S., Viebahn P., 2011, Assessment of CO₂ Storage Capacity in Geological Formations of Germany and Northern Europe, *Energy Procedia*, Vol. 4, 4897–4904.
- Hüneke H., Mulder T., 2011, *Deep-sea sediments*: Elsevier B.V., 849 p.
- Iding M., Ringrose P., 2010, Evaluating the impact of fractures on the performance of the In Salah CO₂ storage site, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 4, pp. 242–248.
- International Energy Agency and Organization for Economic Cooperation and Development (IEA/OECD), 2008. *Energy Technology Perspectives 2008. Scenarios and Strategies to 2050*. IEA/OECD, Paris, 643 p.
- IEA, 2008, *Carbon Capture and Storage: meeting the challenge of climate change*, 45 p.
- IEA, 2008, *Geologic Storage of Carbon Dioxide: Staying safely underground*, 27 p.
- IEA Greenhouse Gas R&D Programme (IEA GHG), 2009, *Development of Storage Coefficients for CO₂ Storage in Deep Saline Formations*, 118 p.
- IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), 2005 In: Metz B, Davidson O, de Coninck HC, Loos M, Mayer LA, editors. *Special report on carbon dioxide capture and storage*. Cambridge, UK, and New York, NY, USA: Cambridge University Press.
- IPCC, 2007, *Climate Change 2007: The Physical Science Basis. Contribution of working Group 1 to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*. Solomon, S., Qin, D., Manning, M., Chen, Z., Marquis, M., Averyt, K.B., Tignor, M., Miller, H.L. (Eds.), Cambridge University Press: New York, 996 pp.
- Kaldi, J., G., Gibson-Poole, C., M. 2008, Storage capacity estimation, site selection and characterisation for CO₂ storage projects. CO₂CRC, Report No. RPT08-1001, 54 p.
- Keppie, D.J., 2004, *Terranes of Mexico revisited: a 1.3 billion year odyssey*: International



Geology Review, v. 46, p. 765-794.

- Khalil, M.A.K. 2000. Atmospheric methane: An introduction. In: M.A.K. Khalil (Ed.) Atmospheric methane, its role in the global environment. Springer-Verlag. Berlín, 1-8 p.
- Kim K., 1991, Characterization of the state of in situ stresses by hydraulic fracturing method at the Exploratory Shaft site, Ellis County, Tx for the Superconducting Super Collider project, Columbia University, 116 p.
- Kopp A., Class H., Helmig R., 2009, Investigations on CO₂ storage capacity in saline aquifers Part 1. Dimensional analysis of flow processes and reservoir characteristics, International Journal of Greenhouse Gas Control, Vol. 3, pp. 263–276.
- Kreemer, C., Holt W.E., 2001, A no-net-rotation model of present-day surface motions, Geophysical Research Letters, 28, 4407-4410.
- Leclère, H., Fabbri, O., 2013, A new three-dimensional method of fault reactivation analysis: Journal of Structural Geology, 48, 153, 161.
- Lee J., Min K.B., Rutqvist J., 2013, Probabilistic Analysis of Fracture Reactivation Associated with Deep Underground CO₂ Injection, Rock Mech Rock Eng, vol. 46, pp. 801–820.
- Lee J., Min K.B. Rutqvist J., 2013, Ground heaving and leakage analysis for sequestration of CO₂ in geological media considering fractures in caprock, Energy Procedia, vol. 37, pp. 4504–4510.
- Le Roy C., Rangin, C., 2008, Cenozoic crustal deformation of the offshore Burgos basin region (NE Gulf of Mexico). A new interpretation of deep penetration multichannel seismic reflection lines: Bulletin de la Societe Geologique De France, 179, (2), 161-174.
- Lister J.R., 1990, Buoyancy-driven fluid fracture: the effects of material toughness and of low-viscosity precursors, J. Fluid Mech., vol. 210, pp. 263-280.
- Lister J.R., 1990, Buoyancy-driven fluid fracture: similarity solutions for the horizontal and vertical propagation of fluid-filled cracks, J. Fluid Mech. (1990), vol. 217, pp. 213-239.
- López R., Cameron K. L., Jones N.W., 2001. Evidence of Paleoproterozoic, Grenvillian and Pan-African age Gondwanan crust beneath northeastern Mexico: Precambrian Research, vol. 107, pp 195-214.
- Lucier A.M., 2007, Geomechanical analysis applied to geological carbon dioxide sequestration, induced seismicity in deep mines, and detection of stress-induced velocity anisotropy in sub-salt environments, Tesis de Doctorado, Standford University, 177 p.
- Lucier A., Zoback M., Gupta N., Ramakrishnan T. S., 2006, Geomechanical aspects of CO₂ sequestration in a deep saline reservoir in the Ohio River Valley region,



Environmental Geosciences, vol. 13, no. 2, pp. 85 –103.

Magri F., Tillner E., Wang W., Watanabe N., Zimmermann G, Kepka T., 2013, 3D hydro-mechanical scenario analysis to evaluate changes of the recent stress field as a result of geological CO₂ storage, Energy Procedia, vol. 40, pp. 375 – 383.

Menand, T., and S. R. Tait, 2002. The propagation of a buoyant liquid-filled fissure from a source under constant pressure: An experimental approach, J. Geophys. Res., 107(B11), 2306, doi:10.1029/2001JB000589, pp. 1-14.

Michael K., Allinson G, Golab A, Sharma S., Shulakova V., 2009, CO₂ storage in saline aquifers II – experience from existing storage operations, Energy Procedia, Vol. 1, pp. 1973-1980.

Michael, K.; Arnot, M.; Cook, P., Ennis-King, J., Funnell, R, Kaldi, J., Kirste, D., L. Paterson, 2009, CO₂ storage in saline aquifers I – current state of scientific knowledge: Energy Procedia, 1, 3197-3204.

Michael K., Golab A., Shulakova V., Ennis-King J., Allinson G., Sharma S., Aiken T., 2010, Geological storage of CO₂ in saline aquifers—A review of the experience from existing storage operations, International Journal of Greenhouse Gas Control, Vol. 4, pp. 659–667.

Mitra, S., 1993, Geometry and kinematics evolution of inversion structures, AAPG Bulletin, Vol. 77, pp 1159-1191.

Morris, A., Ferrill, D.A., Henderson, D.B., 1996. Slip-tendency analysis and fault reactivation. Geology, Vol. 24, pp 275-278.

Morris J.P., Hao Y., Foxall W., McNab W., 2011, A study of injection-induced mechanical deformation at the In Salah CO₂ storage project, International Journal of Greenhouse Gas Control, vol. 5, pp. 270–280.

Morley C.K., 1999, How successful are analogue models in addressing the influence of pre-existing fabrics on rift structure? Journal of Structural Geology, vol. 21, pp. 1267-1274.

Morley C.K., Haranya C., Phoosongsee W., Pongwapee S., Kornsawan A., Wonganan N. , 2004, Activation of rift oblique and rift parallel pre-existing fabrics during extension and their effect on deformation style: examples from the rifts of Thailand, Journal of Structural Geology, vol. 26, pp. 1803–1829.

Mota-Nieto, J., 2013, Evaluación de la capacidad de almacenamiento geológico de CO₂ en la región de San Fernando, Tamaulipas, Tesis de Licenciatura, 63 p.

Mourgues R., Cobbold P.R., 2003, Some tectonic consequences of fluid overpressures and seepage forces as demonstrated by sandbox modeling, Tectonophysics, Vol. 376, pp. 75-97.



- Mourgues R., Cobbold P.R., 2006, Sandbox experiments on gravitational spreading and gliding in the presence of fluid overpressures, *Journal of Structural Geology*, vol. 28, pp. 887–901.
- National Energy Technology Laboratory, Department of Energy (NETL-DOE), 2010, Risk Analysis and Simulation for Geologic Storage of CO₂, DOE/NETL-2011/1459, 110 p.
- National Energy Technology Laboratory, Department of Energy (NETL-DOE), 2013, Best practices of Site Screening, Selection, and Initial Characterization for Storage of CO₂ in Deep Geologic Formations, 110 p.
- National Resources Canada, SENER, CFE, DOE, NETL, 2012, The North America Carbon Storage Atlas, 52 p.
- Nichols G., 2009, *Sedimentology and Stratigraphy*, Second edition: John Wiley & sons, 419 p.
- Nieto-Samaniego A.F., Alaniz-Álvarez S.A., Camprubí A., 2005, La Mesa Central de México: estratigrafía, estructura y evolución tectónica cenozoica, *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*, Volumen Conmemorativo del Centenario, Tomo LVII, No. 3, pp. 285-318.
- Oelkers EH, Gislason SR, Matter J (2008) Mineral carbonation of CO₂. *Elements*, vol. 4, pp. 333-337.
- Ortiz-Ubilla, A., Tolson, G., 2004, Interpretación estructural de una sección sísmica en la región Arcabuz–Culebra de la Cuenca de Burgos, NE de México: *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, 21, 226-235.
- Ouellet A., Bérard T., Desroches J., Frykman P., Welsh P., Minton J., Pamukcu Y., Hurter S., Schmidt-Hattenberger C., 2011, Reservoir geomechanics for assessing containment in CO₂ storage: a case study at Ketzin, Germany, *Energy Procedia*, vol. 4, pp. 3298–3305.
- Padilla y Sánchez, R. J., 1986, Post Paleozoic tectonics of northeast Mexico and its role in the evolution of the Gulf of Mexico: *Geofísica Internacional*, 25, 157-206.
- Padilla y Sánchez, R. J., 2007, Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México: *Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana*, 59, 19-42.
- Padilla y Sánchez, R.J., I. Domínguez Trejo, A.G. López Azcárraga, J. Mota Nieto, A.O. Fuentes Menes, F. Rosique Naranjo, E.A. Germán Castelán, S.E. Campos Arriola, 2013, Tectonic Map of Mexico GIS Project, Universidad Nacional Autónoma de México, American Association of Petroleum Geologists GIS Open Files series, <http://www.datapages.com/AssociatedWebsites/GISOpenFiles.aspx> (consultado 22 de



febrero de 2014).

Pan P.Z., Rutqvist J., Feng X.T., Yan F., 2014, An Approach for Modeling Rock Discontinuous Mechanical Behavior Under Multiphase Fluid Flow Conditions, *Rock Mech Rock Eng*, vol. 47, pp. 589–603.

PEMEX-PEP, 2013, Provincia Petrolera Burgos, Pemex Exploración y Producción, Subdirección de Exploración, 27 p.

Pérez-Cruz, G. A., 1992, Geologic Evolution of the Burgos Basin, Northeastern Mexico: Houston, Texas, Rice University, tesis doctoral, 155 p.

Perkins, E. H., 2005, The Saline Aquifer CO₂ Storage Project Case study of CO₂ storage in an underground salt aquifer, en *APEC: Building capacity for CO₂ capture and storage in the APEC region*, Anexo A, 15 p.

Peterson, J.A., 1985. *Petroleum Geology and Resources of Northeastern Mexico*: U.S. Geological Survey. Circular 943.30 p.

Pindell, J.L., and Kennan, L., 2009, Tectonic evolution of the Gulf of Mexico, Caribbean and northern South America in the mantle reference frame: an update, *Geological Society of London Special Publication*, v.328, 1-55.

Pollard D, and Fletcher R, 2005. *Fundamentals of structural geology*. Cambridge University Press, Cambridge.

Prasad P.S.R., Srinivasa-Sarma D., Sudhakar L., Basavaraju U., Ravi S. Singh, Zahida-Begum , Archana K.B., Chavan C.D., Charan S.N., 2009, Geological sequestration of carbon dioxide in Deccan basalts: preliminary laboratory study, *Current Science*, Vol. 96, No. 2, pp. 288-291.

Ragan D.M., 2009, *Structural geology: An introduction to geometrical techniques*: New York, Cambridge University Press, 602 p.

Ramos-Zúñiga L.G., Medina-Ferrusquia H.C., Montalvo-Arrieta J.C., 2012, Patrones de sismicidad en la curvatura de Monterrey, noreste de México, *Revista Mexicana de Ciencias Geológicas*, v. 29, No. 2, 572-589 pp.

Ranalli G. & Yin. Z.-M. 1990. Critical stress difference and orientation of faults in rocks with strength anisotropies: the two dimensional case. *J. Struct. Geol.*, Vol. 12, pp 1067-1071.

Rinaldi A. P., Rutqvist J., and Jeanne P., 2013, Geomechanical effects on CO₂ leakage through fault zones during large-scale underground injection, *ARMA 13-255*, 10 p., 47th US Rock Mechanics / Geomechanics Symposium held in San Francisco, CA, USA, 23-26 June 2013.



- Robin, C., 1981, Relations volcanologie-magmatologie-géodynamique: Application au passage entre volcanisme alcalin et andésitique dans le Sud mexicain: Clermont-Ferrand, Auvernia, Francia, Université Blaise Pascal Clermont-Ferrand II, tesis doctoral, 503 p.
- Rohmer J., Seyedi D.M., 2010, Coupled large scale hydromechanical modelling for caprock failure risk assessment of CO₂ storage in deep saline aquifers, *Oil & Gas Science and Technology*, vol. 65, no. 3, pp. 503-517.
- Ruiz Rivas, C. y Lomba Falcón, L., 2008: Formaciones Favorables para el Almacenamiento de CO₂ en la Cuenca de Almazán, *Informes Técnicos CIEMAT*, 1132, 116 pp.
- Ruiz C., 2009, Almacenamiento geológico de CO₂: Criterios de selección de emplazamientos, 9º Congreso Nacional de Medio Ambiente: Cumbre del desarrollo sostenible, *Comunicación Técnica*, 32 p.
- Rutqvist J., Birkholzer J., Cappa F., Tsang C.F., 2007, Estimating maximum sustainable injection pressure during geological sequestration of CO₂ using coupled fluid flow and geomechanical fault-slip analysis, *Energy Conversion and Management*, vol. 48, pp. 1798–1807.
- Rutqvist J., Vasco D.W., Myer L., 2010, Coupled reservoir-geomechanical analysis of CO₂ injection and ground deformations at In Salah, Algeria, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, vol. 4, pp.225–230.
- Rutqvist, J., 2012, The Geomechanics of CO₂ Storage in Deep Sedimentary Formations: *GeotechGeolEng*, 30,525–551.
- Rutter E.H., Glover C.T., 2012, The deformation of porous sandstones; are Byerlee friction and the critical state line equivalent?, *Journal of Structural Geology*, vol. 44, pp. 129-140.
- Sedlock, R.L., Ortega-Gutiérrez F., y Speed F.C., 1993, Tectonostratigraphic terranes and tectonic evolution of Mexico: *Geological Society of America Special Paper*, v. 278, p. 153.
- Seibel BA, Walsh PJ, 2001. Potential impacts of CO₂ injection on deep-sea biota. *Science*, vol. 20, pp. 294-319.
- SEI-EPA-GSNI-GSI, 2008, Assessment of the Potential for Geological Storage of CO₂ for the Island of Ireland, Cooperative Research Centre for Greenhouse Gas Technologies (CO₂CRC), Australia, 164 p.
- SEMARNAT, 2007. Estrategia Nacional para el Cambio Climático. SEMARNAT. México.
- SENER-CFE, 2012. Atlas de Almacenamiento Geológico de CO₂ México. Primera Edición.
- SENER, 2014, Mapa de Ruta Tecnológica de CCUS en México, 14 p.



- Servicio Geológico Mexicano (SGM), 2008, Carta Geológica-Minera Linares G14-11, escala 1:250,000: Pachuca, Hgo, 1 mapa.
- Servicio Geológico Mexicano (SGM), 2008, Carta Geológica-Minera Matamoros G14-6-9-12, escala 1:250,000: Pachuca, Hgo, 1 mapa.
- Servicio Geológico Mexicano (SGM), 2008, Carta Geológica-Minera Reynosa G14-5, escala 1:250,000: Pachuca, Hgo, 1 mapa.
- Servicio Geológico Mexicano (SGM), 2008, Carta Geológica-Minera Río Bravo G14-8, escala 1:250,000: Pachuca, Hgo, 1 mapa.
- Shi J.Q., Durucan S., 2009, A coupled reservoir-geomechanical simulation study of CO₂ storage in a nearly depleted natural gas reservoir, *Energy Procedia* vol. 1, pp. 3039–3046.
- Sibson, R.H., 1974, Frictional constraints on thrust, wrench, and normal faults. *Nature*, Vol. 249, pp 542-544.
- Sibson, R.H., 1985. A note on fault reactivation. *Journal of Structural Geology*, Vol. 7, pp 751-754.
- Singh N., 2004, A system perspective for assessing carbon dioxide capture and storage opportunities, Massachusetts Institute of Technology, Tesis de Maestría, 89 p.
- Solomon, S., 2007, Carbon Dioxide Storage: Geological Security and Environmental Issues - a Case Study on the Sleipner Gas field in Norway, *The Bellona Foundation Fact Sheet*, Oslo, Norway, 128 p.
- Strebelle S., Payrazyan K., 2002, Modeling of a deepwaterturbidite reservoir conditional of seismic data using multiple point geostatistics, *SPE International* 77425, 10 p.
- Suárez Diaz, I., 2007, Transporte y almacenamiento de CO₂. Producción de electricidad mediante el carbón: el reto del CO₂. I. G. y. m. d. España, Alicante, Grupo de Almacenamiento Geológico, 51p.
- Suter M., 1987, Orientational data on the state of stress in northeastern Mexico as inferred from stress-induced borehole elongations, *Journal of Geophysical Research*, Vol. 92, pp. 2617-2626.
- Suter M., 1991, State of stress and active deformation in Mexico and western Central America, in Selmons D.B., Engdahi E.R., Zoback M.D., Blackwell D.D., eds., *Neotectonics of North America: Boulder, Colorado, Geological Society of America, Decade Map Volume 1*, pp. 401-421.
- Tingay, M., 2009. State and origin of present-day stress fields in sedimentary basins, in Rod Lovibond (ed), *Australian Society of Exploration Geophysicists 20th International*



- Conference and Exhibition, Feb 22 2009. Adelaide: CSIRO Publishing.
- Tong, H., Yin, A., 2011. Reactivation tendency analysis: a theory for predicting the temporal evolution of preexisting weakness under uniform stress state. *Tectonophysics*, Vol. 503, pp 195-200.
- Trenberth, K.E., Fasullo, J.T., Kiehl, J., 2008, Earth's global energy budget, *American Meteorological Society*, 311-324 pp.
- 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.
- Turcotte, D.L., Schubert, G., 2002. *Geodynamics*. Cambridge University Press, Cambridge.
- Twiss R.J., Moores E.M., 1992, *Structural Geology*: New York, W.H. Freeman and Company, 497 p.
- University NAVSTAR Consortium (UNAVCO), 2013, Global Strain Rate Map Project: Model Results (en línea), disponible en http://sps.unavco.org/crustal_motion/dxdt/model/, consultado 8 de enero de 2015.
- Van der Pluijm B.A., Marshak S., 2004, *Earth structure: an introduction to structural geology and tectonics*, Second edition: New York-London, W.W. Norton and Company, 656 p.
- Vandeweyer V., van der Meer B., Kramers L., Neele F., Maurand N., Le Gallo Y., Bossie-Codréanu D., Schäfer F., Evans D., Kirk K., Bernstone C., Stiff S., Hull W., 2009, CO₂ Storage in Saline Aquifers: In the Southern North Sea and Northern Germany, *Energy Procedia*, vol. 1, pp. 3079–3086.
- Vasco D.W., Ferretti A., 2005, On the use of quasi-static deformation to understand reservoir fluid flow, *Geophysics*, vol. 70, no. 4, pp. 13-27.
- Vasco, D. W., Rucci A., Ferretti A., Novali F., Bissell R. C., Ringrose P. S., Mathieson A. S., Wright I. W., 2010, Satellite-based measurements of surface deformation reveal fluid flow associated with the geological storage of carbon dioxide, *Geophysical Research Letters*, vol. 37, L03303, pp. 1-5.
- Verdon J.P., 2010, *Microseismic Monitoring and Geomechanical Modelling of CO₂ Storage in Subsurface Reservoirs*, Tesis de Doctorado, University of Bristol, 194 p.
- Vermeylen J.P., 2011, *Geomechanical Studies of the Barnett Shale, Texas, USA.*, Stanford University, Tesis de Doctorado, 129 p.
- Viera-Décida F., Ramírez-Fernández J.A., Velasco-Tapia F., Orozco-Esquivel M.T., 2009,



- Relaciones petrogenéticas del magmatismo en la Provincia Alcalina Oriental Mexicana, *Ciencia UANL*, Vol. XII, No. 1, 42-49.
- Vilarrasa V, Bolster D, Olivella S, Carrera J., 2010, Coupled hydromechanical modeling of CO₂ sequestration in deep saline aquifers: *International Journal of Greenhouse Gas Control*, 4, 910–919
- Vilarrasa V., Olivella S., Carrera J., 2011, Geomechanical stability of the caprock during CO₂ sequestration in deep saline aquifers, *Energy Procedia*, vol. 4, pp. 5306–5313.
- Walker R.G., James N.P., 1992, Facies models response to sea level changes: Ontario, *Geological Association of Canada*, 409 p.
- Wickstrom L.H., Venteris E.R, Slucher E.R., Carter K.M., McDonald J.R., Johyn A., Greb S.F., Baum G.R., Harrison W.B., Hohn M.E., 2006, Geologic storage options and capacities for carbon dioxide sequestration in the Midwest Regional Carbon Sequestration Partnership (MRCSP), Fifth Annual Conference on Carbon Capture and Sequestration-DOE/NETL on May 8-11, 2006: *Conference Proceedings*, 23 p.
- Wilson, J.L., 1990, Basement structural controls on Mesozoic carbonates facies in northeastern Mexico: A review, en Tucker, M.E., Wilson, J.L., Crevello, P.D., Sarg, J.R., Read, J.F. (eds.), *Carbonate platforms, facies, sequences and evolution: International Association of Sedimentologists, Special Publication*, 9, 235-255.
- Wolhart, S. L., S. Berumen, C. L. Cipolla, C. A. Barton, and P. T. Branagan (2000) Use of hydraulic fracture diagnostics to optimize fracturing jobs in the Arcabuz–Culebra field, paper presented at SPE Rocky Mountain Regional/Low-Permeability Reservoirs Symposium and Exhibition, SPE Paper 60314.
- Yin S., 2008, *Geomechanics-Reservoir Modeling by Displacement Discontinuity-Finite Element Method*, Tesis de Doctorado, University of Waterloo, 141 p.
- Yin, Z.M., Ranalli, Giorgio, 1992, Critical stress difference, fault orientation and slip direction in anisotropic rocks under non-Andersonian stress systems: *Journal of Structural Geology*, 14, 237-244.
- Zhou Q., Birkholzer J.T., Tsang C.F., Rutqvist J., 2008, A method for quick assessment of CO₂ storage capacity in closed and semi-closed saline formations, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, Vol. 2, pp. 626-639.
- Zoback M.D., Hanna R., Lucier A., 2006, *Geomechanics and CO₂ Sequestration*, GCEP Technical Report, 2006, 12 p.
- Zoback M.L., and Zoback M., 1980, State of Stress in the Conterminous United States, *Journal of Geophysical Research*, Vol. 85, No. B11, pp. 6113-6156.
- Zoback, M. L., 1992, First- and second-order patterns of stress in the lithosphere: The



World Stress Map project, J. Geophys. Res., 97(B8), 11,703 – 11,728.

Zoback, M.D., 2010, Reservoir Geomechanics, Cambridge University Press, 461 p.