



**UNIVERSIDAD NACIONAL AUTÓNOMA DE MÉXICO**

---

**FACULTAD DE INGENIERÍA**

**Evaluación de horizontes potenciales  
para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>  
en acuíferos salinos profundos de una  
región en la Provincia de Burgos.**

**TESIS**

Que para obtener el título de

**Ingeniera Geóloga**

**P R E S E N T A**

Cristina Ayala Monroy

**DIRECTOR DE TESIS**

Ing. Bernardo Martell Andrade



Ciudad Universitaria, Cd. Mx., 2016



## Contenido

<b>Resumen</b> .....	<b>1</b>
<b>Abstract</b> .....	<b>2</b>
<b>1. Introducción</b> .....	<b>4</b>
<b>2. Objetivos</b> .....	<b>7</b>
<b>3. Almacenamiento Geológico de CO<sub>2</sub> en México</b> .....	<b>9</b>
3.1    Antecedentes .....	9
3.2    Evaluación escala País.....	14
3.3    Evaluación escala Cuenca .....	14
3.4    Evaluación escala Regional .....	14
<b>4. Evaluación Regional de la Provincia de Burgos</b> .....	<b>17</b>
4.1    Generalidades.....	17
4.2    Metodología.....	23
4.2.1    Identificación de Regiones Potenciales .....	25
4.2.2    Selección de Regiones Potenciales .....	33
4.2.3    Valoración de Regiones Potenciales Seleccionadas.....	36
<b>5. Evaluación de horizontes potenciales en una Región</b> .....	<b>38</b>
5.1    Metodología.....	38
5.1.1    Reevaluación de la información de la región seleccionada .....	39
5.1.2    Edición, estandarización y correcciones de registros de pozos .....	43
5.1.3    Integración de información de laboratorio .....	44
5.1.4    Identificación de intervalos geológicos potenciales .....	45
5.1.5    Evaluación de horizontes geológicos.....	48
5.1.6    Cálculo de propiedades petrofísicas de los horizontes geológicos .....	51
5.2    Resultados y Análisis .....	56

<b>6. Conclusiones y Recomendaciones.....</b>	<b>65</b>
<b>7. Referencias .....</b>	<b>69</b>



## Lista de figuras

<i>Figura 1.1 Las actividades humanas han provocado el aumento de las cantidades de gases de efecto invernadero contribuyendo al cambio climático, sin embargo el hombre no ha tomado conciencia de esto (Studios H<sub>2</sub>O, 2012).</i>	4
<i>Figura 3.1 Emisiones de CO<sub>2e</sub> en 2013: A la derecha se observa la posición de México en el Mundo; del lado izquierdo la distribución de las emisiones de México (IEA, 2014; INECC, 2015)</i>	9
<i>Figura 3.2 Elementos que conforman la cadena de procesos del CCUS. Modificado de APEC, 2012 y Mota, J., 2013.</i>	11
<i>Figura 3.3 Mapa de Ruta Tecnológica de CCUS en México (SENER, 2014)</i>	12
<i>Figura 3.4 Escalas de evaluación y tipos de capacidades de almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> de acuerdo a los niveles de resolución de estudio Modificado de Bachu et al., 2007 y CO2CRC, 2008.</i>	13
<i>Figura 3.5 Escalas de Evaluación a) País b) Cuenca c) Regional y estimación de la capacidad de almacenamiento en México (NACSA, 2012; SENER-CFE, 2012).</i>	15
<i>Figura 4.1 Mapa de localización del área de estudio con sus principales vías de acceso e industria eléctrica (Modificado de CFE, 2015)</i>	17
<i>Figura 4.2 Localización del área de estudio en las franjas geológicas del Eoceno Superior y el Oligoceno Inferior en la Cuenca de Burgos. Modificado de PEMEX, 2008.</i>	19
<i>Figura 4.3 Columna estratigráfica de la Cuenca de Burgos. Modificado de PEMEX, 2008.</i>	22
<i>Figura 4.4 Metodología adaptada para la evaluación regional de la Provincia de Burgos. Modificado de Aarnes et al., 2010 y CFE, 2015.</i>	24
<i>Figura 4.5 Variación del volumen y la densidad del CO<sub>2</sub> con respecto a la profundidad (Rigg et al., 2001)</i>	26
<i>Figura 4.6 Resultado de la identificación de zonas potenciales y capacidad de almacenamiento teórico en la Provincia de Burgos (NACSA, 2012).</i>	30
<i>Figura 4.7 Resultado de la evaluación multicriterio propuesta por Medina, E., 2015.</i>	31
<i>Figura 4.8 Esquema de la obtención de la Capacidad de Almacenamiento Efectivo (CAE). Imágenes modificadas de Bachu, 2003; IEA, 2009 y Medina, E., 2015.</i>	35
<i>Figura 5.1 Metodología empleada en la evaluación de horizontes potenciales de una Región en la Provincia de Burgos. Modificado de Mejía, C.H., 2011.</i>	39
<i>Figura 5.2 Mapa de localización de la Región J3 y los pozos que se analizaron. Modificado de CFE, 2015.</i>	40
<i>Figura 5.3 Esquema del proceso de reevaluación de la información de la región seleccionada. Imágenes modificadas de <a href="http://www.scielo.org.mx">www.scielo.org.mx</a>.</i>	42
<i>Figura 5.4 Edición, estandarización, correcciones e inconvenientes durante el análisis de los registros geofísicos de pozos. Imágenes modificadas de <a href="http://www.scielo.org.mx">www.scielo.org.mx</a>.</i>	43

---



Figura 5.5 Ejemplo de la integración de información de núcleos y muestras de pared en los registros geofísicos de pozos para su calibración. Imágenes modificadas de [www.scielo.org.mx](http://www.scielo.org.mx) y CFE, 2015. ....44

Figura 5.6 Localización del “Pozo Tipo” y los pozos exploratorios analizados en la Región J3. ....46

Figura 5.7 Evaluación cualitativa del registro geofísico del Pozo Tipo P-25. Modificado de CFE, 2015.....47

Figura 5.8 Esquema de la generación del modelo 3D de la Región J3 con el software MOVE 2013® (Licencia Académica).....48

Figura 5.9 Sección geológica L-10 con orientación W-E donde se observa la correlación de pozos que delimitan el horizonte geológico (Software MOVE 2013® Licencia Académica).....49

Figura 5.10 Modelo 3D de la Región J3 con los pozos y secciones geológicas que muestran la geometría, extensión, área y continuidad lateral y vertical del horizonte geológico dentro de la Formación B (Software MOVE 2013® Licencia Académica).....50

Figura 5.11 Carta de Estimación de la Temperatura y gradiente geotérmico (Schlumberger, 1995). ....54

Figura 5.12 Carta de Salinidades (Schlumberger, 1995).....55

Figura 5.13 Ubicación de los pozos seleccionados cortando el horizonte geológico potencial de la Formación B (Software MOVE 2013® Licencia Académica).....56

Figura 5.14 Mapas de la distribución de las propiedades petrofísicas obtenidas de la Región J3. ....61

Figura 5.15 Obtención de la densidad a través de la gráfica de Profundidad contra Temperatura integrada al diagrama de fase del CO<sub>2</sub>. Modificado de Centeno, 2015. ....62

## Lista de Tablas

Tabla 1 Parámetros críticos del Sistema de Almacenamiento de CO<sub>2</sub> en ASP. ....29

Tabla 2 Ecuación para la estimación de la Capacidad de Almacenamiento Efectivo (CAE). ....34

Tabla 3 Ecuación para la estimación de la Capacidad de Almacenamiento Teórica. ....35

Tabla 4 Tabla de resultados finales de la evaluación petrofísica de la Región J3. ....59



## Resumen

El cambio climático es uno de los principales problemas que enfrenta nuestra sociedad debido al notable aumento del consumo energético, basado principalmente en un modelo energético que aún está centrado en el uso de combustibles fósiles, lo que conlleva al incremento de las emisiones de Gases de Efecto Invernadero (GEI).

La problemática se generó como consecuencia del aumento del CO<sub>2</sub>, principal gas causante del efecto invernadero, lo que ha obligado a tomar iniciativas que tratan de reducir o evitar que el CO<sub>2</sub> de las emisiones antropogénicas de los grandes centros de combustión alcance la atmósfera.

Una opción para reducir en gran medida las emisiones de CO<sub>2</sub> provenientes de fuentes estacionarias, en tanto se prescinde del carbono como el energético primario más importante, es la *Captura, Uso y Almacenamiento Geológico de CO<sub>2</sub>* (CCUS por sus siglas en inglés *Carbon, Capture, Use and Storage*).

En particular la *Comisión Federal de Electricidad (CFE)* se ha encargado de realizar las primeras investigaciones en México para la evaluación del potencial de almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en *Acuíferos Salinos Profundos (ASP)* con el objetivo de lograr a mediano plazo un proyecto integrado de CCUS, aprovechando el CO<sub>2</sub> de una central termoeléctrica. Los ASP son formaciones de rocas porosas y permeables a profundidades mayores de 800 m, cuyos poros están saturados de agua con una salinidad mayor a 10,000 ppm, por lo que el agua no es económicamente explotable.

El presente estudio resume la metodología empleada para la Evaluación Regional de la Provincia de Burgos así como el procedimiento empleado para identificar y seleccionar horizontes geológicos potenciales para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en ASP de una región seleccionada, a través del análisis de registros geofísicos de pozos y cálculo de propiedades petrofísicas, los que controlan la capacidad de almacenamiento como la porosidad, permeabilidad, volumen de arcilla, saturación de agua, salinidad y temperatura.

Por cuestiones de confidencialidad se omiten localizaciones, nombres de pozos, formaciones, secciones geológicas y sísmicas, así como profundidades.



## Abstract

Climate change is one of the major problems our society faces, due to the significant increase of energy consumption which is mainly based on an energy model focused on the use of fossil fuels, leading to an increased emission of greenhouse gases (GHG).

This situation has been generated as a result in the increment of CO<sub>2</sub> emissions, being this the main gas that causes the greenhouse effect when it reaches the atmosphere. That has forced to take initiatives that seek reducing or preventing anthropogenic emissions of CO<sub>2</sub> from large combustion centers.

One promising option for reducing CO<sub>2</sub> emissions from stationary sources, while carbon is phased out as the most important primary energy source, is the Carbon Capture, Use and Storage (CCUS).

In particular, CFE was responsible for the initial research in Mexico in the assessment of potential geological storage of CO<sub>2</sub> in Deep Saline Aquifers (DSA) with the purpose of achieving a CCUS integrated project drawing CO<sub>2</sub> from a thermoelectric central in a medium term.

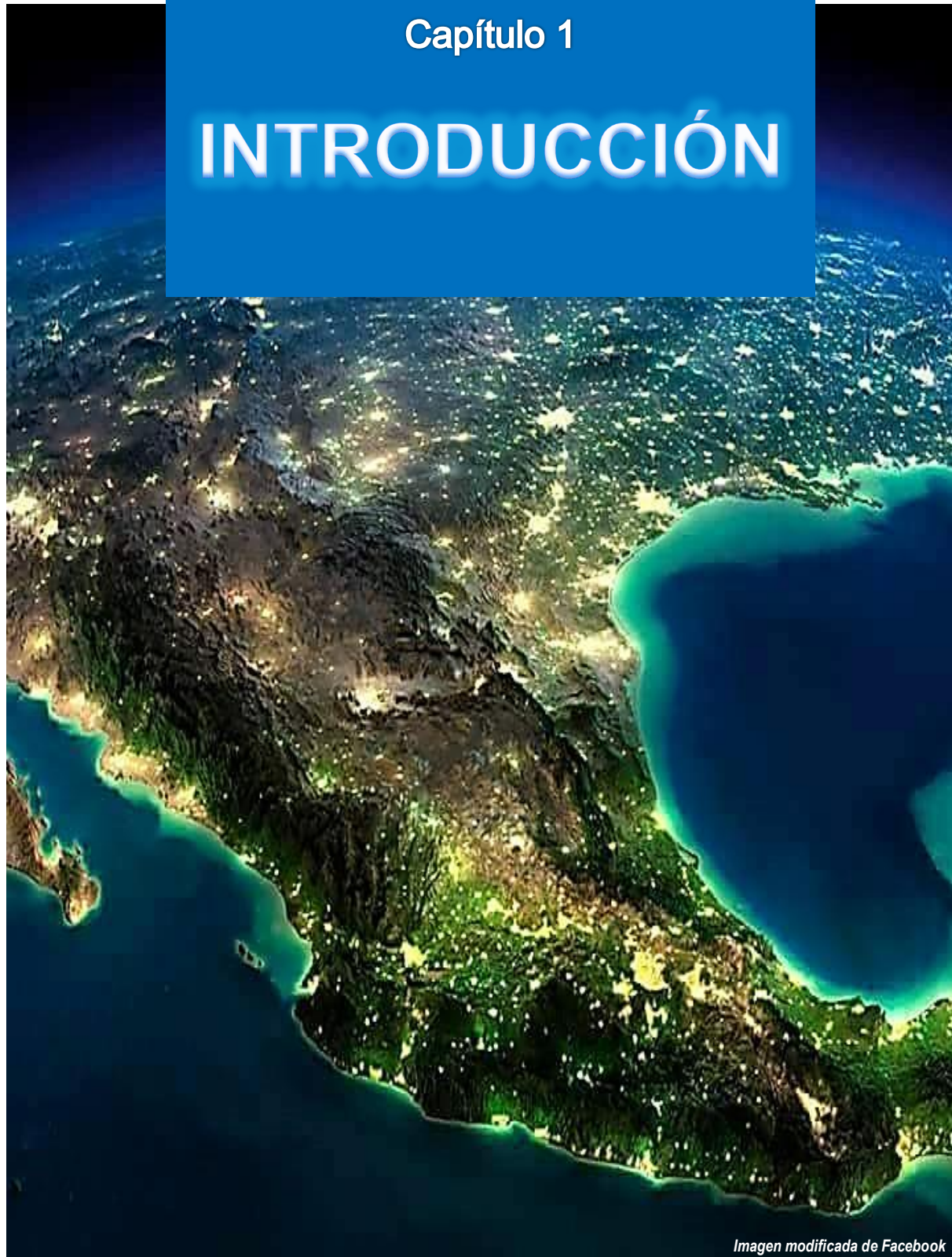
This study summarizes the methodology for identification and selection of potential geological horizons for geological storage of CO<sub>2</sub> in DSA of a selected region through the analysis of geophysical well logs and the calculation of petrophysical properties that control the storage capacity such as porosity, permeability, clay volume, water saturation, salinity and temperature.

For confidentiality reasons, geographic locations were omitted and names of wells, formations, geological and seismic sections, and depths were changed.



Capítulo 1

# INTRODUCCIÓN



*Imagen modificada de Facebook*

## 1. Introducción

El cambio climático es actualmente uno de los principales problemas ambientales al que se enfrenta la humanidad. Consiste en la variación del clima atribuido directa o indirectamente a la actividad humana, que altera la composición de la atmósfera global y se suma a la variabilidad natural del clima, observado en periodos comparables (*Artículo 1 de la CMNUCC, 1992*).

La principal causa del cambio climático se debe al aumento en las cantidades de los *Gases de Efecto Invernadero (GEI)*, que son gases que se encuentran de manera natural y que son indispensables para mantener una temperatura superior al punto de congelación de la Tierra, sin embargo, las cantidades de dichos gases han superado con mucho la que debiera existir en forma natural. Estos *GEI* son principalmente vapor de agua, dióxido de carbono, metano, óxido nitroso, ozono, entre otros.

El origen de estos gases en cantidades adicionales en la actividad humana principalmente es lo que produce el desequilibrio en el balance energético de la Tierra (*Figura 1.1*).



**Figura 1.1** Las actividades humanas han provocado el aumento de las cantidades de gases de efecto invernadero contribuyendo al cambio climático, sin embargo el hombre no ha tomado conciencia de esto (*Studios H<sub>2</sub>O, 2012*).



El CO<sub>2</sub> es el gas de efecto invernadero antropogénico más abundante en la Tierra y el de mayor permanencia en la atmósfera (200 años), debido principalmente a la quema de combustibles fósiles como carbón, petróleo y gas natural. Al primero de noviembre de 2016 se estima una concentración mundial de CO<sub>2</sub> de 403 ppm (<http://keelingcurve.ucsd.edu>).

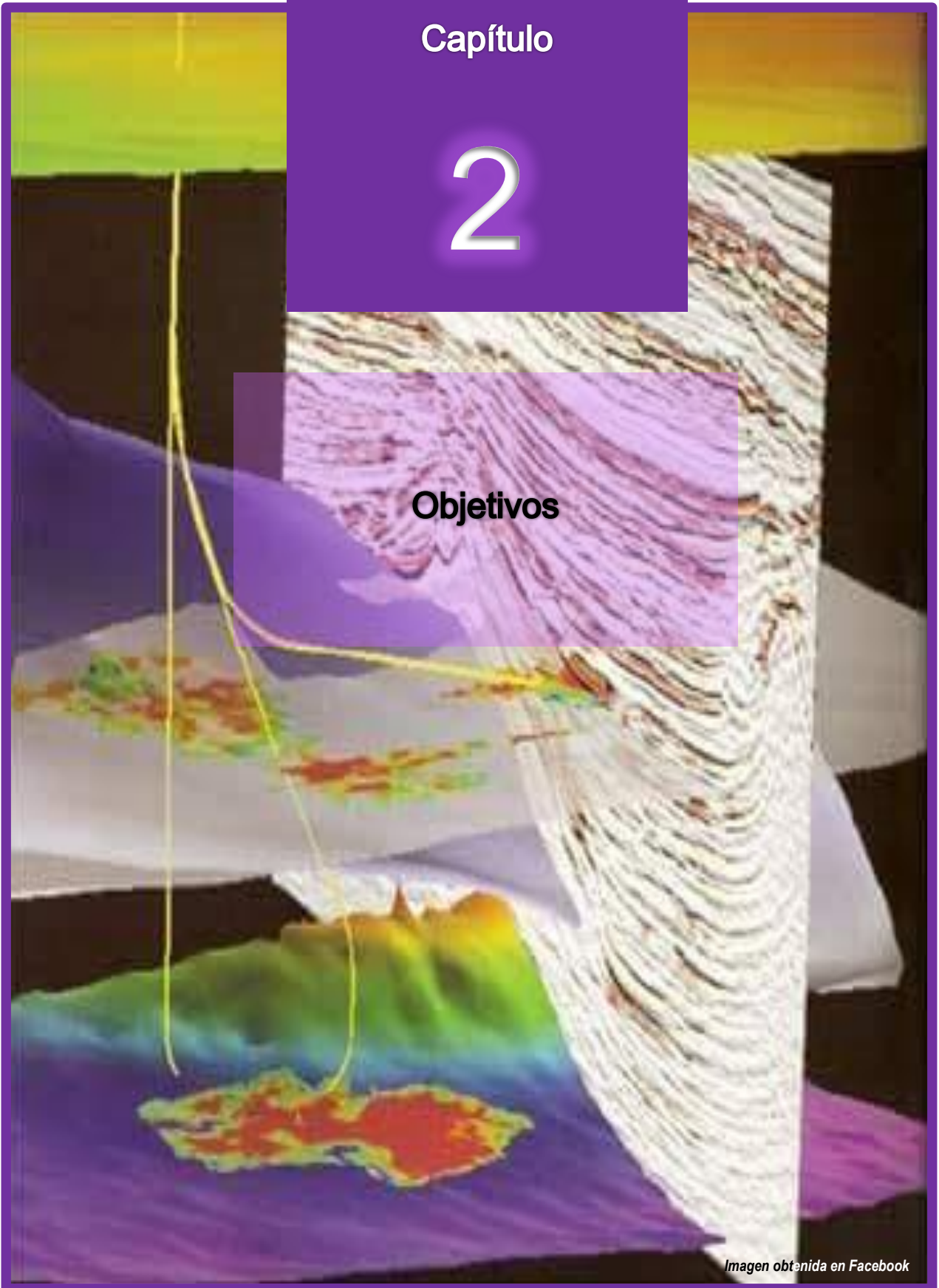
Ante esta situación, el Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático (IPCC, *Intergovernmental Panel on Climate Change*), quienes han estudiado el efecto del aumento en la concentración de los gases de efecto invernadero en el planeta, estiman que para evitar impactos severos e irreversibles a nivel global y lograr objetivos de calidad del aire, salud humana, seguridad energética y suficiencia de recursos debe haber una limitación del aumento promedio de la temperatura mundial no superior a 2°C por encima de los valores de la era preindustrial, por lo que las concentraciones de CO<sub>2</sub> en la atmósfera no deben superar las 450 ppm (IPCC, 2014). Por lo tanto, la Agencia Internacional de Energía (IEA: *International Energy Agency*) sugiere seguir una estrategia para disminuir el ritmo actual de emisiones de gases de efecto invernadero por medio del uso de energías renovables, aumento en la eficiencia energética, tecnologías de captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>, entre otros.

México inició con acciones de para la adaptación y mitigación del cambio climático por medio de la *Ley General de Cambio Climático* que entró en vigor en 2012 y con una ley de transición energética aprobada en 2015 para asumir su responsabilidad global con un compromiso sólido de reducción de gases de efecto invernadero.

# Capítulo

# 2

## Objetivos



*Imagen obtenida en Facebook*



## 2. Objetivos

- Describir el panorama general del almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> y la metodología aplicada para la selección de regiones que cuenten con un adecuado sistema de almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en Acuíferos Salinos Profundos (ASP) en México.
- Adaptar una metodología de evaluación petrofísica utilizada en la industria petrolera para aplicarla en la identificación de horizontes potenciales para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en ASP.
- Realizar la evaluación petrofísica de una región seleccionada en la Provincia de Burgos y definir sus horizontes potenciales para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en ASP a través de la obtención de parámetros petrofísicos de porosidad, volumen de arcilla, permeabilidad, saturación de agua, salinidad y temperatura.

# Capítulo

# 3

## Almacenamiento Geológico de CO<sub>2</sub> en México



### 3.1 Antecedentes

### 3.2 Evaluación escala País

### 3.3 Evaluación escala Cuenca

### 3.4 Evaluación escala Regional

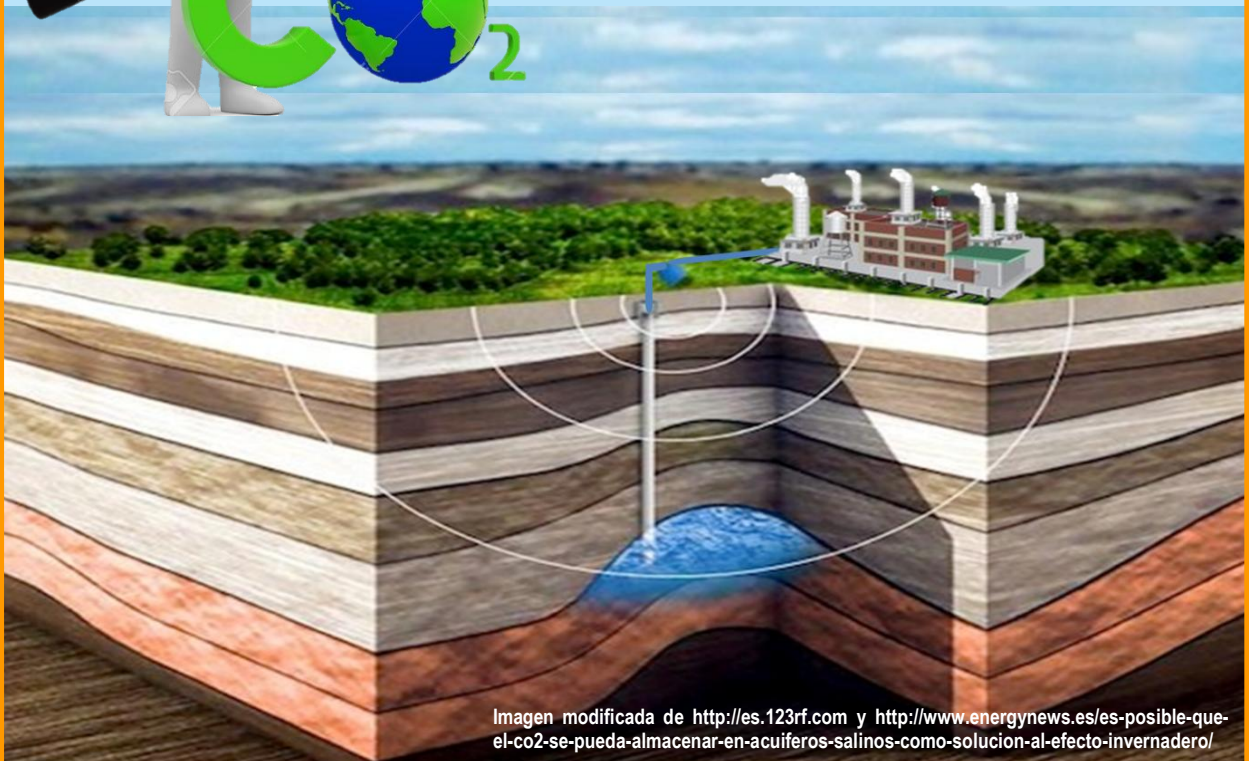


Imagen modificada de <http://es.123rf.com> y <http://www.energynews.es/es-posible-que-el-co2-se-pueda-almacenar-en-acuiferos-salinos-como-solucion-al-efecto-invernadero/>

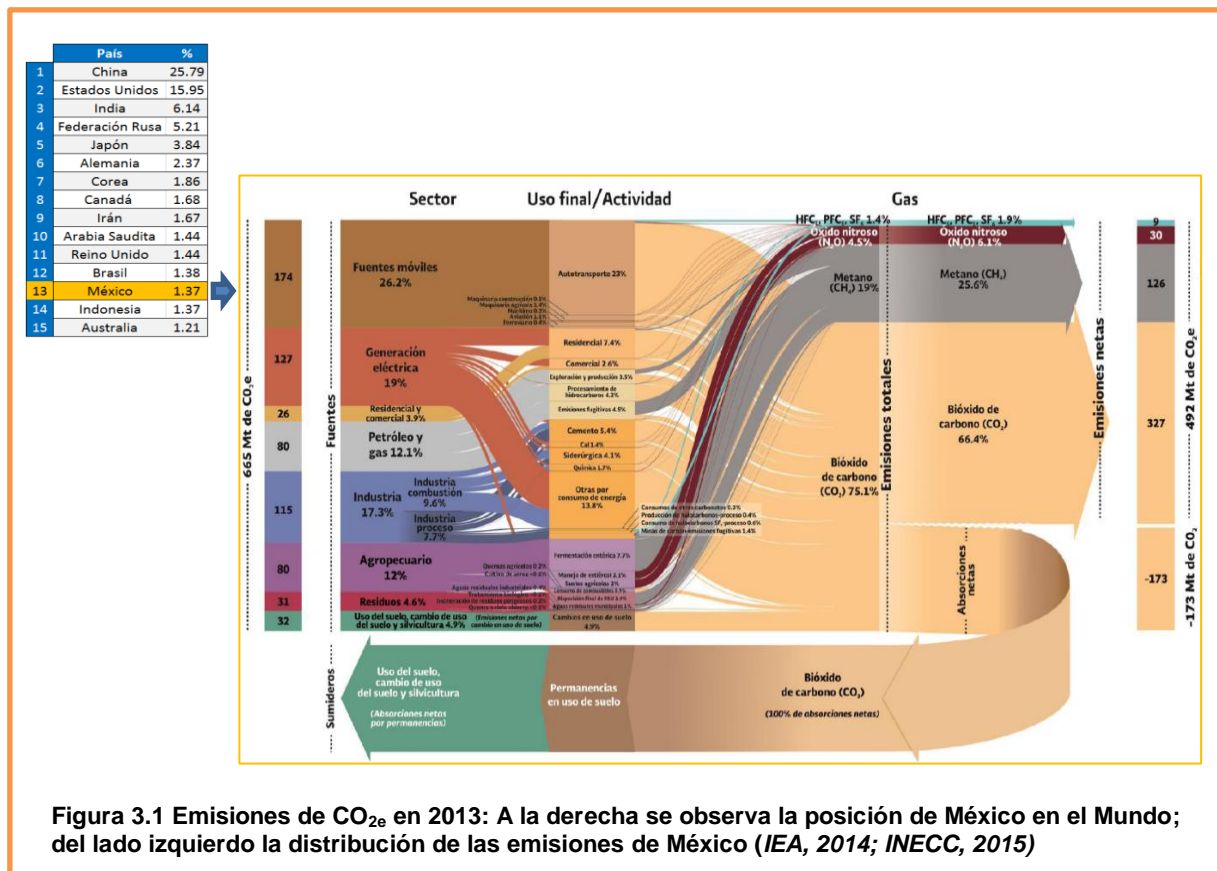


### 3. Almacenamiento Geológico de CO<sub>2</sub> en México

#### 3.1 Antecedentes

Las emisiones de *GEI* pueden provenir de fuentes naturales o antropogénicas, éstas últimas se dividen en fuentes estacionarias y móviles. Las fuentes estacionarias son aquellas que permanecen fijas en un punto como las industrias; las fuentes móviles son las que pueden desplazarse en forma autónoma emitiendo contaminantes en su trayectoria como los medios de transporte.

Las emisiones de CO<sub>2e</sub> en México, derivadas de fuentes antropogénicas, representaron en 2013 el 1.37% de las emisiones globales (*IEA, 2014*), lo cual nos coloca en el lugar 13 de los países con mayores volúmenes de emisiones de este gas (*Figura 3.1*). Según el Inventario Nacional de Emisiones *GEI*, las emisiones directas de *GEI* en México ascendieron a 665 megatoneladas de CO<sub>2</sub> equivalente, de las cuales la mayor contribución se debe a las fuentes móviles con el 26.2%, seguido por las fuentes estacionarias de generación de energía eléctrica con el 19% y el de industria con el 17.3%. Las emisiones netas de CO<sub>2</sub> corresponden a 327 Mt (*INECC, 2015*).





Es importante destacar que México depende de manera importante de los combustibles fósiles y que una de las actividades que produce más CO<sub>2</sub> es la generación de electricidad con el empleo de plantas termoeléctricas o carboeléctricas. Aunque en todo el mundo se realizan esfuerzos para desarrollar y aprovechar energías alternativas, aún no están disponibles en cantidad suficiente para sustituirlos de inmediato. Esto quiere decir que se tiene que convivir con ellos durante un tiempo considerable.

Una opción prometedora para reducir en gran medida las emisiones de CO<sub>2</sub> provenientes de fuentes estacionarias (centrales de generación eléctrica, industria petrolera, siderúrgica y cementera, entre otras), en tanto se prescinde del carbono como el energético primario más importante es la *Captura, Uso y Almacenamiento Geológico de CO<sub>2</sub> (CCUS, Carbon Capture, Use and Storage)*.

Esta Tecnología de *CCUS* obedece a una cadena de procesos que está conformada por captura, transporte, almacenamiento y monitoreo. El proceso inicia con la captura de los gases resultantes de los procesos industriales emitidos por las fuentes estacionarias que son trasladados a una planta de captación y separación para apartar el CO<sub>2</sub> de los otros gases. Posteriormente el CO<sub>2</sub> es llevado a una unidad de compresión para enriquecerlo y comprimirlo haciendo más eficiente su transporte por medio de tuberías, pipas, trenes o buques a un sitio con condiciones geológicas adecuadas para almacenar cantidades importantes de CO<sub>2</sub>. Estos sitios pueden ser reservas agotadas de gas y petróleo, acuíferos salinos profundos, lechos de carbón inexplorables o para usarlo en procesos de recuperación mejorada de hidrocarburos (*EOR*) (*Figura 3.2*).

Una vez que se ha trasladado el CO<sub>2</sub> al sitio en donde podría utilizarse o almacenarse de forma segura, es inyectado en estado supercrítico (fase termodinámica en donde se encuentran en equilibrio los estados líquido y gaseoso de CO<sub>2</sub>) en profundidad en un sistema de almacenamiento compuesto por roca almacén, trampas y formaciones impermeables que actúan como sello para evitar la fuga del CO<sub>2</sub> hacia la atmósfera y/o yacimientos explotables por el hombre. Durante este proceso es importante tener un monitoreo constante del gas de tal forma que nunca vuelva a la atmósfera sino que con el paso del tiempo se integren a las fases minerales del yacimiento y quede ahí guardado o pueda ser usado. El monitoreo es una actividad que se requiere en las fases previas y durante la operación para registrar el comportamiento dinámico del gas y después del cierre para garantizar que el almacenamiento cumpla con las condiciones ambientales y de seguridad necesarias para que no existan fugas (*Figura 3.2*).



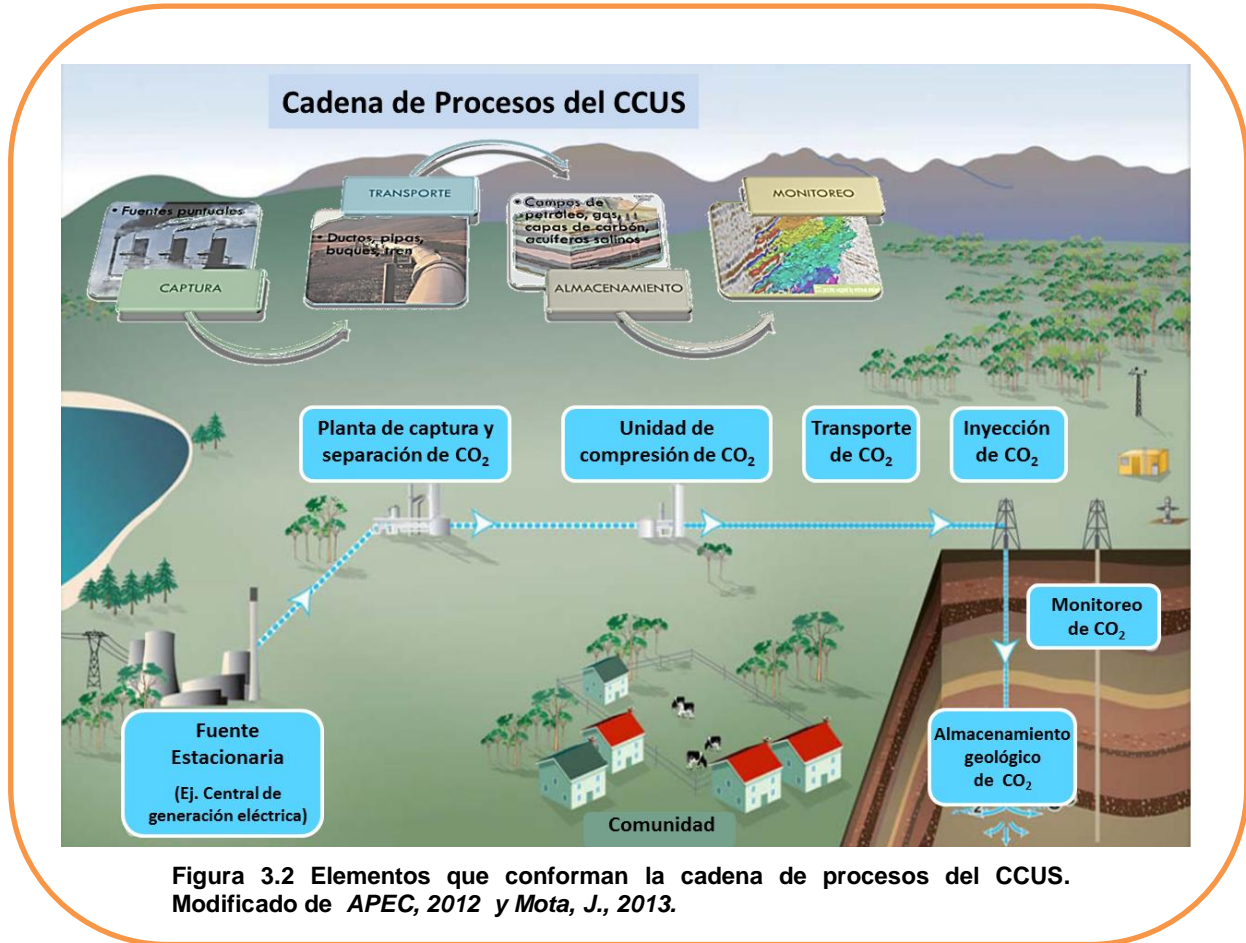
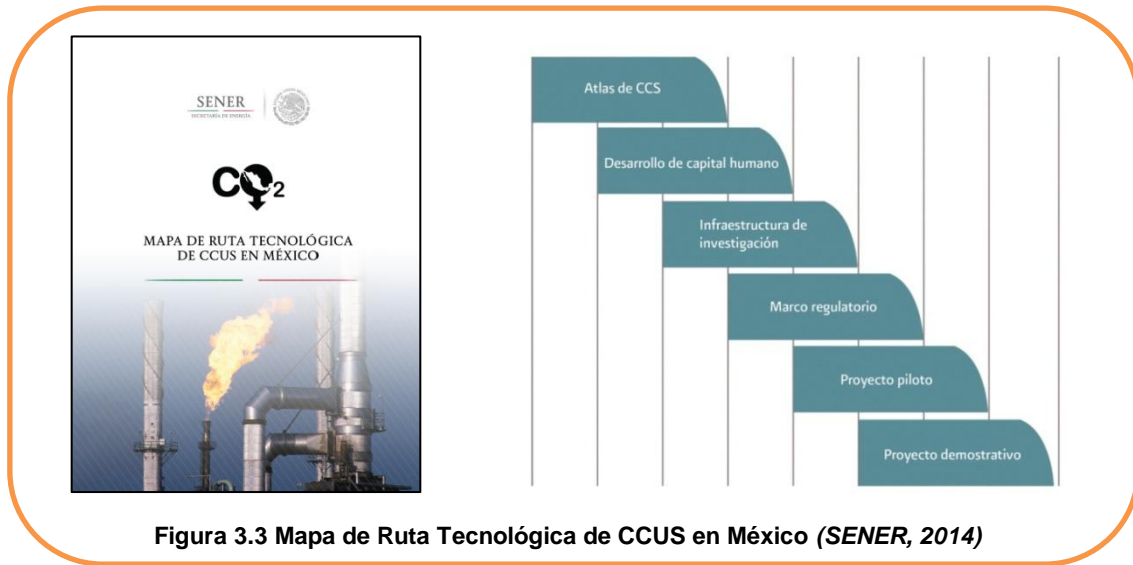


Figura 3.2 Elementos que conforman la cadena de procesos del CCUS. Modificado de APEC, 2012 y Mota, J., 2013.

Para dar orden y dirección a las acciones encaminadas a la implementación de esta tecnología de CCUS se elaboró el *Mapa de Ruta Tecnológica (MRT)* que fue elaborado por un equipo de trabajo encabezado por la *Secretaría de Energía (SENER)* y la *Secretaría de Medio Ambiente y Recursos Naturales (SEMARNAT)* así como la participación de la *Comisión Federal de Electricidad (CFE)*, *Petróleos Mexicanos (PEMEX)*, *Universidad Nacional Autónoma de México (UNAM)*, *Instituto Politécnico Nacional (IPN)* y el *Centro Mario Molina (CMM)*.

El objetivo principal del *MRT* es diseñar una ruta oficial de CCUS en México para el desarrollo de la misma hasta su implementación a escala comercial a través de actividades productivas y de investigación en temas regulatorios, de captura, transporte, uso y almacenamiento de CO<sub>2</sub> (Figura 3.3).



En el *MRT* fueron consideradas acciones dirigidas a las plantas de generación de electricidad de la *CFE* con el objetivo de lograr a mediano plazo un proyecto integrado de *CCUS* aprovechando el CO<sub>2</sub> de una central termoeléctrica. Es así como la *CFE* se ha encargado de realizar las primeras investigaciones en México para la evaluación del potencial de almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en *Acuíferos Salinos Profundos (ASP)*.

Para dicha evaluación se ha adaptado la metodología propuesta por *Bachu et al., (2007)* que propone diferentes escalas de resolución (País, Cuenca, Regional, Local, Sitio) de acuerdo a la cantidad de información disponible. A cada escala de resolución le corresponde una estimación de la capacidad de almacenamiento y por lo general la capacidad disminuye conforme se avanza en las escalas debido a que reduce significativamente el grado de incertidumbre. 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 (*Figura 3.4*).

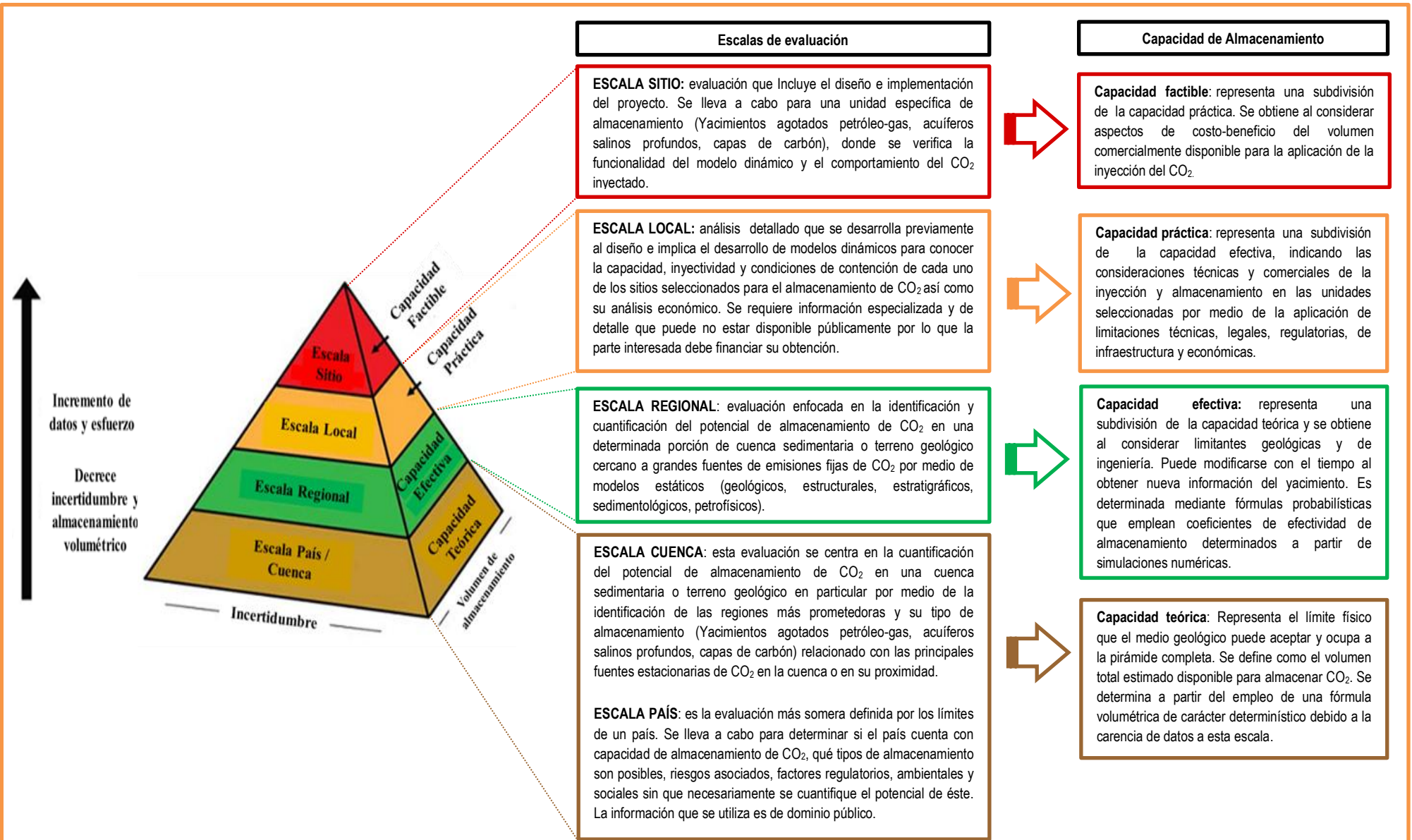


Figura 3.4 Escalas de evaluación y tipos de capacidades de almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> de acuerdo a los niveles de resolución de estudio Modificado de Bachu et al., 2007 y CO2CRC, 2008.



### 3.2 Evaluación escala País

La *SENER* en conjunto con *CFE* participaron en la elaboración del *North American Carbon Storage Atlas (NACSA)* así como en la realización del *Atlas de almacenamiento Geológico de CO<sub>2</sub> de México*. Éste último cobra importancia significativa por ser el primer intento en consignar las regiones que tienen potencial para almacenar en el subsuelo el CO<sub>2</sub> proveniente de las fuentes estacionarias más importantes del país. Se llevó a cabo un análisis de distintos aspectos geológicos del país (sismicidad, litología, estructuras, vulcanismo, tectónica y geotermia) y se delimitaron zonas de inclusión y zonas de exclusión. Las zonas de inclusión cuentan con condiciones adecuadas para el almacenamiento geológico en acuíferos salinos profundos con potencial de recibir grandes cantidades de CO<sub>2</sub>. Por el contrario, las zonas de exclusión se consideraron inapropiadas para la aplicación de esta tecnología debido a que actualmente no se garantiza la permanencia del CO<sub>2</sub> en el subsuelo (*Figura 3.5a*).

### 3.3 Evaluación escala Cuenca

A partir de la evaluación a escala País, se delimitaron 11 provincias en la zona de inclusión para evaluar a escala Cuenca el potencial de almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en *ASP*. Se estimó la capacidad de almacenamiento teórica en nueve de las once provincias propuestas en donde se analizaron 111 sectores potenciales con una capacidad de almacenamiento teórica de 100 Gt (*SENER-CFE, 2012*), considerando zonas que cumplan con los parámetros críticos de contener una roca almacén con porosidad mayor al 8%, permeabilidad mayor a 0.1 mD y profundidades entre 800 y 2,500 m, una trampa estructural y/o estratigráfica, así como una roca impermeable que funja como sello por encima de la roca almacén (*Figura 3.5b*).

### 3.4 Evaluación escala Regional

En esta escala se han evaluado las Provincias de Coahuila y Burgos debido a que en el norte del país se presentan las mayores cifras de emisiones antropogénicas de CO<sub>2</sub> a partir de fuentes estacionarias provenientes de la industria eléctrica, petrolera, petroquímica, metalúrgica, siderúrgica y cementera. Se identificaron regiones que cumplieran con las condiciones para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en *ASP* y se realizaron estudios probabilísticos para determinar la capacidad de almacenamiento efectivo, considerando tipo de estructuras, ambiente de depósito, litología, presión, temperatura, heterogeneidad del medio, saturación de agua y tazas de inyección (*Figura 3.5c*).

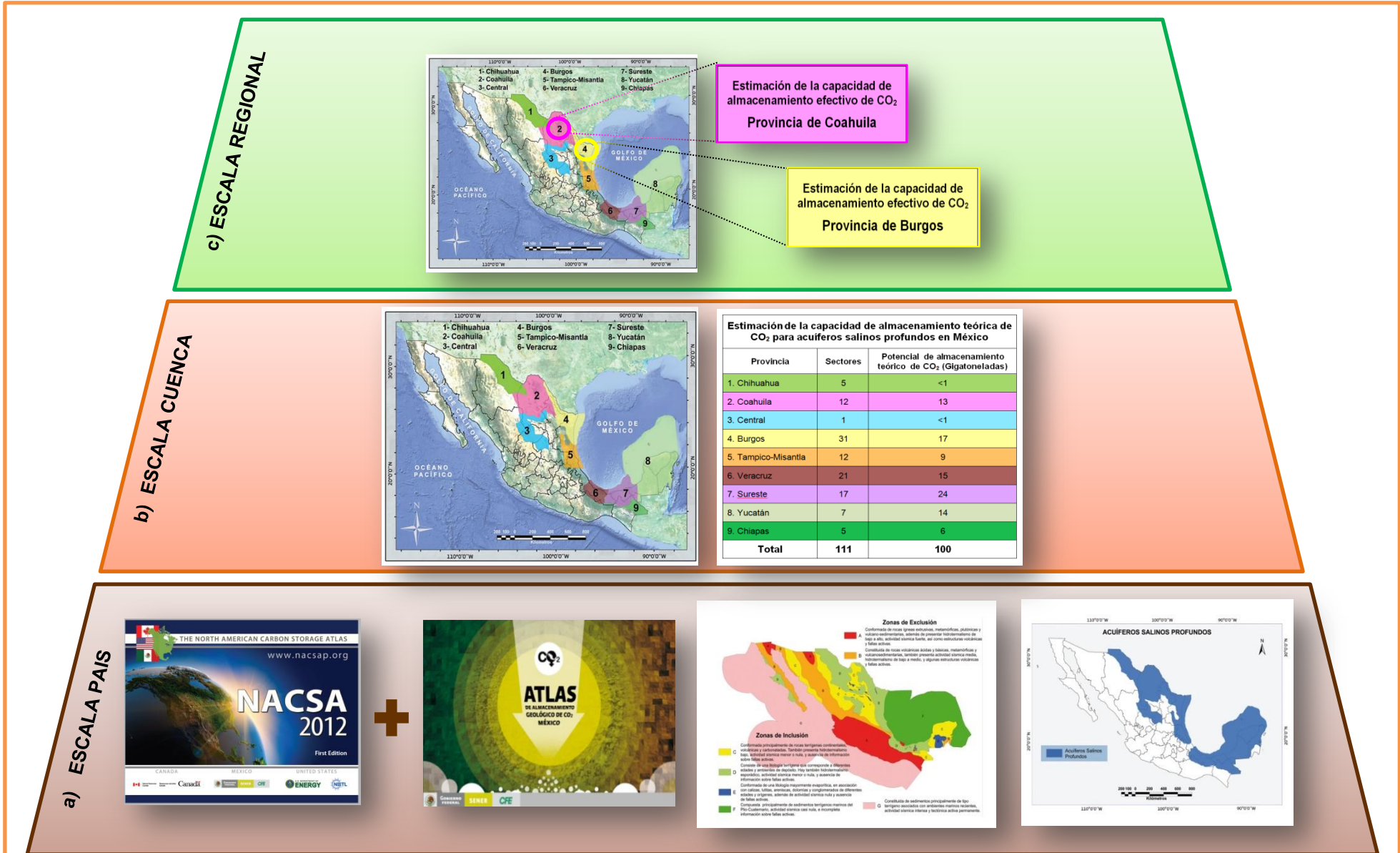


Figura 3.5 Escalas de Evaluación a) País b) Cuenca c) Regional y estimación de la capacidad de almacenamiento en México (NACSA, 2012; SENER-CFE, 2012).

# Capítulo

# 4

## Evaluación Regional de la Provincia de Burgos

### 4.1 Generalidades

### 4.2 Metodología

#### 4.2.1 Identificación de Regiones Potenciales

#### 4.2.2 Selección de Regiones Potenciales

#### 4.2.3 Valoración de Regiones Potenciales Seleccionadas



Termoeléctrica Pdte. Emilio Portes Gil (Río Bravo)  
Imagen modificada de [http://www.cfe.com/negocios/planta\\_termoelectrica\\_Rio\\_Bravo-nueva\\_planta\\_Tamaulipas\\_0\\_690531183.html](http://www.cfe.com/negocios/planta_termoelectrica_Rio_Bravo-nueva_planta_Tamaulipas_0_690531183.html)

## 4. Evaluación Regional de la Provincia de Burgos

La evaluación a *Escala Regional* en la Provincia de Burgos tiene el objetivo de identificar y seleccionar regiones potenciales para almacenar cantidades significativas de CO<sub>2</sub> en *Acuíferos Salinos Profundos (ASP)* y calcular su capacidad de almacenamiento efectivo, esto mediante la adaptación de la metodología propuesta por *Bachu et al., (2007)*.

### 4.1 Generalidades

#### ○ Localización

El área de estudio se ubica al noreste de la República Mexicana, abarca parte de los estados de Tamaulipas y Nuevo León, dentro de la Cuenca de Burgos (*Figura 4.1*).

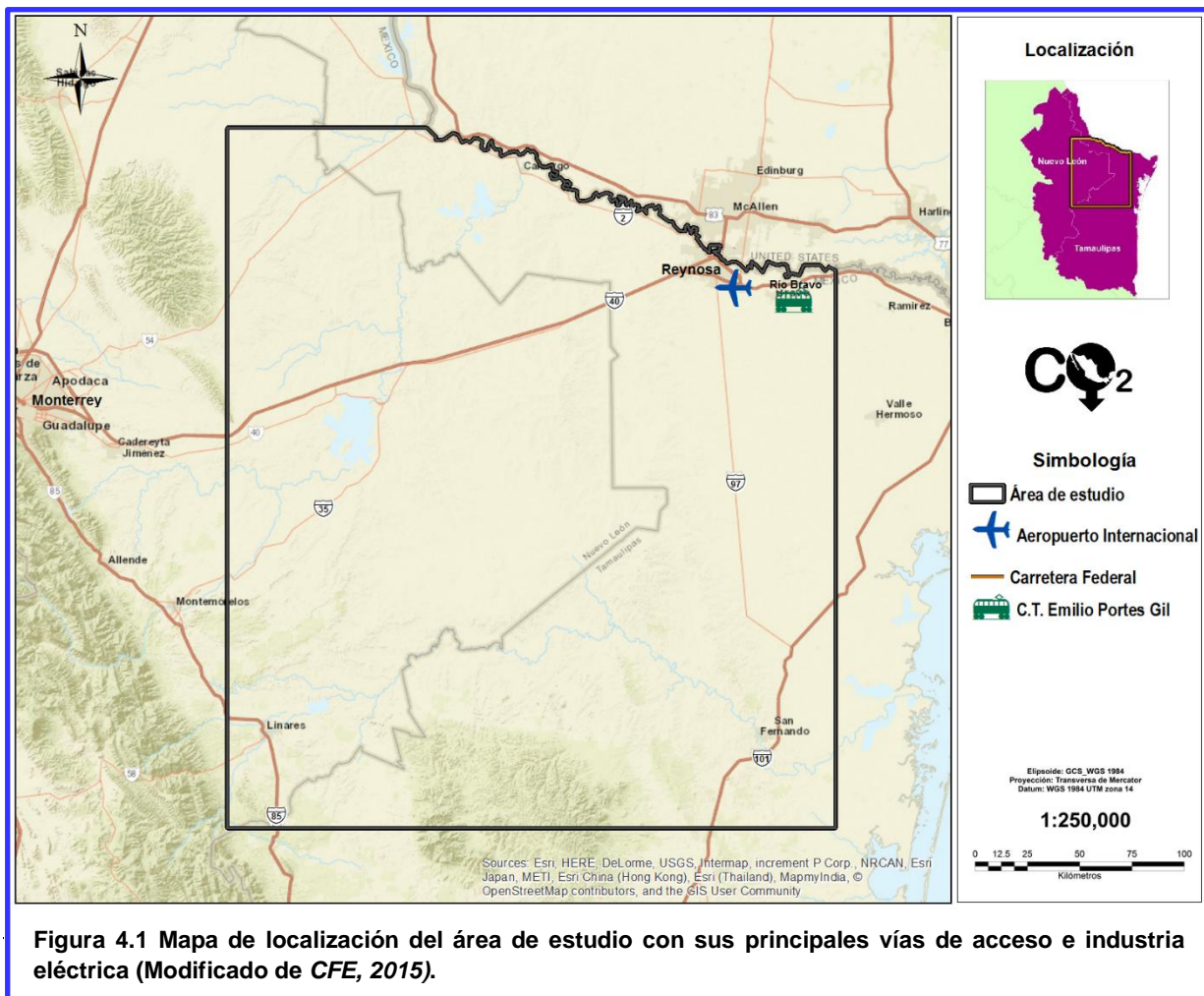


Figura 4.1 Mapa de localización del área de estudio con sus principales vías de acceso e industria eléctrica (Modificado de CFE, 2015).



El desarrollo industrial en el área de estudio tiene un avance significativo ya que en las ciudades aledañas como son Reynosa, Río Bravo, Matamoros y Monterrey, predomina la presencia de industrias de generación de electricidad, petrolera, petroquímica, automotriz, metalúrgica, siderúrgica y metalmecánica que generan grandes cantidades de CO<sub>2</sub>.

En Reynosa y Río Bravo se concentra la mayor cantidad de emisiones de CO<sub>2</sub> por fuentes fijas, en Reynosa relacionada con las industrias petrolera y petroquímica, mientras que en Río Bravo con la generación de electricidad en la Central Termoeléctrica *Emilio Portes Gil* (Figura 4.1).

El área de estudio cuenta con una serie de vías de comunicación, tanto terrestres como aéreas, que lo conectan internamente y con el resto del país.

La infraestructura carretera que permite la comunicación del área de estudio con las ciudades de Monterrey y Reynosa es la carretera federal N°40 así como la carretera federal N°2 que vincula a la Ciudad de Reynosa con Nuevo Laredo. Otra vía de acceso importante es la carretera federal N°97 que comunica a las ciudades de Reynosa y San Fernando, esta carretera a la altura del poblado General Francisco Villa se une a la carretera federal N°101 que va del poblado de Matamoros a San Fernando. La ciudad de Monterrey y Linares se comunican gracias a la carretera federal N°85 y con la carretera federal N°54 se vincula a la Ciudad de Monterrey con Ciudad Mier. Además de estos importantes ejes carreteros, cuenta con caminos rurales y caminos de terracería así como con el aeropuerto internacional “*General Lucio Blanco*” en la Ciudad de Reynosa.

Esta área de estudio se ubica en la *Provincia Fisiográfica Llanura Costera del Golfo* la cual presenta un relieve suave y moderado, sensiblemente inclinado hacia el oriente y que se extiende por la costa del Golfo desde el río Bravo en el tramo que va de Reynosa, Tamaulipas, hasta la zona de Nautla, Veracruz. Dentro del Territorio Nacional limita al noroeste con la provincia de la *Gran Llanura de Norteamérica*, al oeste con la *Sierra Madre Oriental*, al este con el *Golfo de México* y al sur con la provincia de la *Faja Volcánica Transmexicana* (INEGI, 2008).

De acuerdo con la *Comisión Nacional del Agua (CONAGUA, 2011)*, el área de estudio se encuentra dentro de las *Regiones Hidrológicas RH24 “Bravo - Conchos”* y *RH25 “San Fernando - Soto La Marina”*. El clima que predomina en la región es semicálido subhúmedo, el cual persiste en más del 50% de la entidad. Éste tiene variantes muy peculiares debido al comportamiento de factores como contrastante de relieve, cercanía con el Golfo de México y la altitud del terreno.



### ○ Marco Geológico

La *Cuenca de Burgos* obedece a cambios del nivel del mar que dieron lugar a un arreglo en forma de franjas alargadas, sensiblemente paralelas entre sí, con una orientación norte-sur, variando cronológicamente de occidente a oriente desde el Paleoceno hasta el Mioceno y que obedecen primordialmente a regresiones marinas así como a la actividad de fallas extensionales de crecimiento que desarrollaron estructuras *roll-over* (PEMEX, 2013).

Geológicamente, el área de estudio abarca parte de las franjas del *Eoceno Superior* y *Oligoceno Inferior* (Figura 4.2).

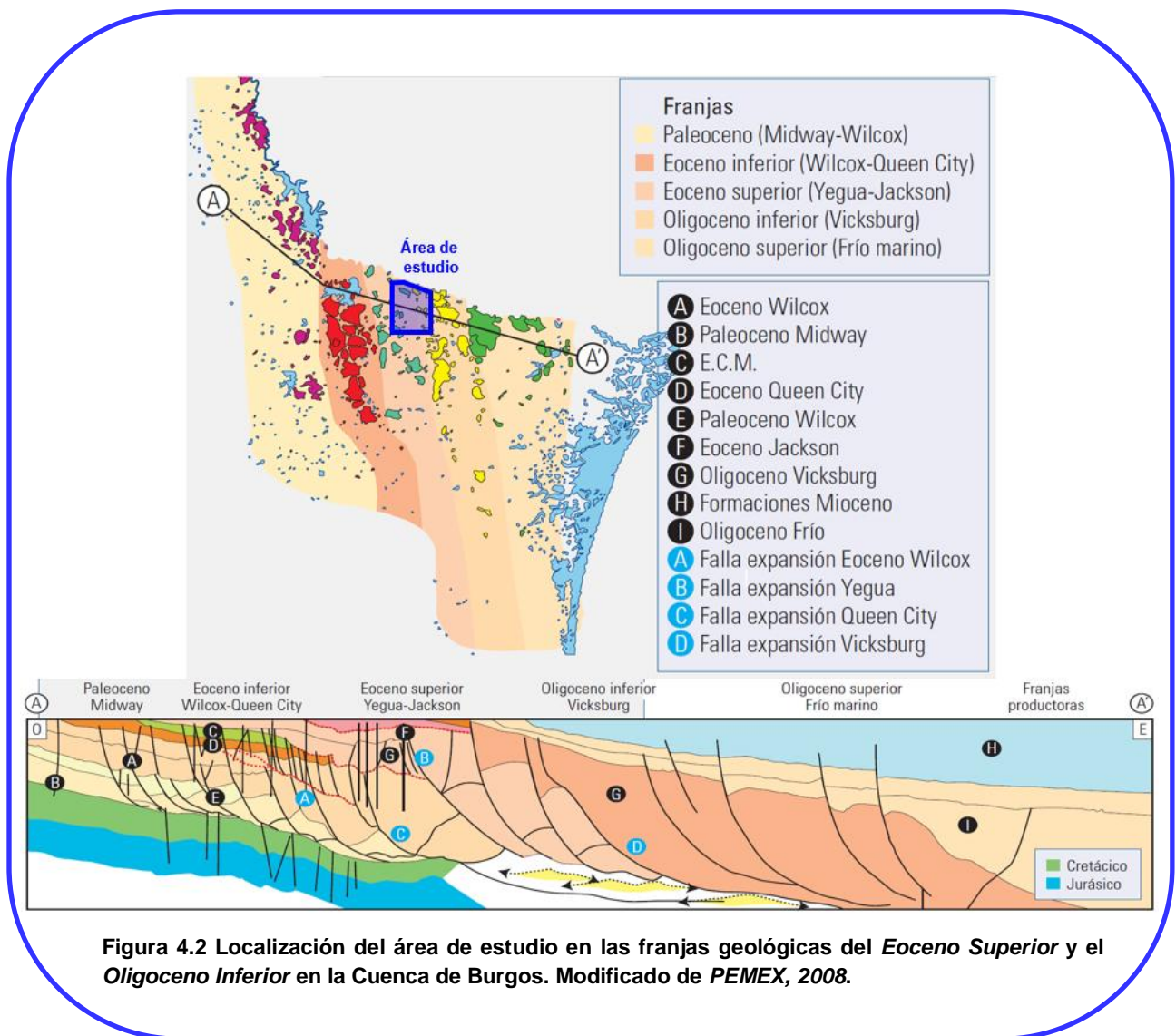


Figura 4.2 Localización del área de estudio en las franjas geológicas del *Eoceno Superior* y el *Oligoceno Inferior* en la Cuenca de Burgos. Modificado de PEMEX, 2008.



La principal característica del subsuelo de esta cuenca son los potentes espesores de sedimentos terrígenos cenozoicos, constituidos por secuencias y alternancias de areniscas y lutitas, así mismo, por frecuentes cambios laterales, acuñamientos y presencia de diversos cuerpos lenticulares arenosos (PEMEX, 2013).

Las estructuras más importantes en la *Cuenca de Burgos* son las fallas de tipo normal con echado hacia el Este, con un comportamiento lístrico que desarrolla niveles de despegue generando estructuras *roll-over*. Se distinguen tres tipos principales de fallamiento normal, uno hacia la porción occidental que involucra la franja del *Paleoceno*, en donde predominan las fallas normales postdepositacionales, otro hacia las denominadas franjas del *Eoceno* y *Oligoceno* en las cuales son comunes las fallas sinsedimentarias de mediano a bajo ángulo, y finalmente una zona en donde las fallas son también de crecimiento pero con trazas que tienden a la verticalidad y que afectan predominantemente la columna del *Mioceno*.

La *Cuenca de Burgos* se desarrolló sobre un basamento que pertenece a los bloques alóctonos de Coahuila y Tampico. De acuerdo con información de varios pozos en la margen occidental, el basamento está formado por rocas metamórficas de bajo grado (rocas metasedimentarias) asociados al *cinturón tectónico Marathon-Oauchita* y la *orogenia Apalachiana* (Flawn et al., 1961). De igual manera están presentes rocas ígneas intrusivas ácidas (granitos y granodioritas) emplazadas durante el *Pérmico* y *Triásico*. Las edades radiométricas de los metasedimentos es de 237 a 328 Ma y de las rocas plutónicas que varían de 233 a 333 Ma (Pérez-Cruz, 1992). La distribución y las relaciones geológicas entre ellas, no son bien conocidas ni comprendidas.

La evolución paleogeográfica desde el *Mesozoico* hasta el *Cenozoico* del noreste de México se relaciona estrechamente con el proceso de la apertura y evolución del Golfo de México, la cual se remonta al rompimiento del super-continente *Pangea* durante el *Triásico Tardío-Jurásico Temprano* (Padilla, 2007). En este periodo, lutitas y areniscas, además de conglomerados y rocas volcánicas asociadas fueron depositados en el continente, conformando las unidades *Lechos Rojos* y *Formación La Joya*, cuyas edades oscilan entre el *Calloviano-Thitoniano*.

Durante el *Mesozoico* se interpreta una cuenca somera, con amplias plataformas las cuales recibían depósitos de carbonatos, arcillas y arenas. La configuración paleogeográfica permitió el depósito de evaporitas (*Formación Metates*) 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. Sobreyaciendo a la *Formación Metates* se encuentran depósitos evaporíticos, calizas, algunos terrígenos y depósitos volcánicos de la *Formación Minas Viejas, Zuloaga, Novillo, Olvido, La Casita y Pimienta*.



Posteriormente, el área fue cubierta por sedimentos del *Tithoniano* y sistemas de carbonatos sucesivos desarrollados en el *Cretácico Medio e Inferior*. 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*.

El inicio del *Cretácico Superior* queda marcado por una transgresión marina lo que dio como resultado un depósito considerable y constante de carbonatos con intercalaciones de lutitas, representado en las formaciones *Cuesta del Cura y Agua Nueva*. Posteriormente existen depósitos de calizas fosilíferas y wackestone con intercalaciones de lutitas, las cuales definen a la *Formación San Felipe*.

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*.

Durante el *Paleógeno* se registra el aporte de 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*). Este acontecimiento dio lugar al depósito permanente de sedimentos terrígenos y originó una regresión marina, representado en la región por el depósito de margas y lutitas del *Campaniano-Maastrichtiano* correspondientes a la *Formación Méndez*.

Los depósitos del *Paleoceno* y *Eoceno* fueron controlados por el aporte de sedimentos siliciclásticos de un sistema de deltas progradantes, depositando un gran espesor 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 litoestratigráficas mayores: *Midway, Wilcox, Recklaw, Queen City, Weches, Cook Mountain, Yegua, Jackson*(*PEMEX, 1998*).

En el *Oligoceno temprano* se depositó la *Formación Vicksburg* constituida por secuencias turbidíticas de areniscas y lutitas, intercaladas con tobas. En el *Oligoceno Medio* se depositaron las formaciones *Frío No Marino y Frío Marino*. A lo largo de la banda que expone al *Oligoceno* se observa claramente una disconformidad que separa al *Oligoceno Inferior* del *Medio*. Esta disconformidad es sobreyacida por depósitos conglomeráticos con más de 300 m de espesor que corresponden a la unidad *Conglomerado Norma* (*Pérez-Cruz, 1992*).

Para el *Mioceno inferior*, persisten los ambientes fluviales, deltáicos y de costa, lo que permite la acumulación masiva de sedimentos arenosos y conglomeráticos representados por la *Formación Anáhuac* (*Eguiluz, 2011*). Para el *Mioceno Medio* se depositó la *Formación Oakville* definida por depósitos areno-arcillosos con intercalaciones de cuerpos arenosos. La *Formación Lagarto* está constituida por arcillas con intercalaciones de areniscas depositadas en el *Mioceno Superior* (*Eguiluz, 2011*).



Para el *Plioceno* se deposita la *Formación Goliad* compuesta de gravas, arenas y arcillas con material yesífero en forma de abanicos deltáicos probablemente depositados por ríos o arroyos caudalosos (Eguiluz, 2011).

La Figura 4.3 ilustra la columna estratigráfica de la *Cuenca de Burgos*.

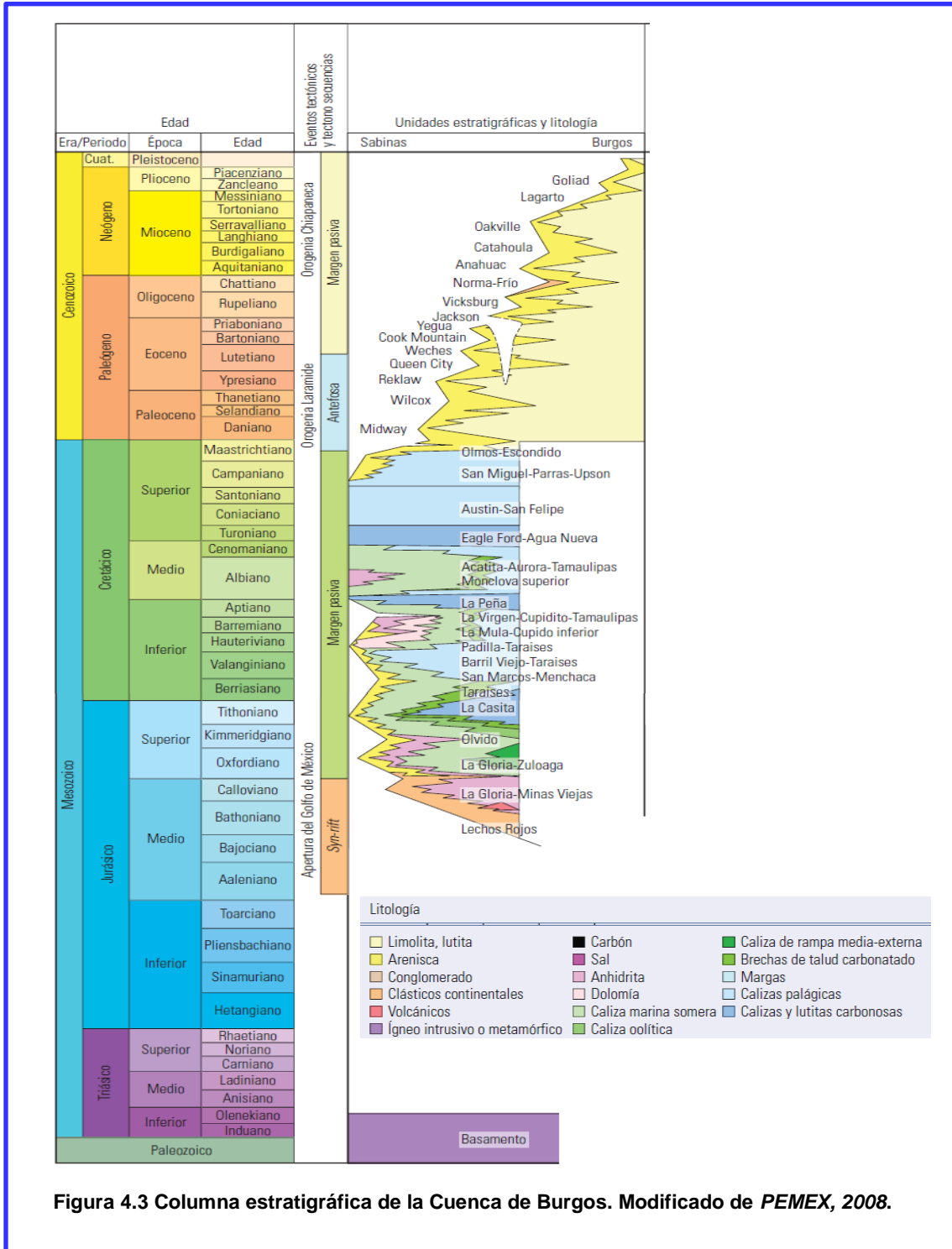


Figura 4.3 Columna estratigráfica de la Cuenca de Burgos. Modificado de PEMEX, 2008.



## 4.2 Metodología

Las metodologías establecidas alrededor del mundo proponen en general, identificar regiones que cumplan con condiciones geológicas, técnico-económicas, ambientales, regulatorias y sociales adecuadas. En México actualmente no se cuenta con un marco regulatorio y social en materia del CCUS, sin embargo, es una de las actividades previstas dentro del *Mapa de Ruta Tecnológica para CCUS* en México, por lo que para realizar esta evaluación se adaptaron distintas metodologías que operan actualmente en varias partes del mundo (Francia, España, Estados Unidos, Australia). Cada región en el mundo cuenta con condiciones muy particulares, por lo que los estudios de selección de regiones potenciales varían de lugar en lugar y solo es adaptada a las condiciones propias del país.

Las tecnologías y procesos empleados para la identificación de los elementos principales (sistema de almacenamiento) en las áreas petrolera y de almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> son muy similares, por lo que muchas metodologías y flujos de trabajo se basan en esta industria por tener mayor experiencia e información en las profundidades de estudio. Sin embargo, las metodologías para almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> varían en el orden de los procesos con respecto a los de la industria petrolera.

Para la selección de regiones potenciales en la Provincia de Burgos, la CFE adaptó los lineamientos descritos por *Aarnes et al., (2010)* para llevar a cabo la selección de sitios en el proyecto CO2QUALSTORE en la Comunidad Europea en conjunto con una metodología realizada por el equipo técnico de la CFE, con el fin de identificar y seleccionar regiones apropiadas para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en ASP en México. En la *Figura 4.4* se muestra la metodología en forma general para una evaluación regional:

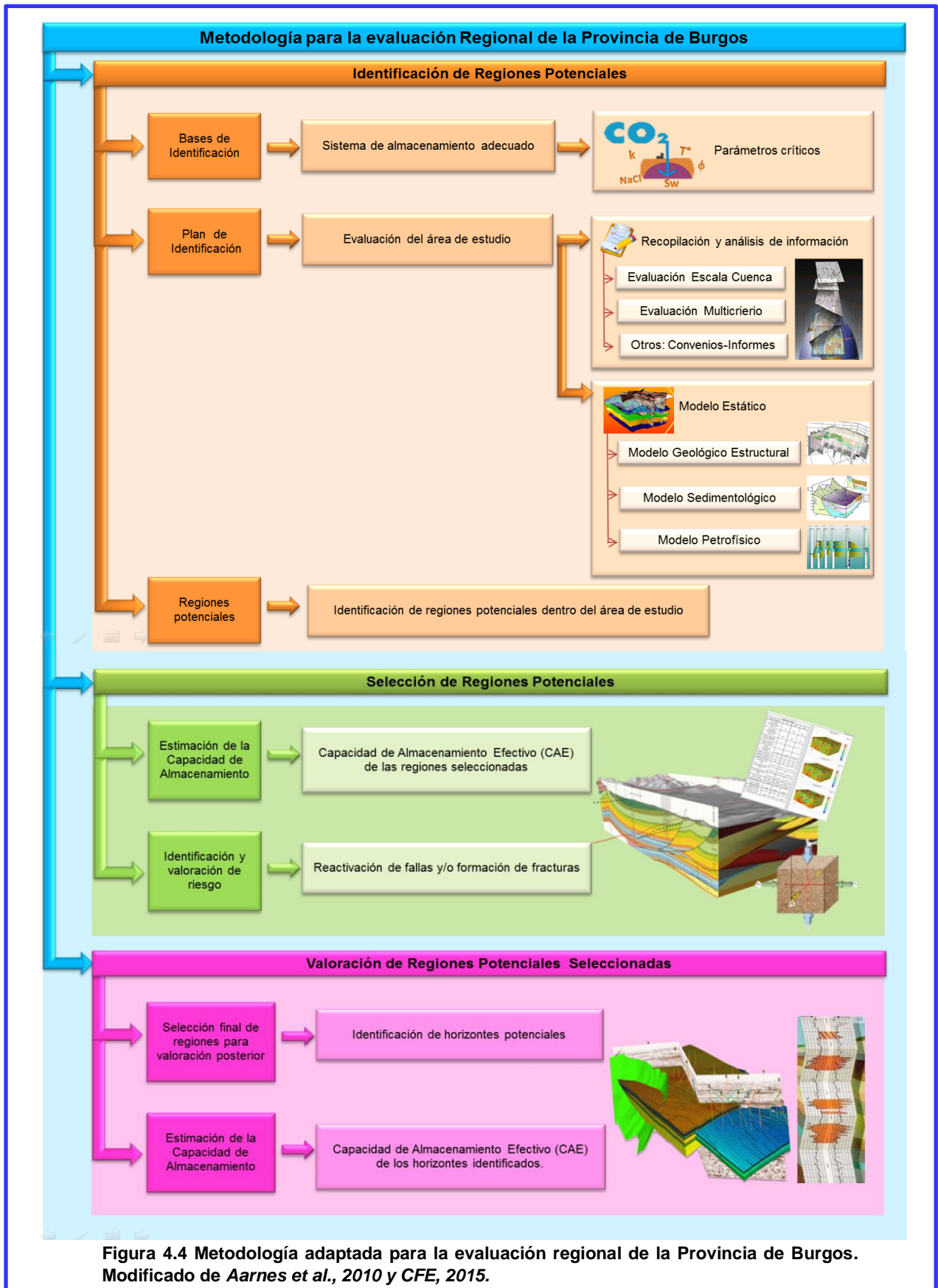


Figura 4.4 Metodología adaptada para la evaluación regional de la Provincia de Burgos. Modificado de Aarnes et al., 2010 y CFE, 2015.



## 4.2.1 Identificación de Regiones Potenciales

### 4.2.1.1 Bases de identificación

- **Sistema de almacenamiento**

Para la identificación de regiones con potencial de almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en *ASP* es muy importante contar con un sistema de almacenamiento adecuado sin invadir zonas de interés o producción petrolera.

El sistema de almacenamiento debe cumplir con los siguientes parámetros críticos:

- a) Roca almacén:**

Debe tener una porosidad adecuada para aceptar el volumen de CO<sub>2</sub> que se considere almacenar (capacidad) así como una buena permeabilidad para aceptar el CO<sub>2</sub> inyectado al ritmo en el que sea abastecido del centro emisor (Inyectividad).

Para evaluar la roca almacén en *ASP* se debe tomar en cuenta los siguientes parámetros:

- Profundidad y temperatura**

Para encontrar la profundidad y temperatura en la que la roca almacén cuente con las mejores condiciones para almacenar CO<sub>2</sub> se debe tomar en cuenta el estado supercrítico de éste, el cual representa las condiciones de temperatura y presión superiores al punto crítico de un fluido en donde pueden existir como gas y como líquido en equilibrio. En este estado se puede alcanzar la densidad máxima, sin embargo, pequeños cambios de presión y temperatura producen grandes cambios en la densidad.

El estado supercrítico del CO<sub>2</sub> tiene lugar a 31.1 °C y 7.38 MPa=72.8 atm, que equivalen aproximadamente, dependiendo del gradiente geotérmico, a condiciones de 800 m de profundidad de la corteza terrestre y se comporta como un gas llenando todo el volumen disponible pero teniendo la densidad de un líquido que se incrementa con la presión.

Las variaciones de la densidad del CO<sub>2</sub> con la profundidad y temperatura tienen implicaciones sobre el almacenamiento y flujo del CO<sub>2</sub> (*Bachu, 2003*). Se denominan *cuencas frías* a las cuencas que presentan gradientes geotérmicos bajos (~ 25°C/km) y en donde los efectos de la temperatura sobre la densidad son más fuertes que los de la presión, de tal forma que la densidad disminuye con la profundidad o permanece casi constante. Al contrario, para *cuencas calientes* en donde presenta gradientes

geotérmicos elevados ( $\sim 50^{\circ}\text{C}/\text{km}$ ), la densidad del CO<sub>2</sub> siempre aumenta con la profundidad (Figura 4.5).

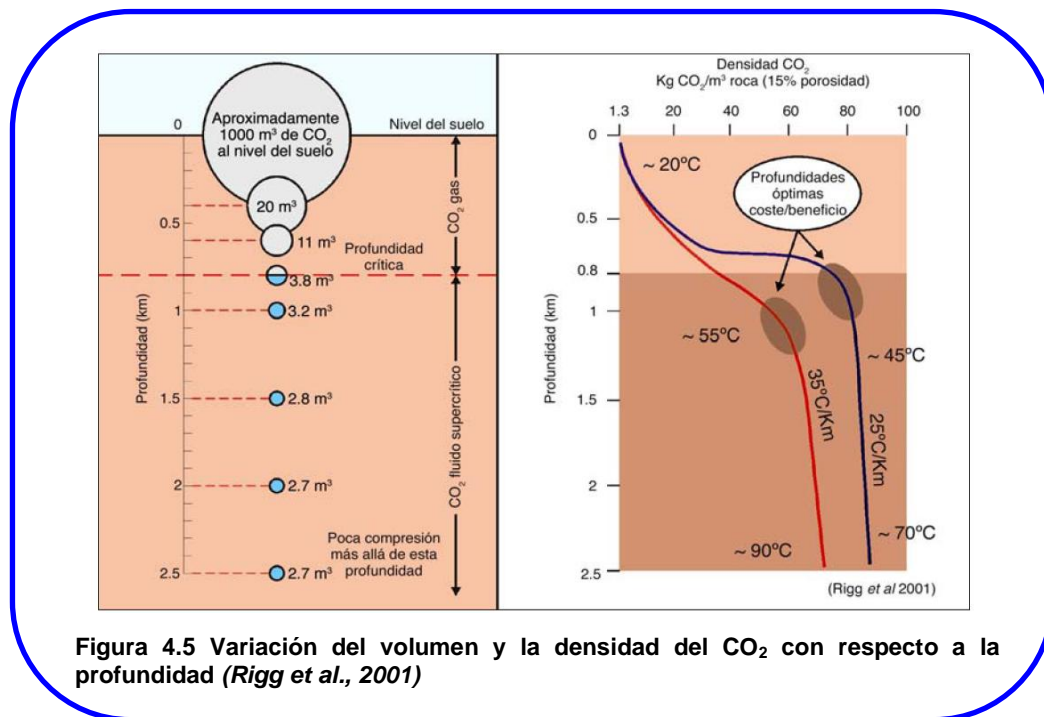


Figura 4.5 Variación del volumen y la densidad del CO<sub>2</sub> con respecto a la profundidad (Rigg et al., 2001)

La profundidad óptima es aquella que maximiza la capacidad de almacenamiento y al mismo tiempo, minimiza los costos de perforación, compresión e inyección de CO<sub>2</sub>. Para las *cuencas frías* la profundidad óptima varía entre 800-1,000 m y entre 1,500-2,000 m para *cuencas calientes*. Cualquier profundidad inferior o superior a ese rango va a ser menos eficiente y más costosa.

Por lo tanto, para identificación de la roca almacén se busca una profundidad mínima de 800 m y máxima de 2,500 m para que no estén comprometidas para otro tipo de usos como yacimientos de hidrocarburos, agua u otros recursos.

Por medio del análisis cuantitativo de registros geofísicos de pozos y pruebas de producción se puede conocer la temperatura en un intervalo de interés ( $T_{int}$ ) así como su gradiente geotérmico.

#### - Salinidad del agua de formación

Esta evaluación está enfocada en la identificación de rocas almacén en *acuíferos salinos profundos (ASP)*, las cuales son formaciones de rocas sedimentarias porosas y permeables cuyos poros están saturados con fluidos con una salinidad mayor a las 10,000 ppm.





Estas formaciones son favorables para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> por su amplia distribución y capacidad de almacenamiento. Generalmente se encuentran a profundidades mayores que los acuíferos que contienen agua potable por lo que el agua contenida en los *ASP* no es económicamente explotada para consumo humano, agrícola ni industrial.

Para calcular la salinidad del agua de formación se necesita conocer la Temperatura de Formación y la Resistividad del agua de formación ( $R_w$ ); para este último parámetro existen diferentes formas de obtención, entre ellas se encuentran:

- Análisis químico de una muestra de agua representativa del yacimiento.
- Medición directa de muestras de agua tomada con un probador de formación.
- A partir del registro de potencial espontáneo (SP) frente a una formación limpia.
- Por catálogos de muestras de agua e interpolando en mapas de igual salinidad correspondiente a formaciones geológicas específicas.
- A partir del gráfico de Pickett.
- Cálculo de  $R_w$  despejando de la ecuación de Archie para una capa saturada de agua.

#### - Porosidad ( $\Phi$ )

La porosidad ( $\Phi$ ) se define como la relación entre el volumen de poros existentes en una roca con respecto al volumen total de la misma. Es un parámetro sin dimensión y puede ser expresado en fracción o por ciento.

Existen diferentes tipos de porosidad, sin embargo, para la selección de la roca almacén en *ASP*, se busca la porosidad efectiva ya que corresponde al porcentaje de poros conectados, y refleja el volumen real de huecos susceptible de ser ocupado por el CO<sub>2</sub>. Por lo tanto, se busca que la roca almacén tenga una porosidad efectiva mayor o igual al 8% (*Bachu, 2008*).

Esta porosidad la podemos estimar en registros geofísicos de pozos (registros sísmico, densidad, neutrón, imagen de pozo, entre otros) y mediante técnicas de medición en laboratorio en donde se determinan dos de los tres parámetros básicos de la roca (volumen total, volumen poroso y volumen de los granos) en núcleos que son obtenidos durante la etapa de perforación del pozo.



### - Permeabilidad ( $k$ )

La permeabilidad ( $k$ ) se define como la capacidad que tiene una roca de permitir el flujo de fluidos a través de sus poros interconectados. La unidad de permeabilidad es el darcy, pero como ésta es muy grande, comúnmente se utiliza la milésima parte, es decir, el milidarcy (mD).

Para este estudio se busca que la roca almacén tenga una permeabilidad mayor o igual a 0.1 mD (Bachu, 2008) para asegurar un desplazamiento del CO<sub>2</sub> a lo largo de toda la extensión de la roca almacén

Al igual que la porosidad, la permeabilidad puede ser calculada por medio de registros geofísicos de pozo y por técnicas de medición en laboratorio de los núcleos obtenidos en la perforación del pozo.

### - Saturación de agua ( $S_w$ )

La saturación de una formación es la fracción del volumen poroso de una roca que está ocupado por un fluido determinado (petróleo, gas y agua); por lo tanto, la saturación de agua ( $S_w$ ) es la fracción o porcentaje del volumen poroso que contiene agua de formación. Si sólo existe agua en los poros, la formación tendrá un 100% de saturación de agua.

Para la evaluación en ASP, se busca que la roca almacén tenga una saturación de agua de 90% a 100%.

La determinación de la saturación de agua se puede efectuar por tres diferentes métodos: núcleos tomados en pozos perforados, cálculos a partir de las curvas de presión capilar o cálculo a partir de registros eléctricos.

### b) Roca Sello

Para que los fluidos no asciendan a la superficie por efecto de su flotabilidad se debe tener una roca de muy baja permeabilidad (capa sello) encima de la roca almacén que sirva como cierre a su migración o desplazamiento.

Mientras más homogénea sea la capa sello más seguridad existirá. Esto es, que tenga uniformidad en su constitución lo cual asegure la no migración del fluido a niveles superiores así como la no existencia de fallas, ya que las fallas no selladas proveerían un patrón de fuga.



El espesor de la roca sello es muy variable, puede ser de espesor muy reducido, si tiene excelente calidad o grueso si es de mediana o mala calidad. De este modo se deben buscar aquellos espesores que garanticen el almacenamiento del fluido durante un periodo de tiempo determinado. Para esta escala regional se busca la existencia de lutitas que representan las rocas sellos más importantes en cuencas dominadas por yacimientos siliclásticos y/o evaporitas en yacimientos carbonáticos, así como un sello superior secundario para mayor seguridad en caso de fuga.

### c) Trampa geológica

Una trampa geológica es una estructura geológica que mantiene atrapado un fluido en un espacio específico. La roca sello y trampa geológica darán el confinamiento para prevenir la migración y fuga del CO<sub>2</sub> del espacio de almacenamiento hacia otros lugares en el subsuelo, acuíferos potables y/o a la superficie.

Para este fin buscamos trampas estructurales y/o estratigráficas en donde el CO<sub>2</sub> es atrapado por rocas de baja permeabilidad que le impidan migrar a la superficie.

En la *Tabla 1* se resumen los parámetros críticos que se requieren para buscar un adecuado sistema de almacenamiento de CO<sub>2</sub> en ASP (CFE, 2015).

Elementos del Sistema de Almacenamiento de CO <sub>2</sub> en ASP	Parámetros	Valores
Roca Almacén	Profundidad Temperatura Salinidad Porosidad Efectiva Permeabilidad Saturación de agua Espesor	800 - 2,500 m ≥ 31.1 °C 10,000 ppm ≥ 8% ≥ 0.1 mD 90 - 100% Variable
Roca Sello	Espesor	Variable
Trampa Geológica	Estructural Estratigráfica Mixta	Anticlinal / Falla / Domos Discordancia / Cambio de Facies Combinación

**Tabla 1** Parámetros críticos del Sistema de Almacenamiento de CO<sub>2</sub> en ASP.



#### 4.2.1.2 Plan de identificación.

- Evaluación del área de estudio

##### a) Recopilación y análisis de información

En esta etapa se recopila toda la información existente. Para delimitar el área de estudio en la Provincia de Burgos se consideró la información de las zonas potenciales para almacenamiento contenidas en la Evaluación escala Cuenca publicadas en el *Atlas de Almacenamiento Geológico de México (SENER – CFE, 2012)* así como la evaluación multicriterio propuesta por *Medina, E., (2015)*.

Una vez seleccionada el área de estudio, se obtiene información bibliográfica a partir de artículos, publicaciones científicas, reportes geológicos, tesis, bases de datos de *INEGI* y *Servicio Geológico Mexicano* así como información petrolera como informes técnicos, secciones geológicas y sísmicas, registros geofísicos de pozos exploratorios y columnas geológicas.

##### - Evaluación Escala Cuenca

En esta etapa de evaluación se identifican zonas potenciales que cumplan con los parámetros críticos para un sistema de almacenamiento adecuado así como el cálculo de la 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 de esta etapa de resolución (*Figura 4.6*).

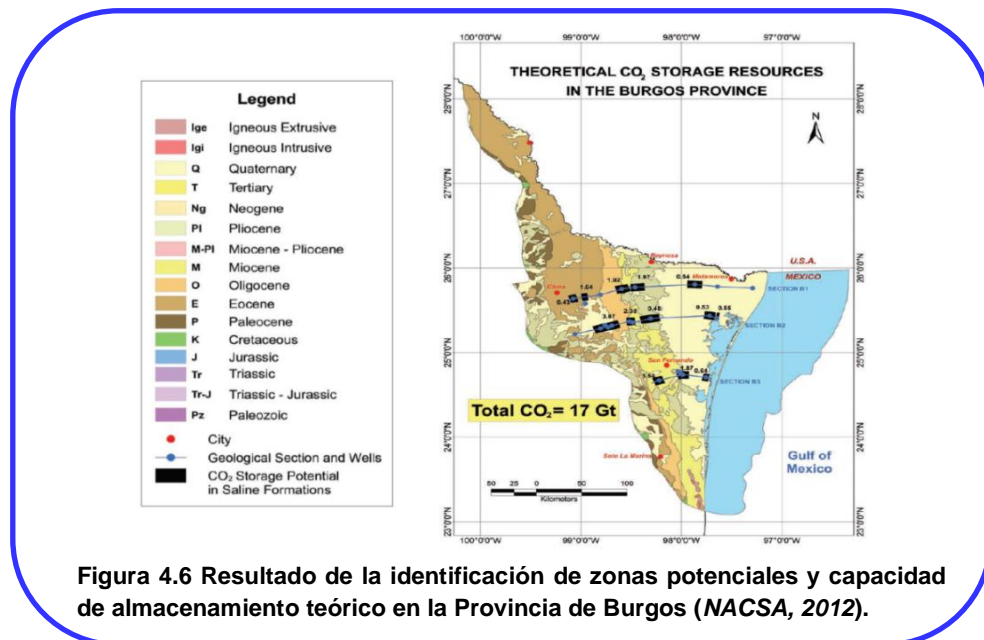


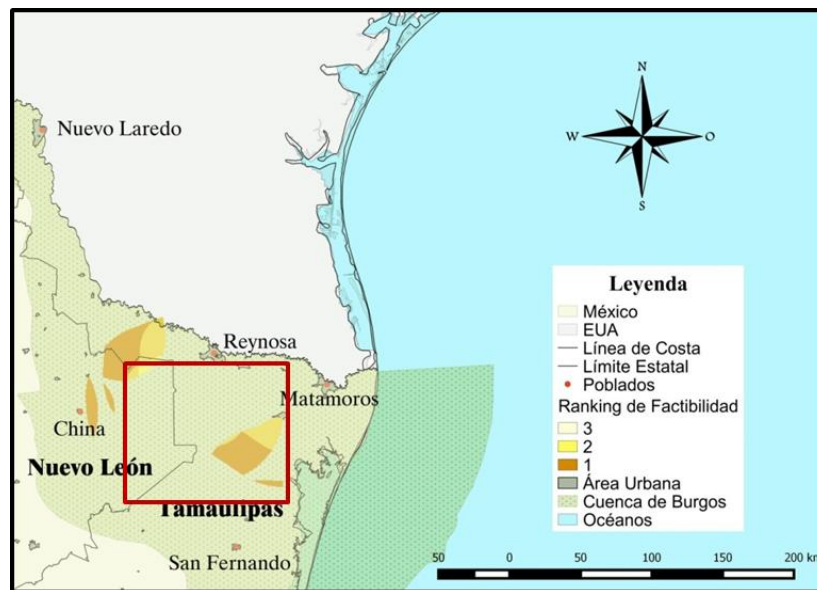
Figura 4.6 Resultado de la identificación de zonas potenciales y capacidad de almacenamiento teórico en la Provincia de Burgos (*NACSA, 2012*).



## - Evaluación Multicriterio de la Provincia de Burgos

Con la información obtenida de la evaluación a escala Cuenca y el empleo de Sistemas de Información Geográfica, *Medina, E. (2015)* realizó una evaluación multicriterio en donde estableció la mejor área de estudio a través del análisis de los aspectos superficiales de la provincia de Burgos. Tomó en cuenta regulaciones y restricciones espaciales como zonas naturales protegidas, vegetación densa, terrenos sujetos a inundación, cuerpos de agua así como aspectos económicos como infraestructura, áreas urbanas, localización de fuentes de emisión fija, zonas potenciales propuestas así como volumen de información disponible en la etapa a Nivel Cuenca.

Con esta información, se identificó el sector de la Provincia de Burgos que cuenta con las mejores condiciones geográficas para almacenar una gran cantidad de CO<sub>2</sub>, donde se encuentran fuentes emisoras de CO<sub>2</sub> importantes y tiene una infraestructura favorable (*Figura 4.7*).



**Figura 4.7** Resultado de la evaluación multicriterio propuesta por *Medina, E., 2015*.



## b) Modelo Estático.

El modelo estático es aquel que representa las propiedades de un yacimiento tales como límites, fallas, ambientes sedimentarios, continuidad vertical y lateral, porosidad, permeabilidad, litología, espesores, entre otros. Se genera a partir de la integración de información geológica, geofísica, petrofísica, de producción, entre otros, con el fin de identificar unidades geológicas potenciales para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> así como para el cálculo de la capacidad de almacenamiento efectivo.

El objetivo de este modelo es describir las características que controlan la capacidad de almacenamiento de los yacimientos identificados, usando toda la información que se tenga disponible. A su vez comprende de una serie de modelos más detallados como son el modelo geológico estructural, el modelo sedimentológico y el modelo petrofísico.

Este modelo estático está sujeto a modificaciones por nuevos datos disponibles, como mayor cantidad de líneas sísmicas, mapas estructurales detallados, registros geofísicos de pozos, análisis de núcleos, muestras de pared y muestras de canal, modelos deposicionales y de distribución de facies interpretados, entre otros, con el propósito de hacer un modelo estático más robusto y confiable que sirva de base para el desarrollo de modelos dinámicos que simulen el comportamiento de fluidos en las formaciones propuestas en condiciones iniciales de presión, es decir, que se pueda simular la inyección del CO<sub>2</sub> y cómo se comportaría dinámicamente en el almacén.

### ○ Base de datos

Una actividad importante para la realización del modelo estático es tener una base de datos con la recopilación y análisis de toda la información existente. Debido al detalle requerido para esta escala de estudio es necesario elaborar convenios con las instituciones que cuentan con dicha información específica, sin embargo este paso puede llegar a ser muy tardado por los procedimientos y trámites que deben seguirse para su obtención.

### ○ Modelo geológico estructural

El modelo geológico estructural representa el marco de trabajo en donde se describen los rasgos geológicos del yacimiento como geometría y orientación de estructuras – fallas geológicas así como la delimitación y relaciones laterales – verticales de unidades geológicas, entre otros.

Su principal aplicación para este estudio es identificar estructuras potenciales para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>, la posición de la superficie de cierre del almacén y la ubicación de posibles fallas significativas.



- **Modelo sedimentológico**

El objetivo principal del modelo sedimentológico para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> es reconstruir los ambientes de sedimentación basándose en interpretaciones de espesores, distribución y geometría de cuerpos sedimentarios.

Con la identificación del ambiente sedimentario se puede elegir el coeficiente de almacenamiento efectivo apropiado necesario para poder estimar la capacidad de almacenamiento efectivo y si se cuenta con mayor información se puede estimar la evolución lateral de las facies por medio de la integración de datos derivados de la evaluación petrofísica del yacimiento y así conocer la naturaleza, existencia, importancia y distribución de barreras de permeabilidad.

- **Modelo petrofísico**

Con la realización del modelo petrofísico se pueden determinar las propiedades de la roca y los fluidos presentes en la misma, así como su distribución, interacción y movimiento a través del medio poroso. Así mismo, con apoyo de los otros modelos se pueden realizar las correlaciones de niveles estratigráficos y estructurales para determinar su continuidad y extensión en las estructuras así como distribución de facies.

Para esta evaluación, el objetivo principal de este modelo es la determinación de los parámetros petrofísicos de porosidad, permeabilidad, saturación de agua, salinidad y temperatura de una Formación seleccionada a través del análisis de informes geológicos e interpretación registros geofísicos de pozos, datos de núcleos y descripción de muestras de canal y pared para posteriormente realizar el cálculo de la capacidad de almacenamiento efectivo.

#### **4.2.1.3 Regiones potenciales.**

Se integran los resultados de los modelos geológico estructural, sedimentológico y petrofísico para determinar las formaciones almacén con sus respectivos cierres y sellos así como para el cálculo de sus espesores y geometría. La correcta integración de toda la información permite que este modelo sea más confiable.

#### **4.2.2 Selección de Regiones Potenciales**

Una vez identificadas las regiones potenciales se procede a estimar su capacidad de almacenamiento efectivo e identificar el posible riesgo en cada una de ellas.



#### 4.2.2.1 Estimación de la capacidad de almacenamiento efectivo

La capacidad de almacenamiento se define como la capacidad volumétrica de un sistema para contener un fluido. La capacidad de almacenamiento de un nivel de estudio específico representa el máximo nivel probable de la capacidad de almacenamiento accesible dado el tipo de base de datos disponible para ese nivel.

La *capacidad de almacenamiento efectivo (CAE)* es el producto del volumen efectivo de la región (capacidad de almacenamiento teórico), la densidad del CO<sub>2</sub> a la profundidad de inyección propuesta y los coeficientes seleccionados para la región. Se obtiene mediante la siguiente ecuación (Tabla 2):

Capacidad de Almacenamiento Efectivo (CAE)	
<b><math>CAE = E * V_{CO_2} * \rho_{CO_2}</math> [tonnes]</b>	
E	Coefficiente de almacenamiento específico
V <sub>CO<sub>2</sub></sub>	Capacidad de almacenamiento teórica [m <sup>3</sup> ]
ρ <sub>CO<sub>2</sub></sub>	Densidad del CO <sub>2</sub> [kg/m <sup>3</sup> ]

Tabla 2 Ecuación para la estimación de la *Capacidad de Almacenamiento Efectivo (CAE)*.

En los casos en que en una formación se identifiquen más de una unidad almacén, los valores de la ecuación deberán ser obtenidos para cada caso en particular.

- **Coefficiente de almacenamiento específico (E)**

Los *coeficientes de almacenamiento específico* fueron desarrollados por la *Agencia Internacional de Energía (IEA)*. Éstos fueron determinados a partir de modelos probabilísticos basados en las características sedimentológicas, estratigráficas y estructurales de cientos de cuencas alrededor del mundo.

Para seleccionar el *coeficiente de almacenamiento específico (E)* en las tablas de la *AGD (Average Global Database)* debe conocerse la litología, estructura geológica y ambiente de depósito de la roca almacén (*Figura 4.8*). El resultado es expresado en valores mínimos, medios y máximos (P10, P50 y P90, respectivamente).



- **Capacidad de Almacenamiento Teórico (V<sub>CO2</sub>)**

La capacidad de almacenamiento teórico es obtenida mediante la siguiente ecuación (Tabla 3):

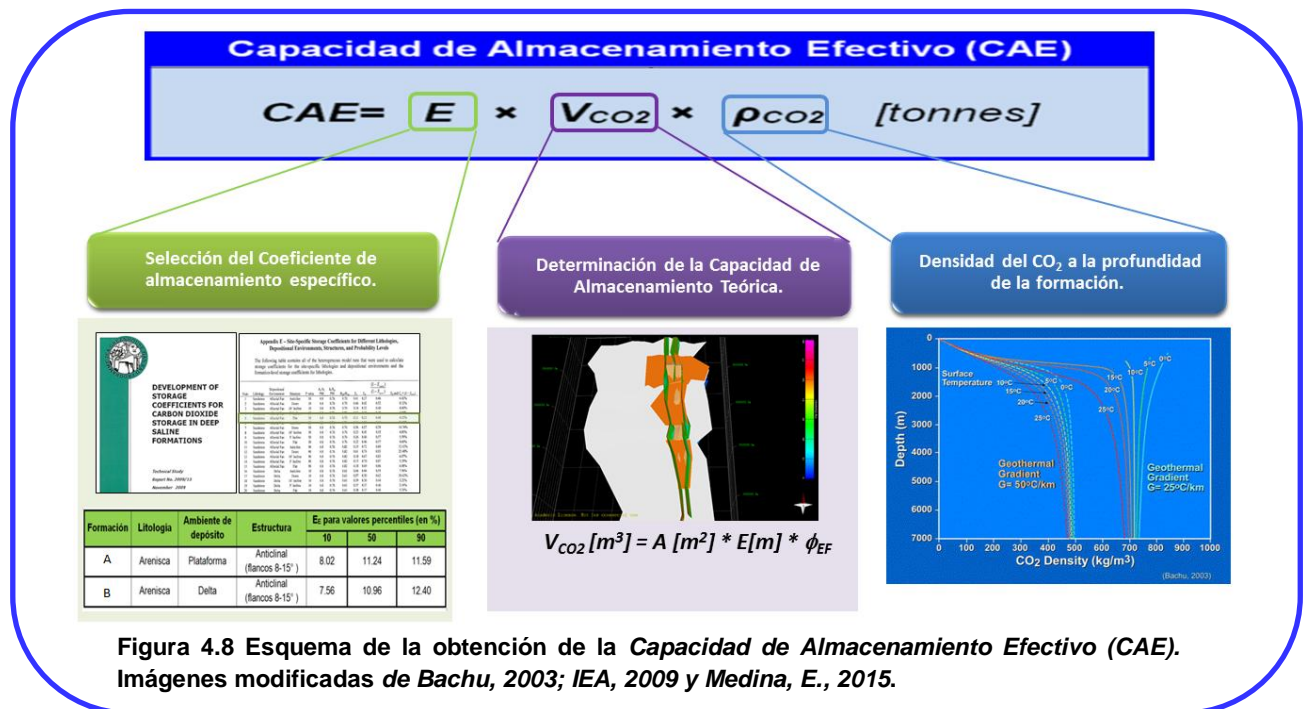
Capacidad de Almacenamiento Teórico (V <sub>CO2</sub> )	
$V_{CO2} [m^3] = A [m^2] * E[m] * \phi_{EF}$	
A	Área de la estructura [m <sup>2</sup> ]
E	Espesor de la formación [m]
Φ <sub>EF</sub>	Porosidad Efectiva [%]

Tabla 3 Ecuación para la estimación de la *Capacidad de Almacenamiento Teórica*.

Los datos de área de la estructura y espesor de la formación de la región se pueden calcular del modelo geológico – estructural mientras que la porosidad del modelo petrofísico (Figura 4.8).

- **Densidad del CO<sub>2</sub> (ρ<sub>CO2</sub>)**

La densidad del CO<sub>2</sub> se obtiene a partir de la gráfica de la relación entre la profundidad a la que se encuentra la formación que presenta condiciones atractivas para ser considerada como almacén potencial contra la temperatura de formación a este nivel (Figura 4.8).





Finalmente se multiplica el resultado de cada uno de los percentiles de los coeficientes por la densidad del CO<sub>2</sub> para convertir el valor de la capacidad de almacenamiento de metros cúbicos (m<sup>3</sup>) a toneladas métricas (t).

#### **4.2.2.2 Identificación y valoración de riesgo**

Una vez identificadas las regiones que cumplen con las condiciones de capacidad (porosidad), inyektividad (permeabilidad) y contención (trampa y roca sello), es indispensable identificar riesgos de fuga que pueden deberse a la formación de fracturas o reactivación de fallas. Esto con el objetivo de seleccionar las regiones con las mejores condiciones en cuanto a la distribución de los esfuerzos principales que actúan en el interior de ellas y predecir el comportamiento al efectuar la inyección del fluido.

#### **4.2.3 Valoración de Regiones Potenciales Seleccionadas**

De acuerdo a la metodología, el último paso la Evaluación Regional es la valoración de las regiones seleccionadas para ser propuestas o descartadas en la siguiente escala de evaluación que corresponde a la Escala Local.

La valoración consiste en realizar la evaluación petrofísica de cada una de las regiones seleccionadas con el objetivo de identificar horizontes geológicos potenciales, cuantificar su capacidad de almacenamiento efectiva y elaborar mapas de isopropiedades para tener una idea de la ubicación de la zona más propicia para realizar la inyección del CO<sub>2</sub> y predecir su patrón de desplazamiento.

Para realizar esta valoración es muy importante contar con la mayor cantidad de información de registros geofísicos de pozos, datos de núcleos, muestras de pared y de canal y pruebas de producción de pozos.

En el siguiente capítulo detallo el proceso de la valoración por medio de la evaluación petrofísica en una de las regiones seleccionadas.

# Capítulo

# 5

## Evaluación de horizontes potenciales en una Región

### 5.1 Metodología

### 5.2 Resultados y Análisis

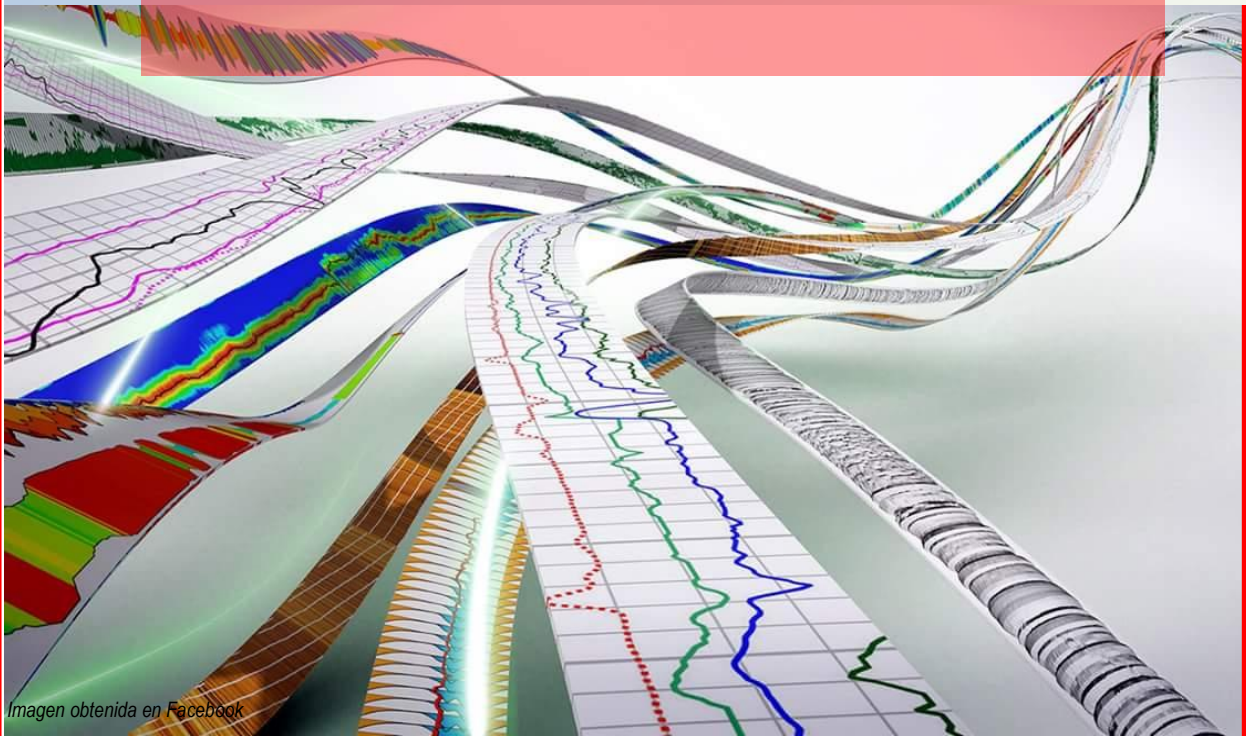


Imagen obtenida en Facebook



## 5. Evaluación de horizontes potenciales en una Región.

De acuerdo a la metodología descrita en el capítulo anterior, una vez que se seleccionan las regiones potenciales se hace una valoración de éstas para definir si tienen potencial para ser evaluadas en la siguiente escala de resolución, por lo que se debe realizar una evaluación petrofísica de la región seleccionada.

Es importante resaltar que una evaluación petrofísica constituye una herramienta importante en el estudio de cualquier yacimiento, ya que permite conocer diversos parámetros del sistema roca-fluidos y se basa principalmente de la interpretación de registros geofísicos de pozos y su calibración con resultados de pruebas realizadas sobre núcleos de laboratorio. Esta interpretación exige el procesamiento de gran cantidad de datos, por lo que la integración de éstos es esencial en una interpretación confiable, entre más información se use mejor será la descripción del yacimiento, sin embargo, en la práctica surgen problemas cuando se trata de utilizar la información de manera simultánea, ya que no todos los datos están disponibles al mismo tiempo, la calidad de la información es diferente, la información tiene diferentes resoluciones y existen muchos datos de importancia que se tienen de manera cualitativa.

Por medio de esta evaluación se pueden identificar horizontes geológicos que cumplan con los parámetros críticos necesarios para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> en acuíferos salinos profundos (ASP) dentro de cada región y se puede obtener sus parámetros petrofísicos de porosidad, saturación de agua, permeabilidad, salinidad, temperatura, entre otros. Así mismo, esta información puede plasmarse en mapas de isopropiedades para identificar las zonas con mayor potencial.

### 5.1 Metodología

En México, actualmente no existen metodologías para la evaluación petrofísica de horizontes potenciales para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en ASP, sin embargo, la información que se maneja para su evaluación proviene principalmente del área petrolera por lo que para esta tesis adapté la metodología de evaluación petrofísica para yacimientos petroleros de *Mejía, C.H. (2011)* con el objetivo de identificar, seleccionar y definir horizontes geológicos potenciales para almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en una formación específica dentro de un estructura seleccionada (Región) (*Figura 5.1*).

Esta metodología sumada a la metodología del capítulo anterior puede ser una herramienta clave para complementar la evaluación regional de las provincias, obteniendo como resultado una metodología más completa, confiable y aplicable a la selección de regiones potenciales para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en ASP.

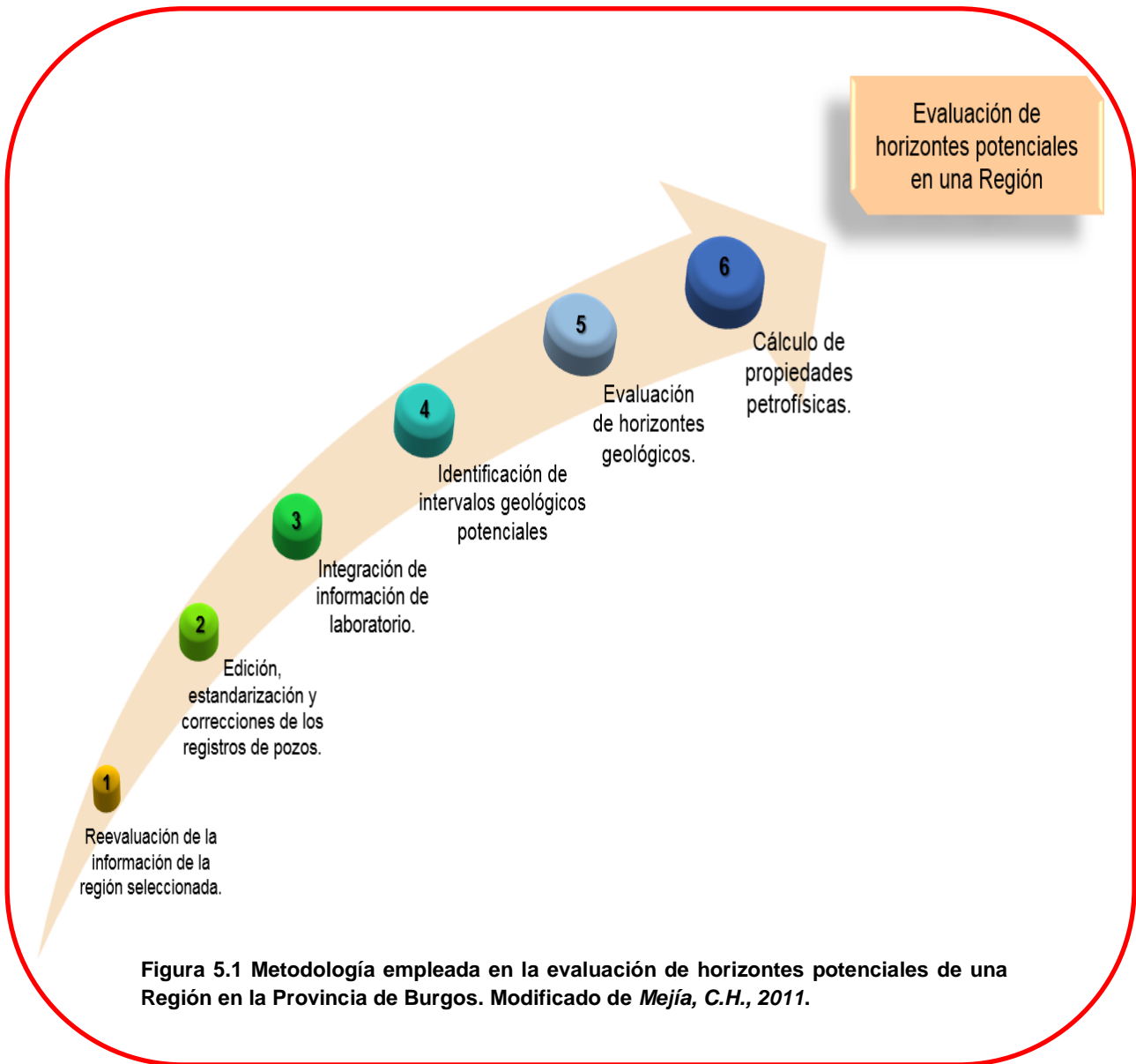


Figura 5.1 Metodología empleada en la evaluación de horizontes potenciales de una Región en la Provincia de Burgos. Modificado de Mejía, C.H., 2011.

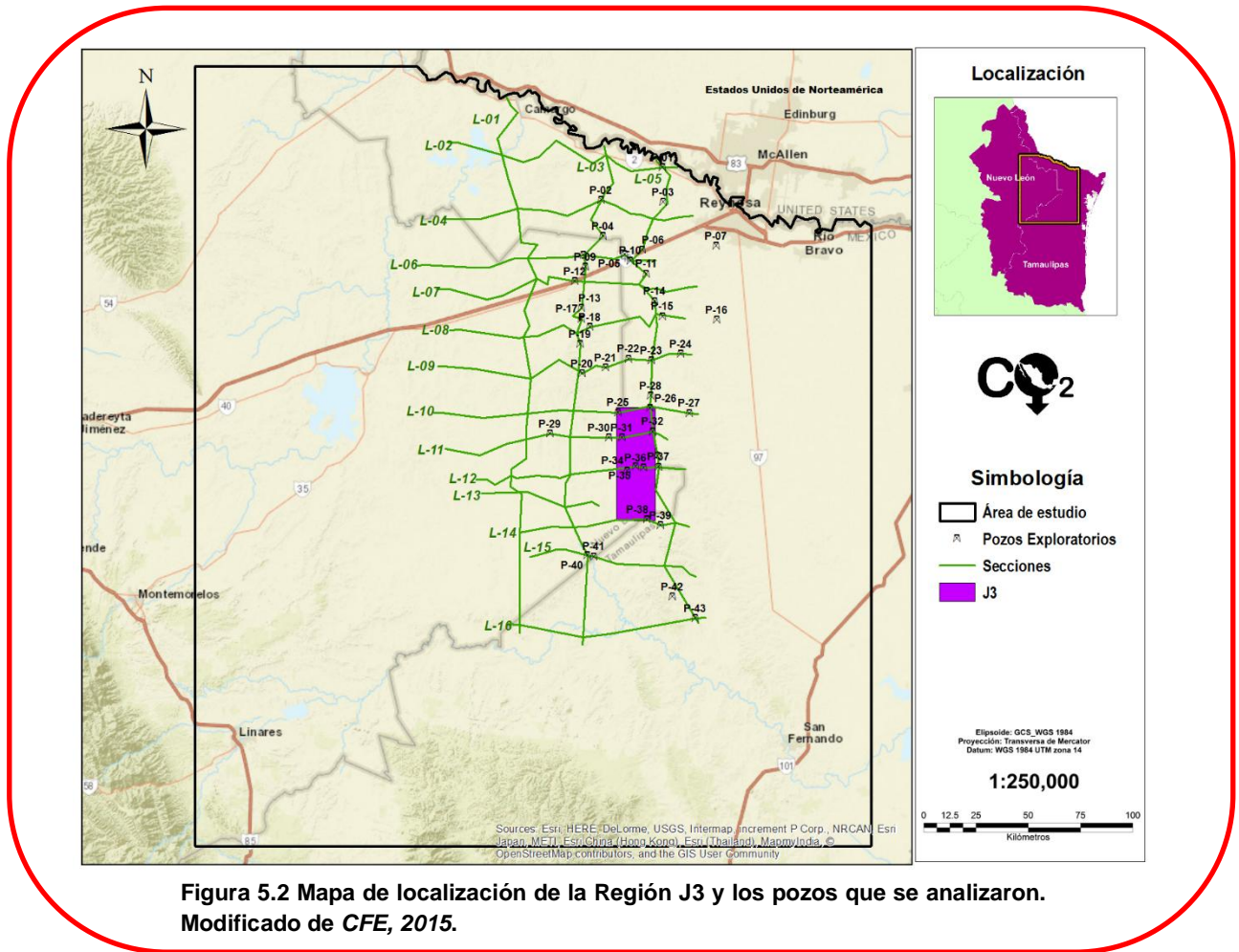
### 5.1.1 Reevaluación de la información de la región seleccionada

En esta primera fase se incluye la integración de la recopilación, inventario, carga, control de calidad y análisis de la información con la que ya se contaba y la de nueva adquisición de la región seleccionada.

Para este apartado presentaré la evaluación de la *Región J3* que corresponde a una estructura anticlinal *roll-over* que presenta una forma alargada orientada N-S, delimitada en los flancos occidental y oriental por fallas de crecimiento que da origen a bloques escalonados con caída hacia el Oriente. Se ubica al suroeste del área de estudio, a 90 km de la Cd. de Reynosa, Tamaulipas, entre las franjas del Eoceno Superior y el Oligoceno Inferior.

Debido a acuerdos de confidencialidad se omite información de localización, profundidad, nombres de pozos, formaciones, secciones geológicas y sísmicas.

La información para el análisis de la Región J3 está conformada por los pozos P-20, P-21, P-22, P-23, P-24 de la sección L-09; P-25, P-26, P-27 de la sección L-10; P-29, P-30, P-31, P-32 de la sección L-11; P-34, P-35, P-36, P-37 de la sección L-12; P-38, P-39 de la sección L-14, P-40, P-41 de la sección L-1 y P-28, P-33 de la sección L-05 (Figura 5.2).



Por lo tanto, una vez seleccionada la estructura y la formación geológica potencial se identifican los pozos exploratorios que se encuentran dentro y alrededor a ésta. En total se encontraron 22 pozos distribidos en la estructura de la *Región J3* a los que se les realizó un análisis detallado de la información.



Se reinterpretó la información que contenía cada pozo y se integró la nueva. Esta no fue una tarea fácil, especialmente porque los datos estaban incompletos y/o eran de mala calidad.

En general cada pozo contiene ficha técnica, informe final geológico, informe paleontológico, informe petrográfico y sedimentológico, columna estratigráfica, descripción de muestras de canal, registros de hidrocarburos, registros geofísicos de pozo, petrofísica básica y pruebas de producción. Sin embargo, no todos los pozos cuentan con la totalidad de los archivos, debido primordialmente al año en que se realizaron los pozos pues se cuenta con información desde la década de los 60's.

Con esto se busca actualizar la base de datos inicial y filtrar los pozos con mayor contenido de información y un posible sistema de almacenamiento.

Una vez hecho esto se identifica la información completa de registros geofísicos de los pozos a evaluar. Éstos se encuentran en formatos distintos por lo que se deberán estandarizar más adelante.

Los registros geofísicos de los pozos a evaluar constan principalmente de registros de correlación, registros de mecánicos (caliper), registros de resistividad y de porosidad así como información de núcleos y muestras de pared con los que ya están calibradas algunas curvas de porosidad y permeabilidad.

De los registros de correlación no se cuenta con el registro de potencial espontáneo (SP) debido a que los pozos fueron perforados con lodos base aceite pero como sustituto se contó con el registro de rayos gamma (GR) con el que se puede identificar capas permeables e impermeables, volumen de arcilla, litología y correlación entre pozos.

También se contó con los registros de resistividad donde se analizaron los perfiles de inducción (DIL y AIT). Se utilizó ILD y AT90 para las lecturas profundas de Rt con lo que se puede calcular la resistividad verdadera de la formación, cuantificar Rw en intervalos que contienen agua para poder calcular la saturación de fluidos en el espacio poroso de la roca así como para determinar el contenido y el tipo de fluido en los poros diferenciando intervalos que contienen agua e hidrocarburos.

Para el cálculo de la porosidad se contó con los registros sónico, densidad y neutrón.

En algunos casos se contó con la curva de caliper que proporciona información de la longitud de la abertura del pozo a lo largo de su profundidad.



De los 22 pozos exploratorios reevaluados quedaron 19 pozos con información completa para la siguiente fase de evaluación (Figura 5.3).

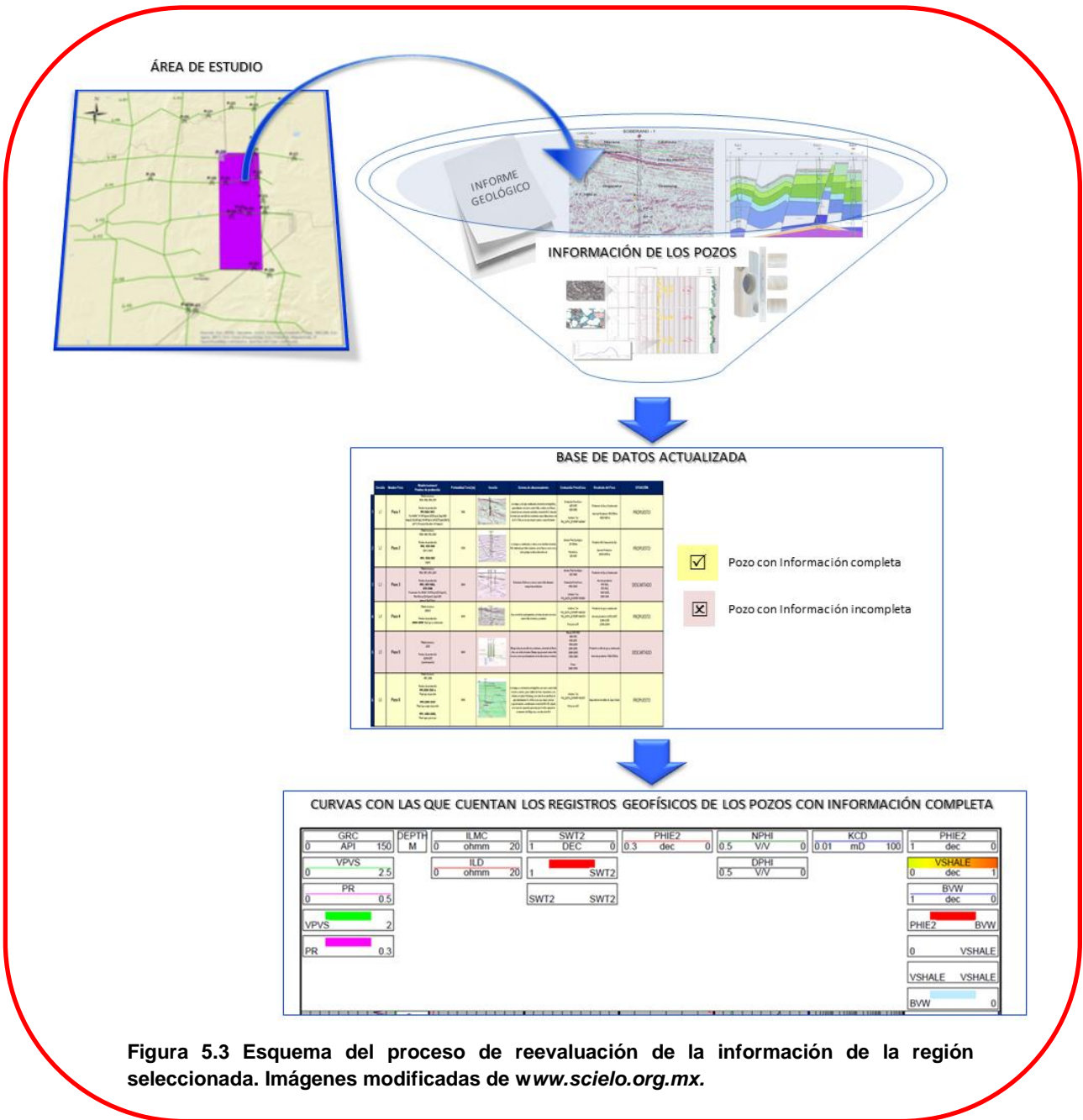


Figura 5.3 Esquema del proceso de reevaluación de la información de la región seleccionada. Imágenes modificadas de [www.scielo.org.mx](http://www.scielo.org.mx).



### 5.1.2 Edición, estandarización y correcciones de registros de pozos

Esta fase consiste en la estandarización de los nombres de los perfiles, la edición de los diferentes formatos en los que se encuentran los registros geofísicos para obtener un solo formato estándar así como la corrección de las curvas. Es muy importante cuidar la calidad de los datos de los perfiles para una mejor interpretación.

Se procesaron tres registros en formato \*.LAS en el *software especializado Interactive Petrophysics V3.5 (IP)*, en donde se encontró como inconveniente la falta o discontinuidad de curvas en los archivos, por lo que dos pozos fueron descartados (*Figura 5.4*).

Con los registros que ya se encuentran procesados e interpretados se debe revisar que estén completos y dentro de los intervalos que se buscan, sin embargo se descartaron tres registros porque solamente contenían registros de intervalos productores así como registros digitalizados con mala calidad (*Figura 5.4*).

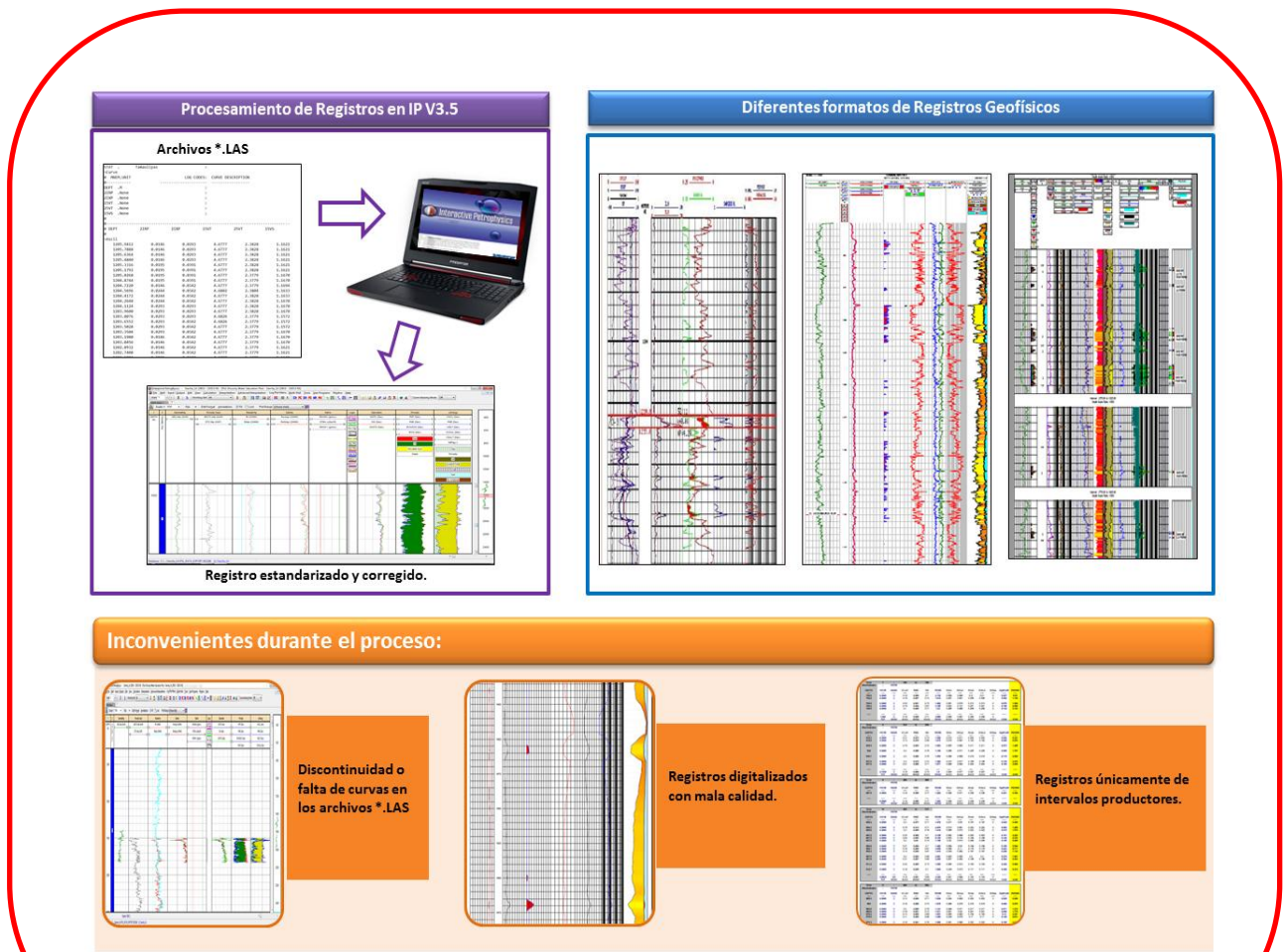
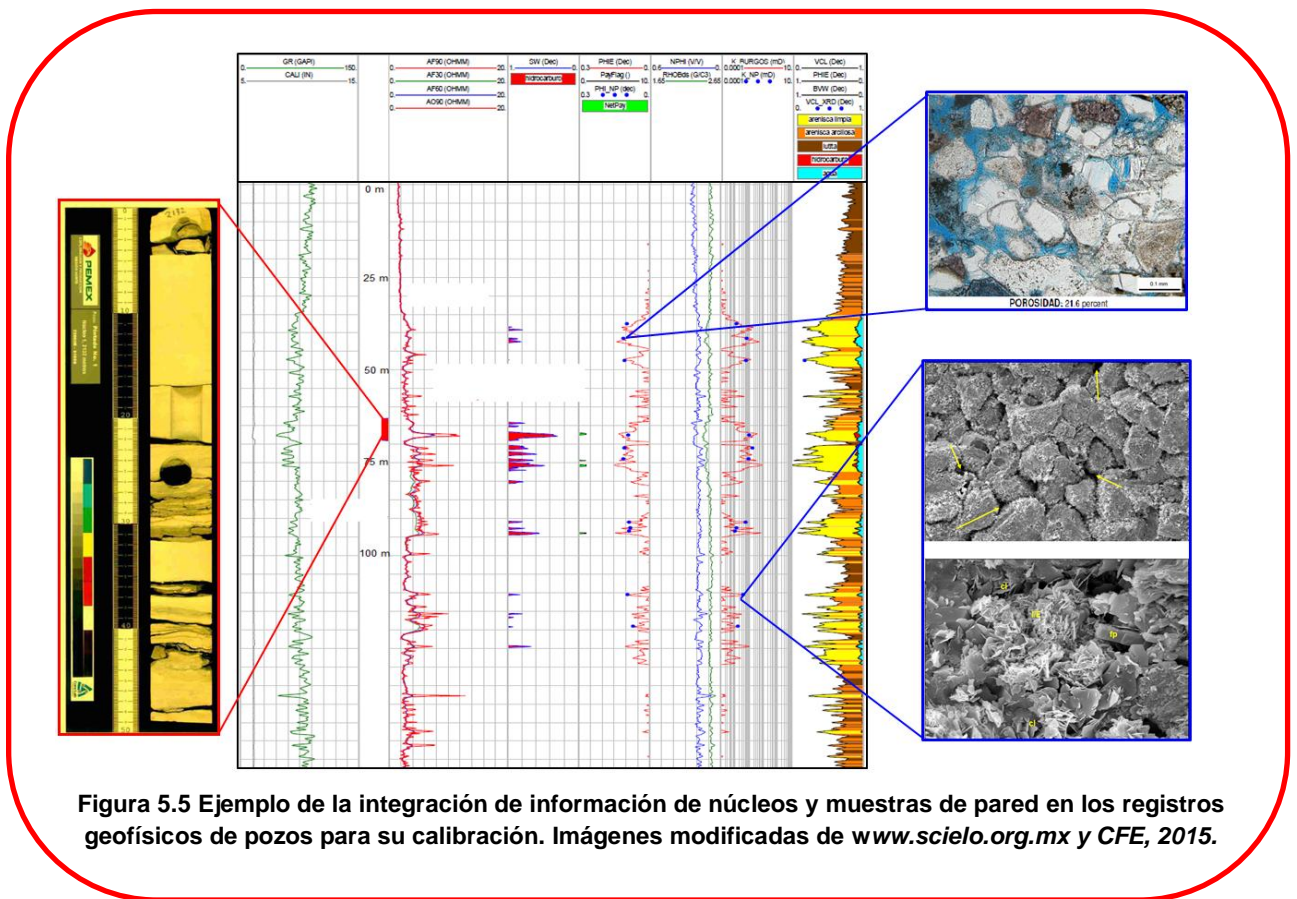


Figura 5.4 Edición, estandarización, correcciones e inconvenientes durante el análisis de los registros geofísicos de pozos. Imágenes modificadas de [www.scielo.org.mx](http://www.scielo.org.mx).

### 5.1.3 Integración de información de laboratorio

Esta fase comprende el inventario de los pozos que presentan información de núcleos, muestras de pared, descripción de muestras de canal y pruebas de producción.

Para realizar una mejor interpretación petrofísica se comparan los registros geofísicos de pozos con datos directos como muestras de pared o canal, núcleos y pruebas de producción para determinar o calibrar las profundidades de las formaciones atravesadas por el pozo así como para correlacionar parámetros petrofísicos obtenidos de registros con los de laboratorio. Esta información por lo regular ya está integrada en los registros interpretados (Figura 5.5), sin embargo es importante conocerla para integrarla durante el procesamiento de los registros en formato \*.LAS así como para calibrar resultados.





Por lo tanto, se añadió en la base de datos la información referente a intervalos donde se obtuvieron núcleos y pruebas de producción así como la información de descripción de muestras de pared, muestras de canal, porosidad, permeabilidad, salinidad, entre otros datos importantes dentro de los 800 y 2,500 m.

Es importante destacar que para este estudio se contó con poca información de núcleos en intervalos para acuíferos salinos profundos ya que dicha información estaba enfocada principalmente a las zonas interés petrolero.

#### 5.1.4 Identificación de intervalos geológicos potenciales

Para la fase de identificación de intervalos geológicos potenciales se analizan los registros geofísicos de cada pozo dentro cada región buscando cualitativamente en el intervalo de 800 a 2,500 m horizontes que pudieran cumplir con los parámetros críticos buscados.

El proceso consiste en que una vez que los registros geofísicos están procesados y completos se realiza una evaluación cualitativa con apoyo de la base de datos y fichas técnicas con información geológica, posibles rocas almacén y sello, trampa, intervalos productores, entre otros.

Se analizaron los registros de cada pozo, buscando en las curvas de rayos gamma (GR) capas permeables, con un volumen de arcillosidad (Vsh) bajo (arenas limpias). En los registros visualmente se identificaron los valores de porosidad efectiva (PHIE), permeabilidad (k) y saturación de agua (Sw) que fueran igual o mayor a los parámetros críticos necesarios. Finalmente se evaluó que los intervalos identificados contaran con un sello superior.

Si cumplen con los parámetros críticos se selecciona el intervalo geológico para su posterior evaluación cuantitativa.

Partiendo de un análisis detallado de la interpretación de los registros geofísicos de 14 pozos se obtuvo como resultado la identificación de un intervalo geológico potencial en la *Región J3*. Este intervalo geológico se encuentra en la *Formación B* y es identificado con el pozo *P-25* el cual se clasifica como “*Pozo Tipo*” (*Figura 5.6*).

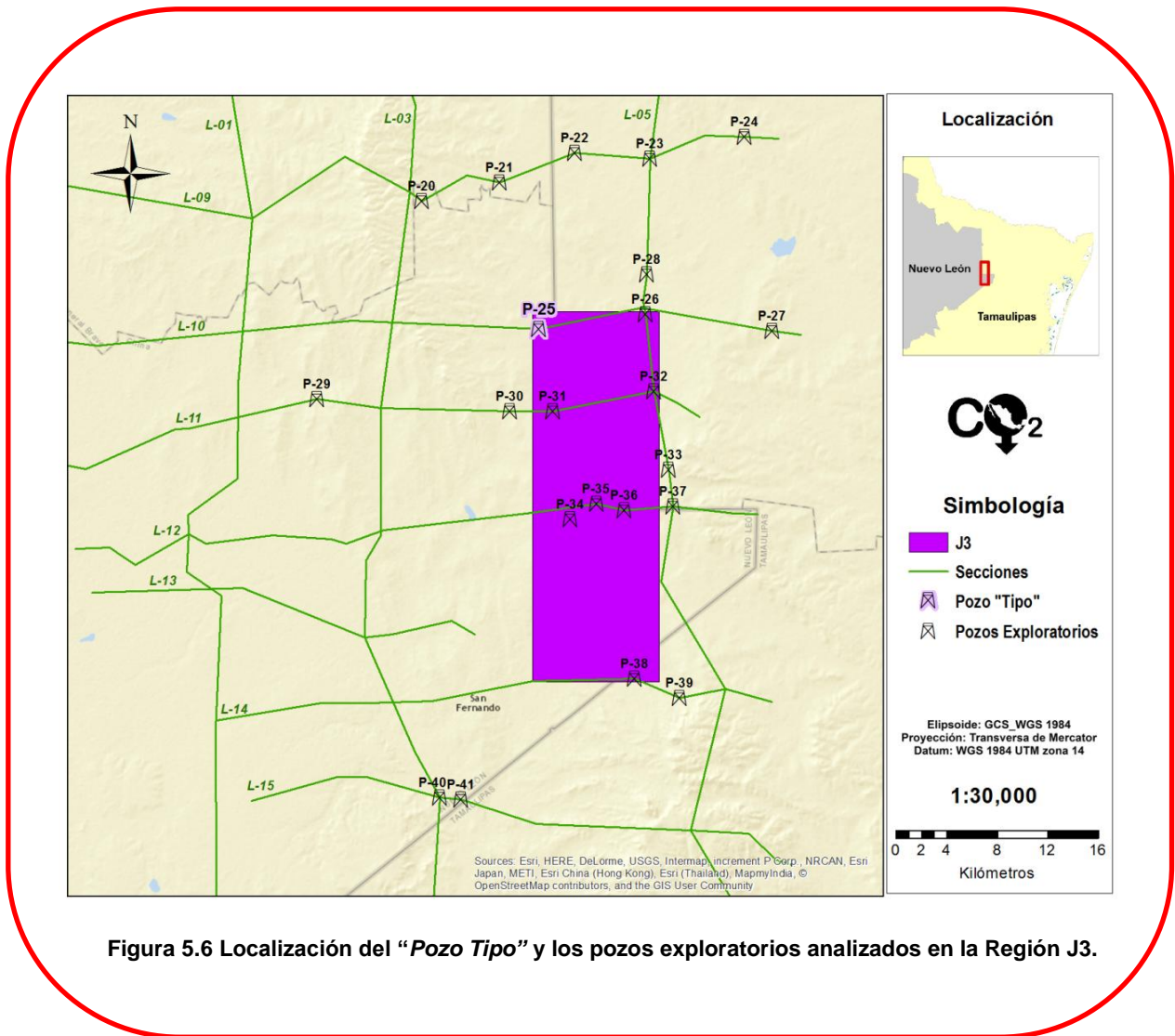


Figura 5.6 Localización del "Pozo Tipo" y los pozos exploratorios analizados en la Región J3.

La evaluación cualitativa del *Pozo Tipo* P-25 se describe a continuación.

Este pozo contiene resultados de diversos registros. Para su lectura adecuada es importante ver la escala en la cual se han realizado cada una de las curvas y que se encuentran en la parte superior del mismo. En el primer carril o *track* se encuentra el registro de rayos gamma (GR); en el segundo carril la profundidad en metros; en el tercer carril aparecen los registros eléctricos de doble inducción (ILD e ILM); en el cuarto carril se muestra la interpretación de Sw con la proporción de cantidad de agua de formación y la cantidad de hidrocarburos; en el quinto carril se muestra la aproximación de la porosidad efectiva (PHIE) de la formación; en el sexto carril se presentan el cálculo de la porosidad neutrón (NPHI) y porosidad por densidad (DPHI); en el séptimo carril muestra una aproximación de la permeabilidad de la formación y en



el último carril se muestra el volumen de arcilla (Vshale) así como una aproximación litológica diferenciando dos tipos básicamente: arcillas y arenas.

El intervalo propuesto tiene un espesor de 45 m y es de gran interés ya que se observan capas porosas identificadas por una baja lectura de rayos gamma indicadores de que se trata de una formación de tipo arenisca de cuarzo. Por su parte, los registros eléctricos muestran una resistividad baja lo cual es indicador de que la formación contiene agua con alta salinidad que se complementa con lecturas de Sw mayor a 90%. El índice de porosidad efectiva y de permeabilidad se puede ver en el quinto y séptimo carril respectivamente donde se observan porosidades mayores del 10% y permeabilidades aproximadamente de 1 mD lo cual es óptimo para nuestro estudio (Figura 5.7).

En la parte superior del intervalo propuesto se encuentra una serie de capas de 150 m de espesor cuya formación es predominantemente arcilla. Esto se observa con aumento en la lectura de GR y el alto volumen de arcillosidad (Vshale).

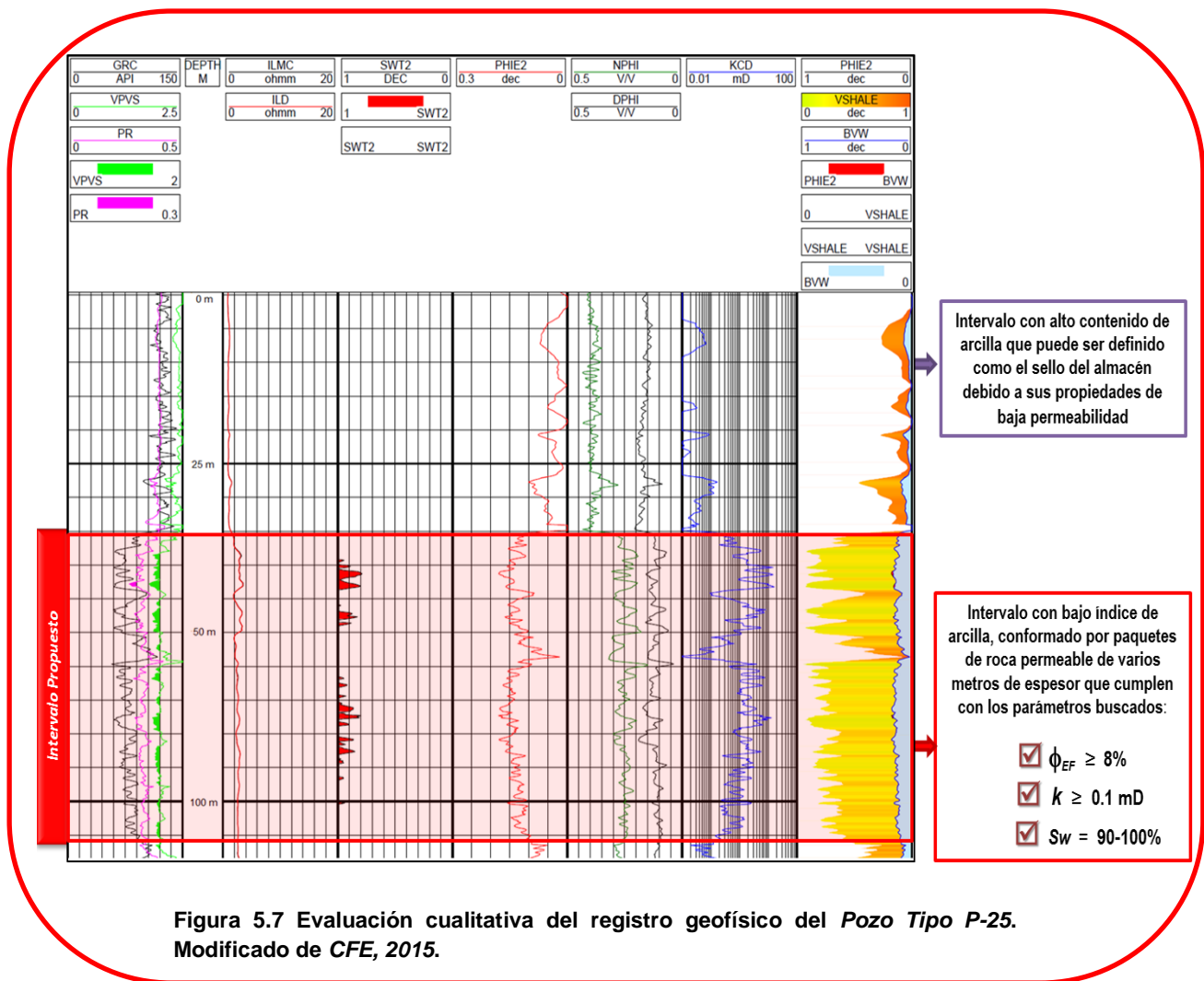


Figura 5.7 Evaluación cualitativa del registro geofísico del Pozo Tipo P-25. Modificado de CFE, 2015.

### 5.1.5 Evaluación de horizontes geológicos

Para definir un horizonte geológico se debe realizar la correlación de los intervalos geológicos potenciales identificados en los pozos para conocer su continuidad y extensión. Esto se obtiene mediante la integración de los intervalos en el modelo geológico – estructural.

Para la evaluación de esta tesis se realizó un modelo 3D en el software MOVE 2013® de la *Región J3* con la información de las secciones geológicas y columnas estratigráficas de los pozos evaluados (*Figura 5.8*).

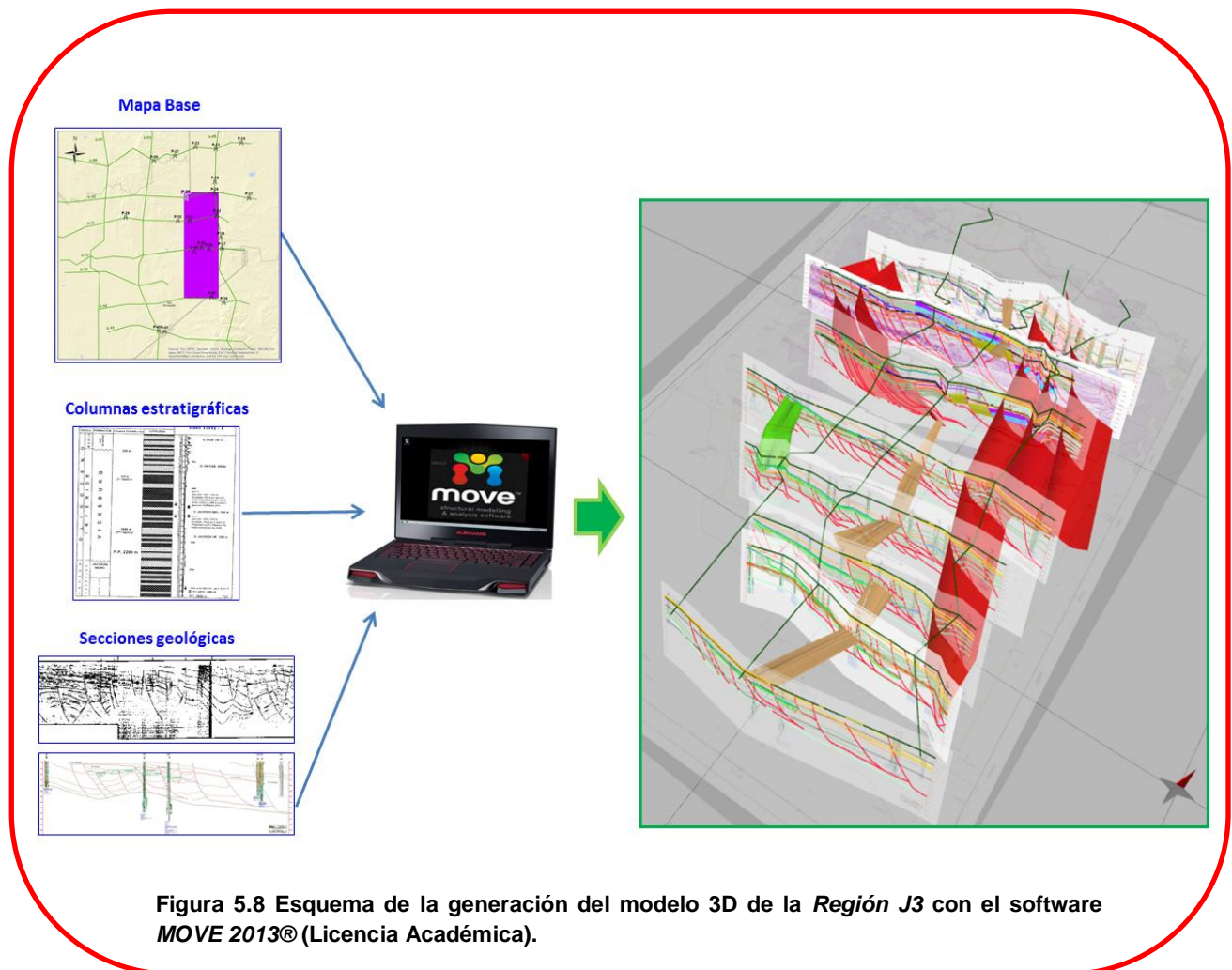
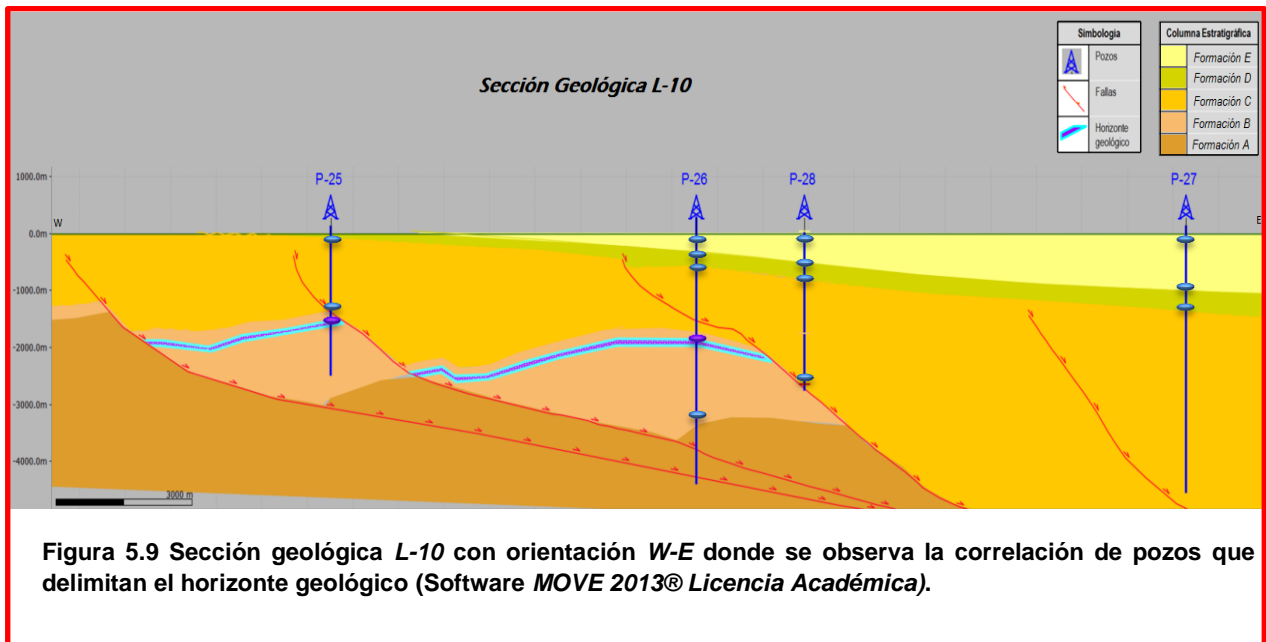


Figura 5.8 Esquema de la generación del modelo 3D de la *Región J3* con el software *MOVE 2013®* (Licencia Académica).

Se integró el intervalo geológico potencial identificado del *Pozo Tipo P-25* en el modelo 3D. Se trazaron las superficies para conocer su continuidad lateral, cierres estructurales, sello, geometría, extensión así como para realizar la correlación con los otros pozos. Es importante considerar que los horizontes geológicos se trazaron con el supuesto básico de que éstos se distribuyen de manera paralela a la estructura principal, es decir, que dentro de la estructura no se presentan cambios de facies, lo cual implica un grado de incertidumbre considerable.

La correlación se hizo por medio de los marcadores geológicos que se visualizan en los pozos. En cada uno de los pozos analizados se identificó la cima y base de cada unidad, luego mediante correlación entre pozos cercanos se determinó su posición estructural y estratigráfica. Una vez hecho esto y con el análisis del modelo, se identificaron las profundidades por donde corta el horizonte geológico potencial en los pozos dentro de la *Formación B* y se integró una tabla.

En la sección geológica *L-10* con orientación *W-E* (*Figura 5.9*) se observan el *Pozo Tipo P-25* y los pozos de correlación con sus marcadores geológicos con los cuales se correlacionó y delimitó el horizonte geológico potencial.



Las correlaciones llevadas a cabo con los pozos localizados en la *Región J3* se muestran en las diferentes secciones geológicas que permiten conocer la geometría, extensión, área y continuidad tanto lateral como vertical del horizonte geológico dentro de la *Formación B* (*Figura 5.10*).

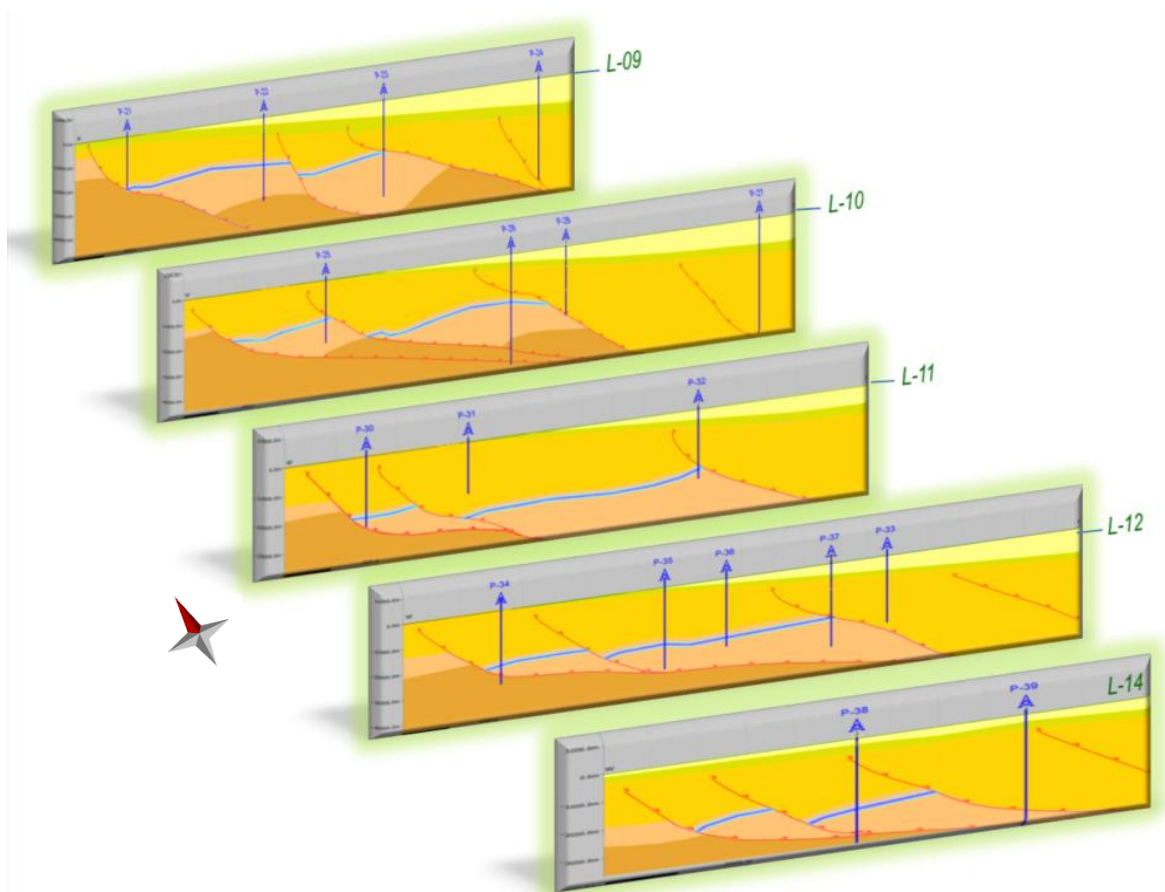
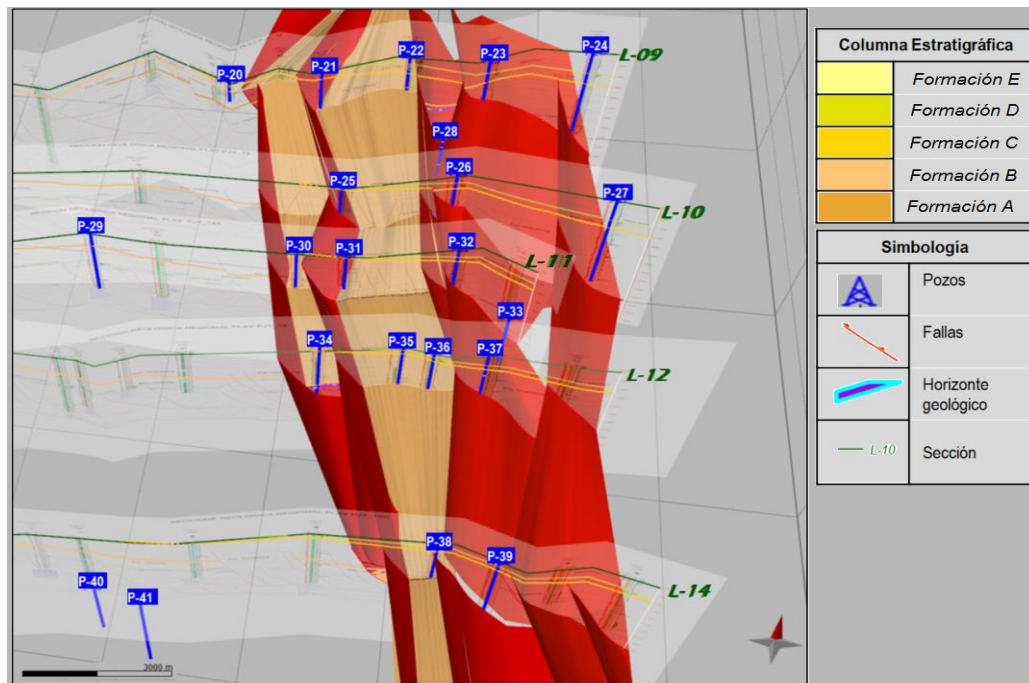


Figura 5.10 Modelo 3D de la Región J3 con los pozos y secciones geológicas que muestran la geometría, extensión, área y continuidad lateral y vertical del horizonte geológico dentro de la Formación B (Software MOVE 2013® Licencia Académica).





### 5.1.6 Cálculo de propiedades petrofísicas de los horizontes geológicos

Esta fase comprende la evaluación cuantitativa con el cálculo de los parámetros petrofísicos de volumen de arcilla ( $V_{sh}$ ), porosidad efectiva ( $PHIE$ ), saturación de agua ( $S_w$ ), permeabilidad ( $k$ ), salinidad y temperatura del horizonte geológico potencial.

Esta es una fase importante, ya que agrupa todas las variables calculadas en las fases anteriores y arroja los resultados petrofísicos del horizonte geológico con lo que se puede obtener un amplio conocimiento de las propiedades del yacimiento.

Una vez identificadas las profundidades donde corta el horizonte geológico en los pozos exploratorios y del análisis de la información se excluyeron aquellos pozos que no poseían las curvas necesarias o no tocaban el horizonte, por lo que finalmente la evaluación petrofísica fue realizada a siete pozos.

En general, la porosidad total fue calculada a partir de los datos de densidad, neutrón y sísmico donde éstos ya se encontraban calibrados con información de núcleos. Para el cálculo de la porosidad efectiva utilizaron la combinación  $NPHI-DPH$  o  $NPHI/RHOB$ . En cuanto al cálculo de la permeabilidad emplearon una modificación a la ecuación de Tixier-Timur producto de valores calibrados con datos de núcleos.

En el último carril de los registros se grafica el porcentaje de arcillas totales calculado por combinación de  $GR$ ,  $RT$ ,  $DT$  y  $NPHI/RHOB$  como indicadores de arcillosidad calibrada con datos de Difracción de Rayos X de núcleos. Así como también cada pozo contaba con los parámetros básicos petrofísicos de exponentes de cementación ( $m$ ), de saturación ( $n$ ) y coeficiente de tortuosidad ( $a$ ) utilizados para obtener la saturación de agua ( $S_w$ ).

Los valores de porosidad ( $\phi$ ), permeabilidad ( $k$ ) y saturación de agua ( $S_w$ ) en el intervalo almacén se obtuvieron de manera directa en el registro, sin embargo los valores de volumen de arcilla, temperatura de la formación, gradiente geotérmico y salinidad tuvieron que ser calculados mediante las siguientes ecuaciones.



- **Volumen de arcilla**

Es importante conocer la presencia de arcilla en el yacimiento ya que origina perturbaciones en la evaluación, como la reducción de la porosidad efectiva, disminución de la permeabilidad o alteración de la resistividad.

En los registros geofísicos interpretados se muestra en el último carril la gráfica del volumen de arcilla, sin embargo no hay un valor cuantitativo. Con el registro de rayos gamma (GR) se puede determinar el porcentaje para corroborar que son arenas limpias, es decir que el volumen de arcillas es menor al 15% por medio de las siguientes ecuaciones.

Primero debe calcularse el índice de arcillosidad  $I_{sh}$  mediante la siguiente ecuación:

$$I_{sh} = \frac{GR_{log} - GR_{min}}{GR_{max} - GR_{min}}$$

Donde:

- $I_{sh}$  Índice de arcillosidad
- $GR_{log}$  Rayos gamma leído
- $GR_{min}$  Rayos gamma mínimo (línea base de arenas)
- $GR_{max}$  Rayos gamma máximo (línea base de lutitas)

Por lo tanto se tomó el valor de GR en una arena limpia, el cual corresponde al 0% de arcilla y luego en una lutita que corresponde al 100% de arcilla. De esta manera, se puede calibrar cualquier punto del registro.

Después se calculó el Volumen de arcilla ( $V_{sh}$ ) por medio de la ecuación de Clavier:

$$V_{sh_{CLAVIER}} = 1.7 - (3.38 - (I_{sh} + 0.7)^2)^{\frac{1}{2}}$$

Donde:

- $V_{sh_{CLAVIER}}$  Volumen de arcilla por Clavier
- $I_{sh}$  Índice de arcillosidad por GR.



- **Temperatura de Formación y Gradiente geotérmico**

En el análisis de registros es muy importante calcular la temperatura de formación ya que con ésta se pueden realizar correcciones a las curvas, calcular la salinidad de los intervalos de interés así como conocer el gradiente geotérmico.

La importancia de conocer el gradiente geotérmico radica en que éste tiene implicaciones sobre el almacenamiento y flujo del CO<sub>2</sub>, es decir, que si el gradiente geotérmico es alto, la densidad de almacenamiento es baja, por lo que se necesitarán mayores profundidades para alcanzar la densidad máxima lo que puede ocasionar mayores costos, problemas en cuanto a la seguridad del yacimiento o invadir áreas de producción de hidrocarburos. Por lo tanto, este análisis permite identificar un rango óptimo de profundidad para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> para el cual la capacidad se optimiza maximizando la densidad del CO<sub>2</sub>.

Entonces, en este caso, se analizó la temperatura del intervalo donde se encuentra el horizonte geológico potencial a través del conocimiento de la temperatura de superficie, temperatura máxima y profundidad máxima del pozo. Esta información generalmente se encuentra en los encabezados de los registros geofísicos y/o en los archivos \*.LAS, sin embargo, no en todos los pozos que se analizaron se encontraba dicha información por lo que se obtuvo a través de un detallado análisis de pruebas de producción e informes de perforación en los expedientes de los pozos.

Por medio de la siguiente ecuación se realiza el cálculo:

$$T_{int} = \left( \frac{T_{max} - T_{sup}}{Prof_{max}} \right) * Prof_{int} + T_{sup}$$

Donde:

- $T_{int}$  Temperatura del intervalo
- $T_{max}$  Temperatura máxima del pozo
- $T_{sup}$  Temperatura de superficie
- $Prof_{max}$  Profundidad máxima del pozo
- $Prof_{int}$  Profundidad del intervalo de interés



Así mismo, por medio de la carta de “Estimación de la Temperatura de Formación” obtenida del *Log Interpretation Chartbook* de Schlumberger se puede calcular la temperatura de Formación y el gradiente geotérmico. (Figura 5.11).

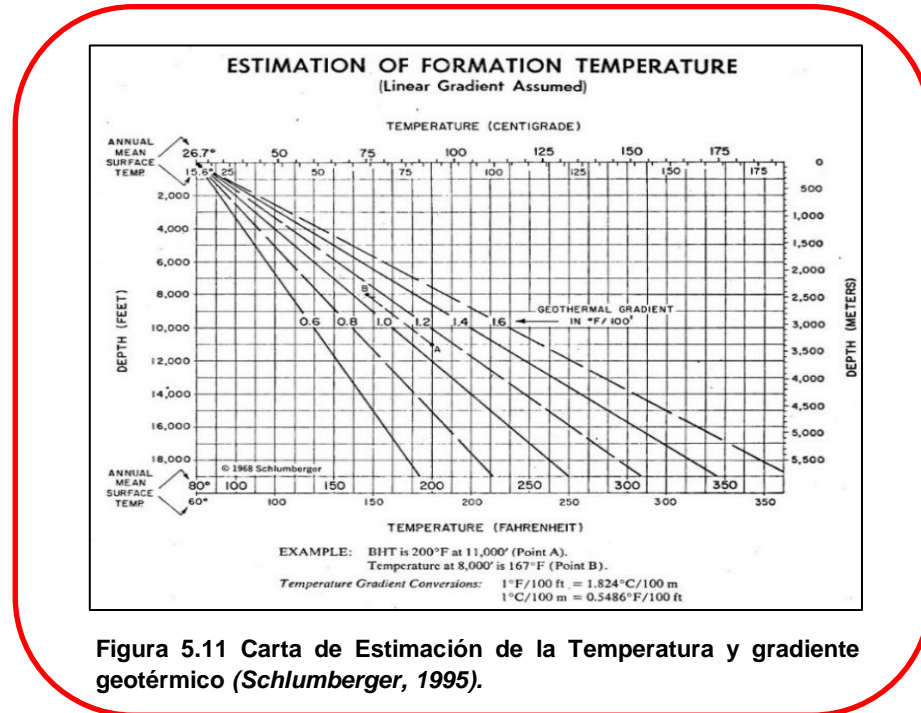


Figura 5.11 Carta de Estimación de la Temperatura y gradiente geotérmico (Schlumberger, 1995).

- **Salinidad del agua de formación**

Para esta evaluación es muy importante conocer la salinidad de la formación ya que el objetivo es la búsqueda de acuíferos salinos profundos (ASP) con salinidades mayores a 10,000 ppm.

La salinidad se puede obtener por medio de la carta de salinidades (Concentración de NaCl) de Schlumberger. La información que se necesita conocer es  $R_w$  y la temperatura formación.

El cálculo de la temperatura de formación lo expliqué anteriormente. Para el cálculo de la resistividad del agua de formación ( $R_w$ ) se encuentran diferentes métodos dependiendo de la información que se disponga. En general, se debe leer el dato de una zona limpia, que esté libre de arcilla y se encuentre 100% saturada con agua de la formación. La lectura de resistividad de investigación profunda en la formación es definida como  $R_o$ . Si el petróleo y/o gas ocupan algo del espacio poroso, este valor de resistividad se llama  $R_t$ .



En este caso se tomó en cuenta la información de  $R_t$  por medio de los registros de resistividad ( $ILD$ ,  $AT90$ ), porosidad efectiva y saturación ( $S_w$ ) del intervalo lleno de agua así como los valores de los exponentes de cementación ( $m$ ), saturación ( $n$ ) y coeficiente de tortuosidad ( $a$ ) interpretados y calibrados de los registros.

Para determinar  $R_w$  se realizó el despeje de éste en la *Ecuación de Archie* quedando de la siguiente manera:

$$R_w = \frac{\Phi^m R_t}{a} S_w^n$$

Donde:

- $R_w$  Resistividad del agua de formación
- $\Phi$  Porosidad de la formación
- $m$  Exponente de cementación
- $R_t$  Resistividad de la formación
- $a$  Coeficiente de tortuosidad
- $S_w$  Saturación del agua de formación
- $n$  Exponente de saturación.

Una vez obtenido el valor de  $R_w$  y de la temperatura de los pozos, se puede calcular la salinidad por medio de la carta de salinidades (*Figura 5.12*).

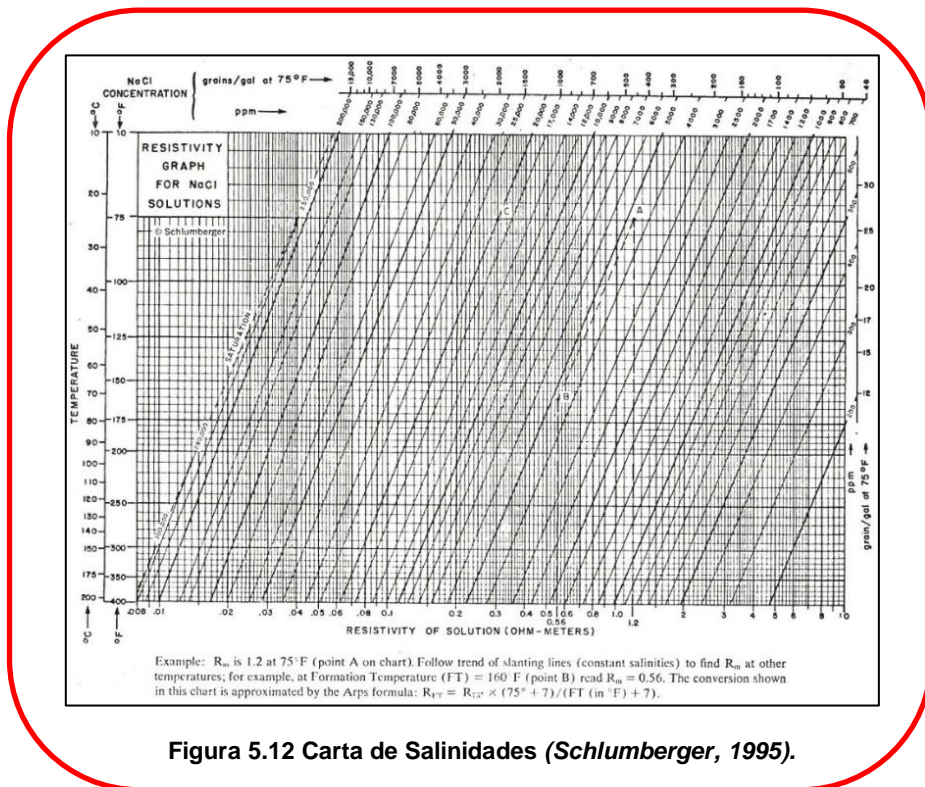
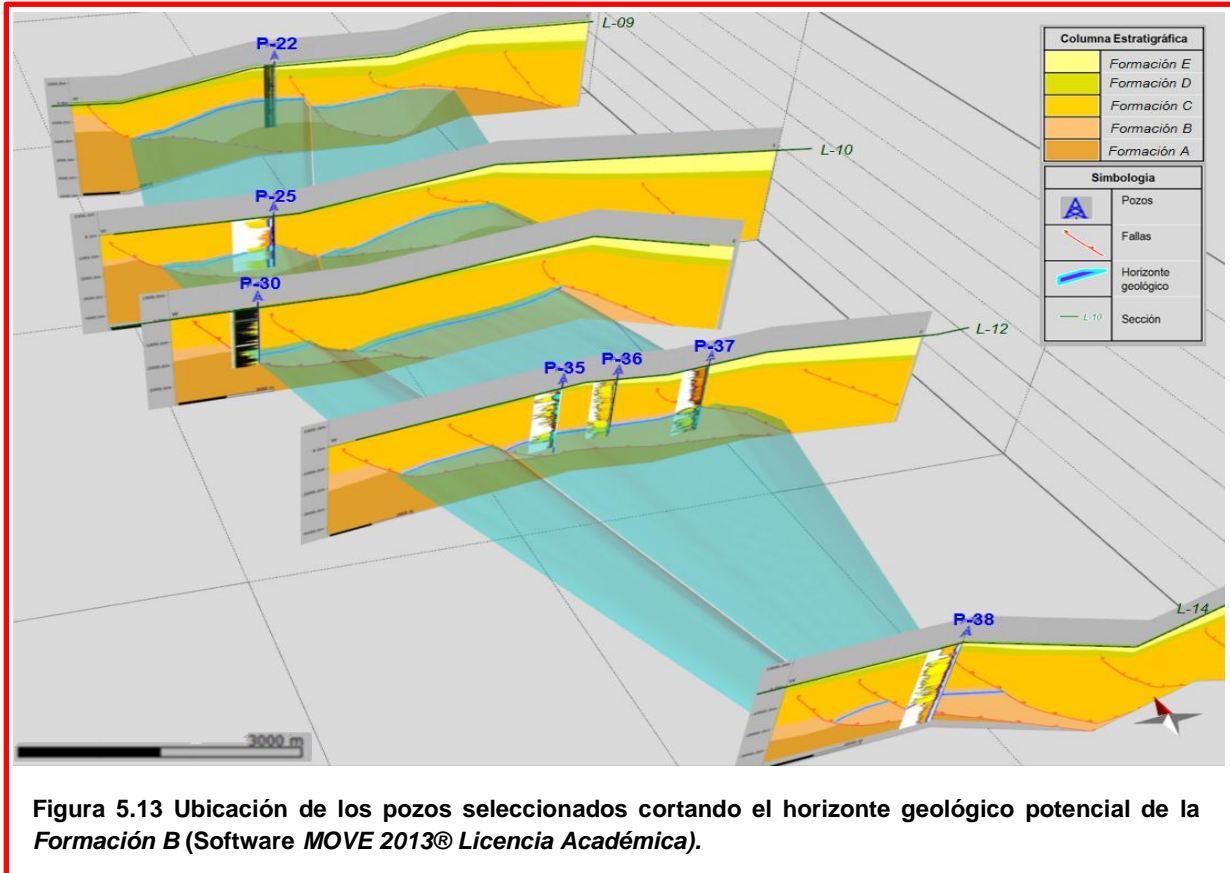


Figura 5.12 Carta de Salinidades (Schlumberger, 1995).

## 5.2 Resultados y Análisis

La evaluación del sistema de almacenamiento en esta región está ligada al análisis de registros geofísicos de pozos así como al modelo geológico estructural en 3D.

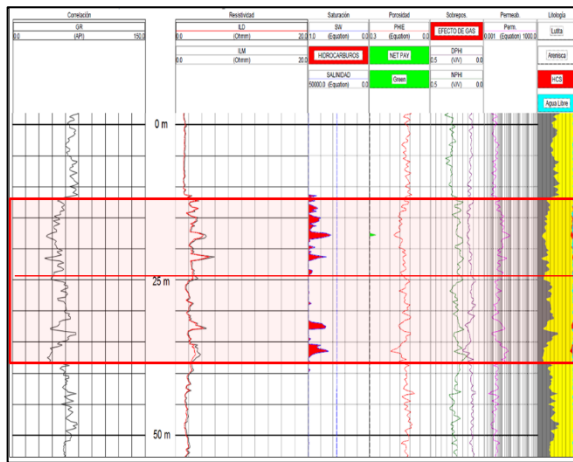
De un total de 22 pozos solo siete fueron seleccionados (*Figura 5.13*). La mala digitalización, falta de curvas así como registros de poca profundidad fueron factores determinantes en dicho proceso.



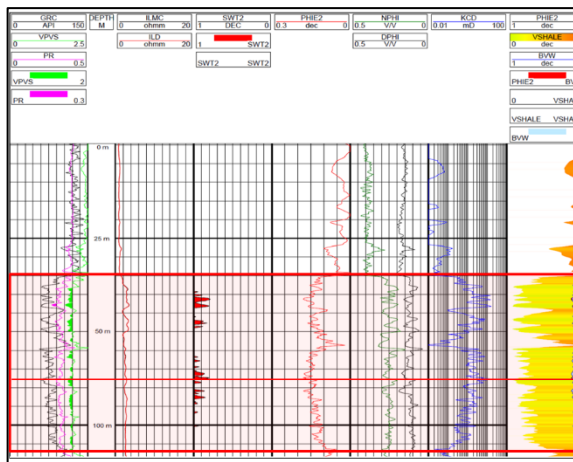
A continuación se presentan los resultados de los pozos evaluados de la *Región J3* en forma de valores finales acompañados por una descripción (*Tabla 4*).

Es importante destacar que los cálculos se realizaron en niveles clave de las areniscas del horizonte geológico potencial así como que para algunos casos se realizaron cálculos en diferentes niveles para obtener un valor más representativo.

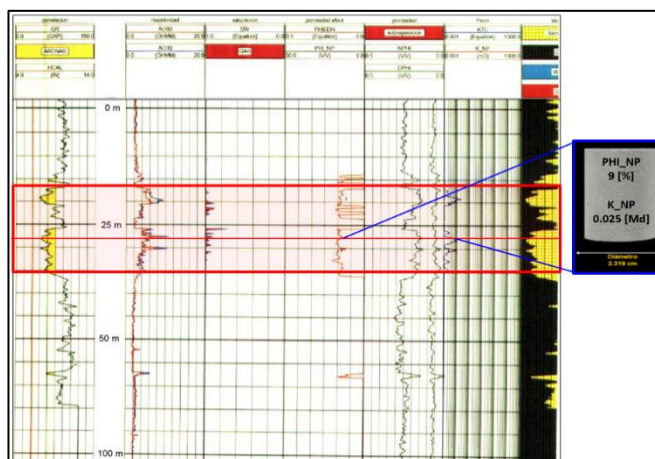
Los pozos *P-30* y *P-37* contaron con información de laboratorio de buena calidad y el pozo *P-36* con prueba de producción en el intervalo potencial lo que complementó la evaluación. Por otro lado el pozo *P-35* no contó con datos de temperatura máxima del pozo por lo que el cálculo de temperatura y salinidad no se pudo realizar.



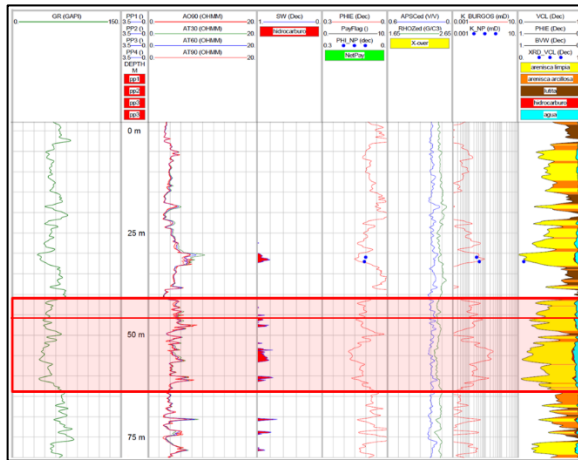
P-22 Horizonte Almacén (Formación B)	
Espesor [m]	V <sub>sh</sub> [%]
30	10
φ <sub>EF</sub> [%]	k [mD]
14	0.1
Sw [%]	Rw [ohmm]
100	0.06
T <sub>int</sub> [°C]	Salinidad [ppm NaCl]
96.11	35,000
Sello	
Formación B Alternancia de lutitas y areniscas. Espesor 60 m.	
Descripción Litológica	
Areniscas gris claro, de granos finos de cuarzo subangulosos, regularmente clasificados, semicompacta en matriz arcillosa y cementante calcáreo.	



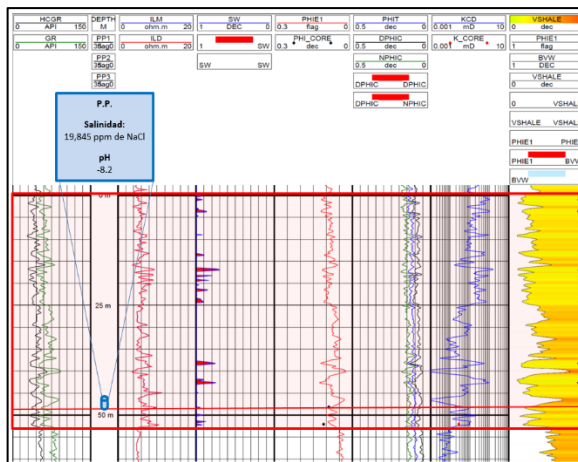
P-25 Horizonte Almacén (Formación B)	
Espesor [m]	V <sub>sh</sub> [%]
45	6
φ <sub>EF</sub> [%]	k [mD]
15	8
Sw [%]	Rw [ohmm]
90	0.09
T <sub>int</sub> [°C]	Salinidad [ppm NaCl]
97.63	25,000
Sello	
Formación C Alternancia de lutitas y areniscas. Espesor 150 m.	
Descripción Litológica	
Arenisca gris clara y gris verdosa de granos finos de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, semicompacta, en matriz arcillosa y cementante calcáreo.	



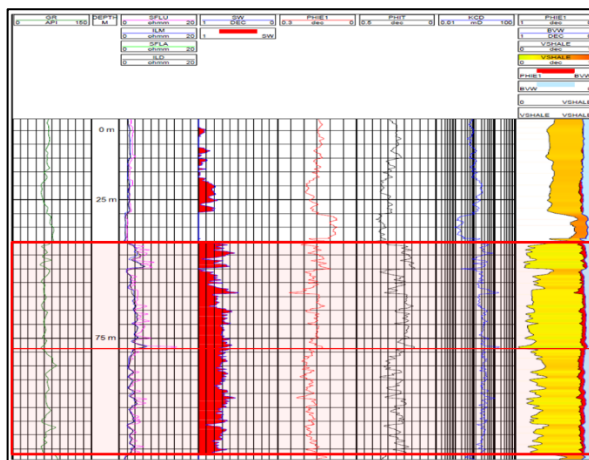
P-30 Horizonte Almacén (Formación B)	
Espesor [m]	V <sub>sh</sub> [%]
20	6
φ <sub>EF</sub> [%]	k [mD]
9	0.025
Sw [%]	Rw [ohmm]
95	0.08
T <sub>int</sub> [°C]	Salinidad [ppm NaCl]
111.44	25,000
Sello	
Formaciones B y C. Alternancia de lutitas y areniscas. Espesor 50 m.	
Descripción Litológica	
Arenisca gris clara y gris verdosa de granos finos y en partes medios de cuarzo y líticos, moderadamente clasificados, subredondeados y dúctiles, esfericidad baja, bien consolidada y calcárea.	



P-35 Horizonte Almacén (Formación B)	
Espesor [m]	V <sub>sh</sub> [%]
25	7
φ <sub>EF</sub> [%]	k [mD]
13	0.1
Sw [%]	Rw [ohmm]
90	0.08
T <sub>int</sub> [°C]	Salinidad [ppm NaCl]
Sin información	Sin información
Sello	
Formaciones B y C. Alternancia de lutitas y areniscas. Espesor 200 m.	
Descripción Litológica	
Arenisca gris clara de granos finos de cuarzo, subredondeados regularmente clasificados, semicompacta, en matriz arcillosa y cementante calcáreo.	



P-36 Horizonte Almacén (Formación B)	
Espesor [m]	V <sub>sh</sub> [%]
50	10
φ <sub>EF</sub> [%]	k [mD]
10	0.1
Sw [%]	Rw [ohmm]
95	0.11
T <sub>int</sub> [°C]	Salinidad [ppm NaCl]
95	Calculada: 20.000 P.P. 19,845
Sello	
Formaciones B y C. Alternancia de lutitas y areniscas. Espesor 100 m.	
Descripción Litológica	
Arenisca gris claro de granos finos de cuarzo, subredondeados, regularmente clasificados, semicompacta, en matriz arcillosa y cementante calcáreo.	



P-38 Horizonte Almacén (Formación B)	
Espesor [m]	V <sub>sh</sub> [%]
70	4
φ <sub>EF</sub> [%]	k [mD]
17	5
Sw [%]	Rw [ohmm]
70	0.1
T <sub>int</sub> [°C]	Salinidad [ppm NaCl]
129.73	19,000
Sello	
Formación C Alternancia de lutitas y areniscas. Espesor 150 m.	
Descripción Litológica	
Arenisca gris clara a blanca de granos finos a medios de cuarzo, subredondeados a subangulosos con escaso cementante calcáreo.	



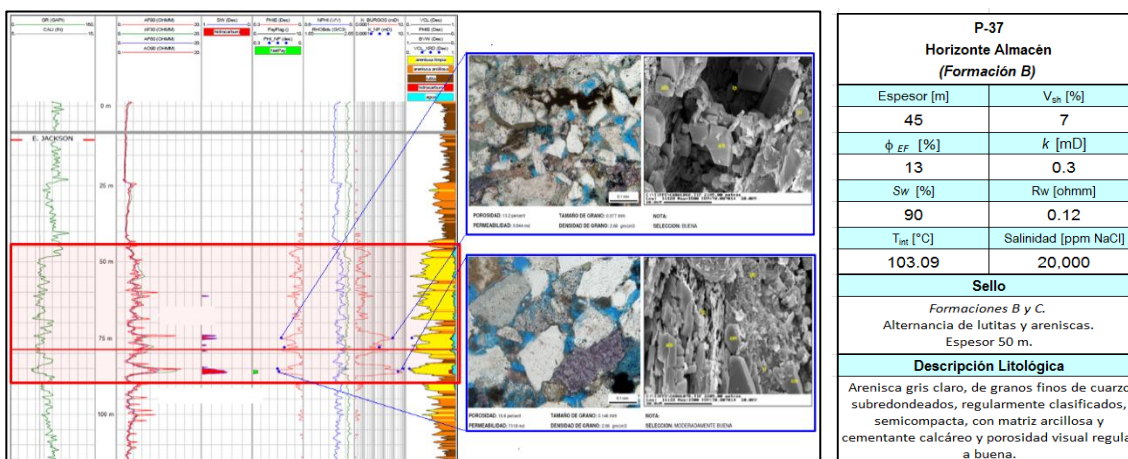


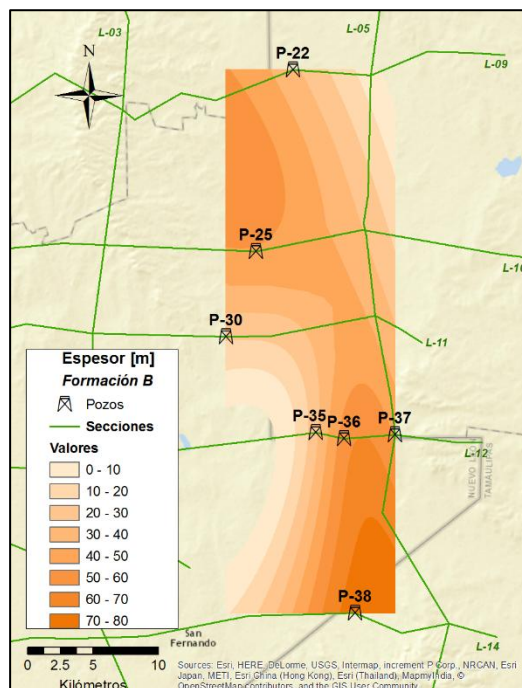
TABLA DE RESULTADOS FINALES									
Horizonte almacén (Formación B)									
Pozos	Espesor [m]	φ <sub>EF</sub> ≥ 8 [%]	k ≥ 0.1 [mD]	Sw ≥ 90 [%]	V <sub>sh</sub> < 15 [%]	T <sub>int</sub> [°C]	Rw [ohmm]	Salinidad ≥ 10,000 [ppm NaCl]	
P-22	30	14	0.1	100	10	96.11	0.07	35,000	☑
P-25	45	15	8	90	6	97.63	0.09	25,000	☑
P-30	20	9	0.025	95	6	111.44	0.08	25,000	☒
P-35	25	13	0.1	90	7	Sin información	0.08	Sin información	☑
P-36	50	10	0.1	95	10	95.00	0.11	Calculado: 20,000 P.P.: 19,845	☑
P-37	45	13	0.3	90	7	103.09	0.12	20,000	☑
P-38	70	17	5	70	4	129.73	0.10	19,000	☒

Tabla 4 Tabla de resultados finales de la evaluación petrofísica de la Región J3.

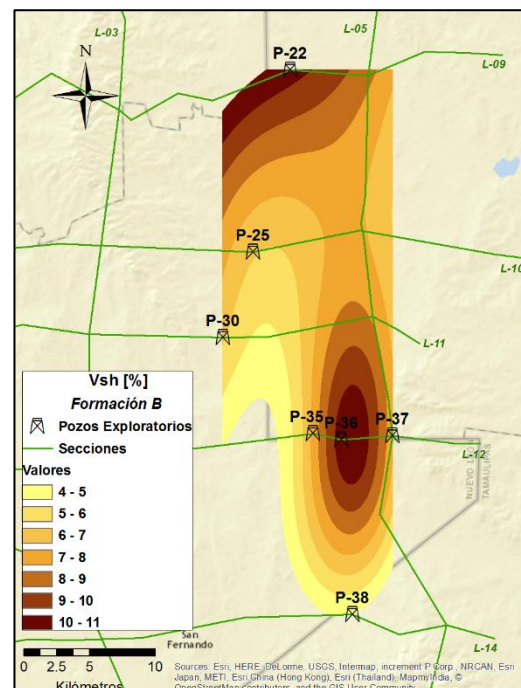
Analizando la tabla de resultados finales se observa que los pozos P-30 y P-38 no cumplen con todos los parámetros críticos necesarios. En el pozo P-30 su bajo valor de permeabilidad puede ser atribuido a la influencia de la falla de crecimiento donde se encuentra el pozo, la cual es reportada en informes geológicos como una falla sellante; o también puede ser debido a un cambio de facies, lo que marcaría un límite del horizonte geológico potencial. Para el caso del pozo P-38 cuenta con buenos valores de porosidad y permeabilidad. Sin embargo, Sw es del 70% que puede ser debido a inconsistencias en la interpretación de este parámetro por lo que lo recomendable sería reinterpretar Sw para aceptar o descartar el pozo, sin embargo no se cuenta con la información necesaria para hacerlo.

Por otro lado, es importante destacar que el pozo P-36 contó con una prueba de producción en el intervalo evaluado lo que es un dato puntual importante debido a que pude comparar este dato con el valor que calculé, resultando valores muy cercanos.

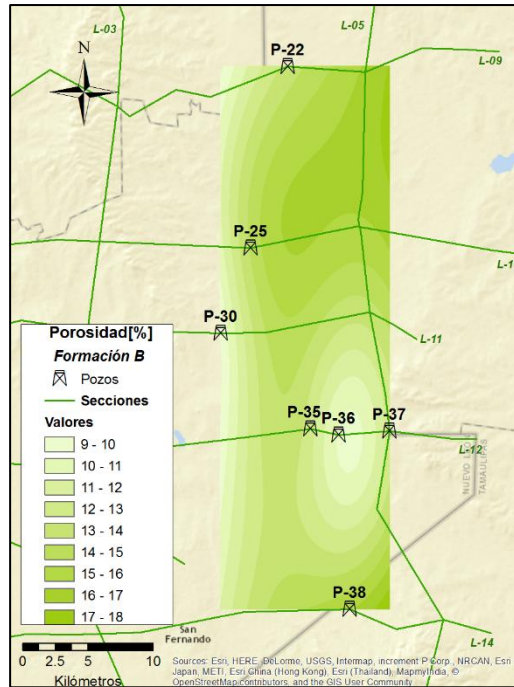
Para observar la distribución y comportamiento de las propiedades petrofísicas calculadas se plasmó dicha información en los siguientes mapas (*Figura 5.14*).



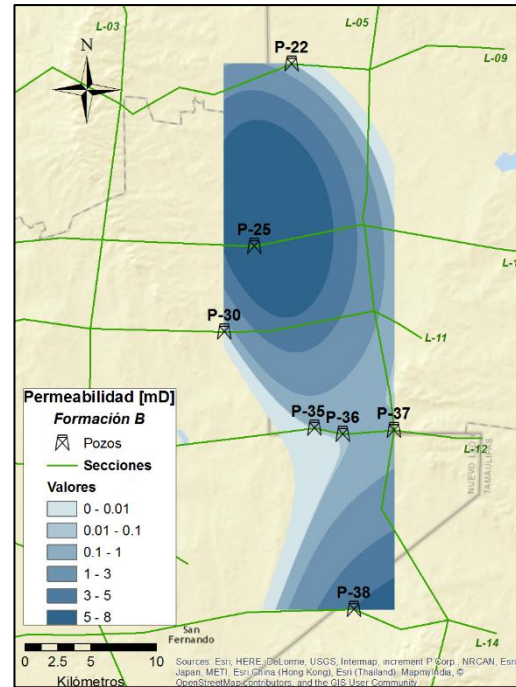
**B. Mapa de distribución de Espesores**



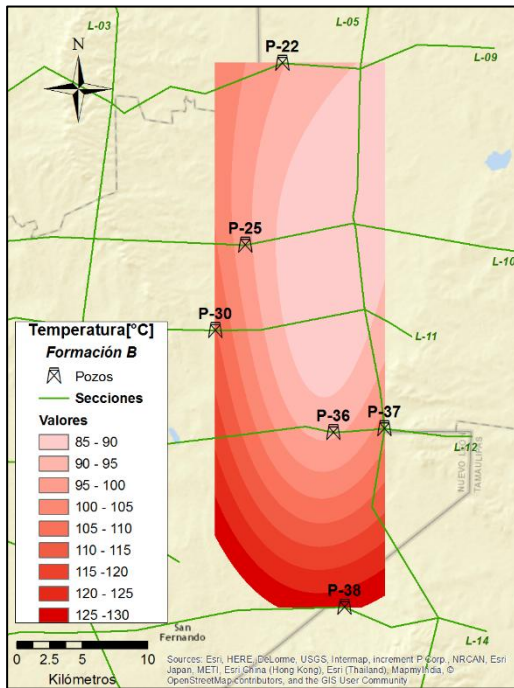
**A. Mapa de distribución del Volumen de Arcilla (Vsh)**



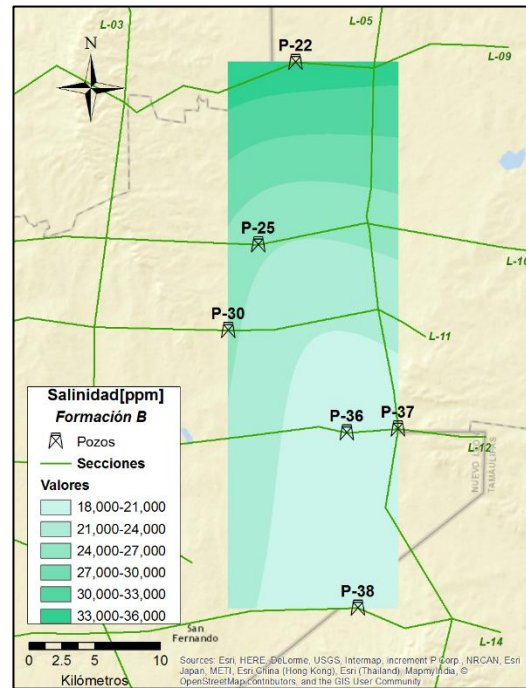
D. Mapa de distribución de la Porosidad



C. Mapa de distribución de la Permeabilidad



F. Mapa de distribución de la Temperatura de Formación



E. Mapa de distribución de la Salinidad

Figura 5.14 Mapas de la distribución de las propiedades petrofísicas obtenidas de la Región J3.



En el *mapa A* se visualiza la distribución de los espesores y se observa que hacia los pozos *P-25* y *P-38* se encuentran los mayores espesores oscilando entre los 50 y 70 m. En cuanto a los valores de arcillosidad (*mapa B*), todos los pozos se encuentran dentro del rango de arenas limpias encontrándose los valores más altos de arcillosidad en los pozos *P-22* y *P-36* con un 10%, mientras que en el resto del área son del orden del 6%.

La porosidad (*mapa C*) tiene valores máximos de 15% y 17% en los pozos *P-25* y *P-38* respectivamente, sin embargo es importante recalcar que toda el área posee buenos valores de porosidad. En cuanto a la permeabilidad (*mapa D*), los datos obtenidos en la evaluación varían notablemente, los cuales van desde 0.0025 hasta 8 mD, siendo el valor más bajo el del pozo *P-30* que se descarta como parte del horizonte almacén. Prevalecen los valores de 0.1 mD en gran porción del área.

En el *mapa E* se observa que hacia el sur aumenta la temperatura mientras que la salinidad (*mapa F*) disminuye, siendo la salinidad mínima de 19,000 ppm de NaCl y la máxima hacia el norte de 35,000 ppm de NaCl.

Estos mapas pueden ser integrados a través de álgebra de mapas por medio del uso del *software de sistemas de información geográfica* para realizar mapas de potencial de almacenamiento con los que se puede tener una mejor visualización e interpretación del comportamiento del horizonte y así ubicar las zonas más propicias para almacenar CO<sub>2</sub>.

Por otro lado, con la información de la temperatura e intervalo del horizonte almacén se puede obtener su gradiente geotérmico y los valores de la densidad del CO<sub>2</sub> que se necesitan para el cálculo de la capacidad de almacenamiento efectiva a través de la gráfica de la relación entre la profundidad contra la temperatura (*Figura 5.15*).

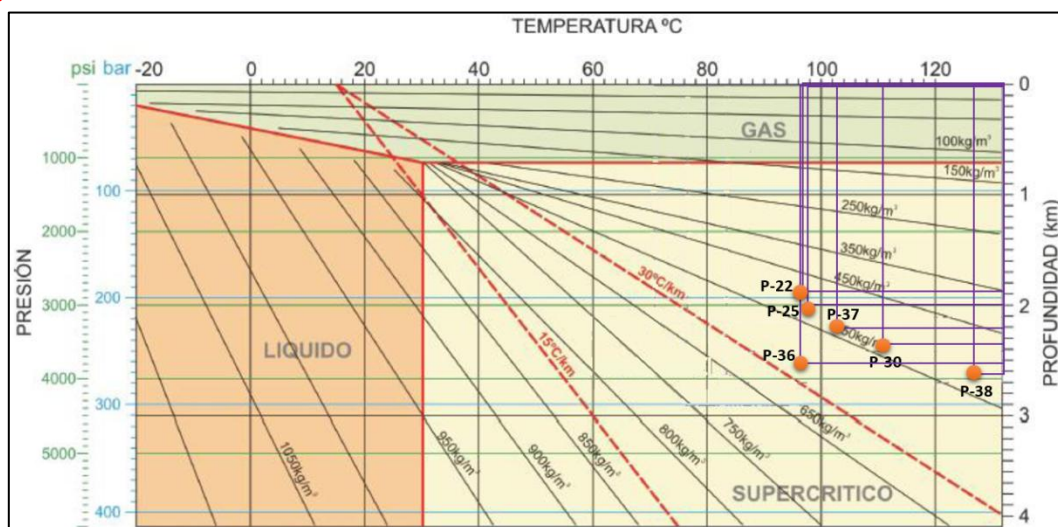


Figura 5.15 Obtención de la densidad a través de la gráfica de Profundidad contra Temperatura integrada al diagrama de fase del CO<sub>2</sub>. Modificado de Centeno, 2015.



En la *Figura 5.15* se observan ubicados los pozos evaluados en el diagrama de fase del CO<sub>2</sub> quedando dentro de rango de densidades que van de los 450 a 650 Kg/m<sup>3</sup> así como un gradiente geotérmico que va de 30 a 45 °C/Km, por lo que se puede afirmar que el horizonte reúne los requisitos necesarios para que el CO<sub>2</sub>, una vez dentro, se encuentre en estado supercrítico y por tanto actué como tal a lo largo del tiempo.

Finalmente, partiendo de un análisis detallado del modelo geológico estructural y de la interpretación de los registros geofísicos de pozos, se define un *horizonte almacén* en la *Formación B* que cumple con todos los parámetros críticos para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en ASP dentro de la estructura identificada en la *Región J3*.

El sistema de almacenamiento del *horizonte almacén* está definido por una trampa de tipo estructural con cierre contra falla al oriente y sellada por intervalos arcillosos, principalmente de lutitas de las formaciones *B* y *C*, con un espesor aproximado de 110 m.

La roca almacén corresponde a areniscas limpias de granos finos a medios de cuarzo de la *Formación B* con espesores que van de los 25 a 45 metros. En cuanto a la calidad de la roca, los valores de porosidad van de 10 a 15% con permeabilidades que oscilan entre los 0.1 a 8 mD indicando una calidad de roca almacén buena.

El horizonte se encuentra saturado por agua cuya salinidad va de los 20,000 a 35,000 ppm de NaCl con temperaturas de formación de 96 a 111°C y un gradiente geotérmico de 30 a 45 °C/Km.

Por lo tanto, este horizonte almacén se recomienda para la evaluación de la siguiente escala de resolución.

# CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES





## 6. Conclusiones y Recomendaciones

### Conclusiones

- La tecnología de *Captura, Uso y Almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> (CCUS)* es una opción viable para reducir las emisiones de CO<sub>2</sub> de fuentes estacionarias en tanto se prescinde de los combustibles fósiles como energía primaria y que en combinación con otras alternativas tecnológicas contribuyan al cumplimiento de los compromisos de mitigación y adaptación ante el cambio climático hechos por México.
- La *CFE* en conjunto con otras instituciones y siguiendo el *Mapa de Ruta Tecnológica (MRT)* ha realizado las primeras investigaciones para la evaluación del potencial de almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en *Acuíferos Salinos Profundos (ASP)* en México, dando como resultado las evaluaciones a escala país, cuenca y regional.
- Los *Acuíferos Salinos Profundos (ASP)* son formaciones favorables para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> por su amplia distribución y capacidad de almacenamiento, son áreas que no tienen valor comercial, desprovistas de interés petrolero y que se encuentran a profundidades mayores de los acuíferos que contienen agua para consumo humano, agrícola o industrial.
- La evaluación a escala Regional de la Provincia de Burgos se realizó por medio de la adaptación de las metodologías propuestas *Aarnes et al., (2010)* y del equipo técnico de *CFE*, logrando identificar y seleccionar regiones potenciales para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en ASP a través de la generación de un modelo estático conformado por los modelos geológico-estructural, sedimentario y petrofísico así como obtener el cálculo de la capacidad de almacenamiento efectivo.
- Para la identificación, definición y evaluación petrofísica de horizontes geológicos potenciales para almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en una formación específica dentro de la región seleccionada se adaptó la metodología de evaluación petrofísica para yacimientos petroleros de *Mejía, C.H. (2011)*.



- Los registros geofísicos de pozos juegan un papel muy importante en esta evaluación ya que proporciona una visión global de la combinación de varias características que posee el medio poroso lo que permite una mejor conceptualización del horizonte almacén. Los registros más importantes para esta evaluación en orden de importancia son: registros de resistividad (identificación de *ASP*), registros de rayos gamma (definición de capas, arcillosidad, correlación) y de índice de porosidad ( $\Phi$ ,  $k$ ,  $S_w$ ).
- Con la evaluación petrofísica realizada en la *Región J3* se identificó un horizonte geológico potencial en la *Formación B* y se obtuvieron los parámetros petrofísicos de porosidad, volumen de arcillosidad, permeabilidad, saturación de agua, temperatura y salinidad con lo que se pudo evaluar su sistema de almacenamiento.
- Mediante el análisis del modelo geológico estructural y la información petrofísica, se definió un *horizonte almacén* en la *Formación B* de la *Región J3*, con un espesor que va de 25 a 45 m, porosidad de 10 a 15%, permeabilidad de 0.1 a 8 mD, salinidad de 20,000 a 35,000 ppm de NaCl, temperatura de formación de 96 a 111°C y un gradiente geotérmico de 30 a 45°C/Km, el cual cumple con todos los parámetros críticos necesarios para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en *ASP* por lo que se recomienda para la evaluación de la siguiente escala de resolución.

### Recomendaciones:

- Disponer de información de registros geofísicos de pozos en formato original con sus respectivos encabezados, en su defecto, solicitar los documentos que cuenten con la información de éstos, para poder realizar los cálculos de todos los parámetros petrofísicos y las correlaciones regionales necesarias para las evaluaciones a *Escala Regional y Local*.
- Buscar alternativas para calibrar las profundidades reportadas en los informes geológicos, paleontológicos, registros de pozos y secciones geológicas ya que en algunos casos hay variaciones de decenas de metros lo que dificulta el análisis y obtención de intervalos potenciales.
- Tomando como base los registros geofísicos disponibles es conveniente que se haga una digitalización de las curvas para realizar una reinterpretación de los parámetros petrofísicos de los pozos que se encuentran dentro de la estructura

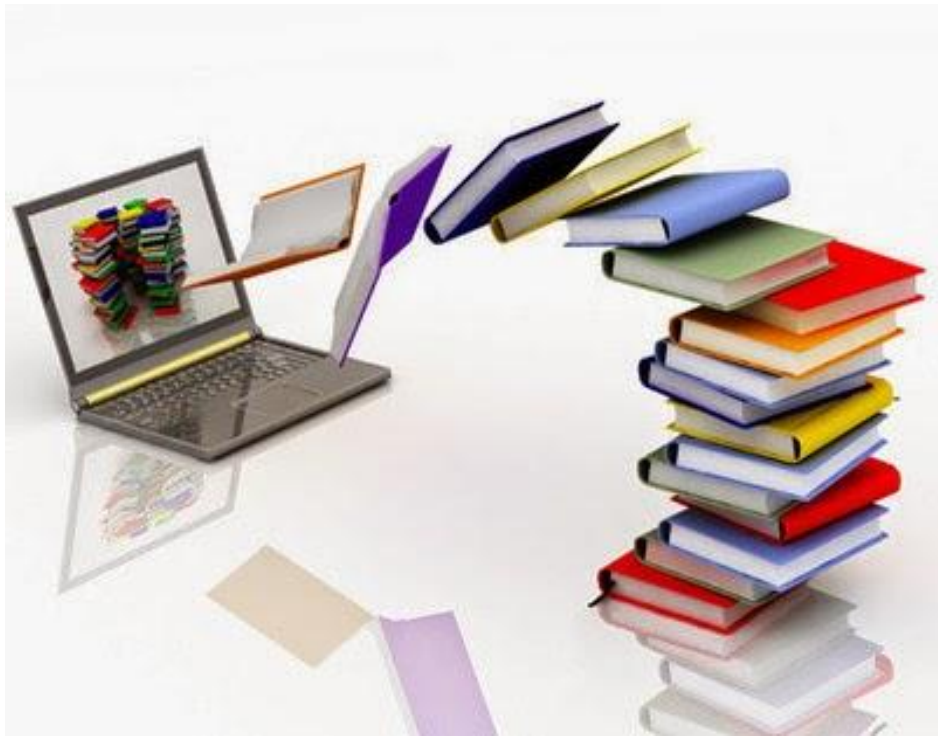




seleccionada con el fin de tener una mayor certeza en los resultados de la evaluación petrofísica.

- Realizar un estudio de distribución de facies para determinar el ambiente de depósito y las características litológicas de los horizontes de interés identificados, lo que servirá para delimitar los horizontes geológicos potenciales y disminuir la incertidumbre en el cálculo de la capacidad de almacenamiento.
- Una vez seleccionada la estructura y la formación geológica y antes de iniciar con la evaluación petrofísica, se recomienda que se realice el cálculo del gradiente geotérmico de la formación para identificar los rangos óptimos de profundidad para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> donde la capacidad se optimiza maximizando la densidad del CO<sub>2</sub>.
- Realizar el cálculo de la *capacidad de almacenamiento efectiva (CAE) a Escala Regional* con los valores resultantes de la evaluación petrofísica en los horizontes almacén que cumplen con todos los parámetros petrofísicos en ASP con el fin de sustituir los valores obtenidos por medio de literatura y proporciones, lo que dará como resultado una estimación de la capacidad más exacta y confiable de la *Formación* que se analice.
- Integrar las metodologías adaptadas empleadas en la evaluación regional y en la evaluación petrofísica de horizontes potenciales para obtener una metodología más completa, confiable y aplicable a la selección de regiones potenciales para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en ASP.

# REFERENCIAS





## 7. Referencias

- Aarnes J.E., Carpenter M., Flach T., Solomon S., Sollie O.K., Johnsen K., Råsner O., 2010, *CO<sub>2</sub>QUALSTORE Guideline for Selection and Qualification of Sites and Projects for Geological Storage of CO<sub>2</sub>*. DNV Report No 2009-1425.
- APEC, 2012, *Building capacity for CO<sub>2</sub> capture and storage in the APEC region: A training manual for policy makers and practitioners*, 233 p.
- Bachu, S., 2003, *Screening and ranking of sedimentary basins for sequestration of CO<sub>2</sub> 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, *CO<sub>2</sub> storage capacity estimation: Methodology and gaps*, *International Journal of Greenhouse Gas Control*, Vol. 1, pp. 430-443.
- Bachu, S., 2008, *CO<sub>2</sub> storage in geological media: Role, means, status and barriers to deployment*, *Progress in Energy and Combustion Science*, Vol. 34, pp. 254–273.
- Badillo, J.H., 2007, *Análisis AVO e inversión sísmica del Play Vicksburg en el Cubo Pípila 3D Área Occidental, Cuenca de Burgos, México*, Tesis de Maestría, UNAM, México, 171 p.
- Castrejón, R., 2014, *Well logging for petrophysics: Example of the Sabinas Basin*, Advanced Workshop for CO<sub>2</sub> Storage, APEC, México.
- Centeno, C., 2015, *Análisis de viabilidad para el almacenamiento de CO<sub>2</sub> en la estructura geológica Villameriel, Palencia*, Proyecto Fin de Carrera, Universidad Politécnica de Madrid, 98 p.
- CFE, 2015, *Evaluación regional del sector central de la provincia de Burgos para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en acuíferos salinos profundos*, Publicación Interna, 120 p.
- CFE, 2015, *Metodología para la Estimación de la Capacidad de Almacenamiento Efectiva en Acuíferos Salinos Profundos en México*, 20 p.
- CIEMAT-IGME, 2007, *Almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>. Criterios de selección de emplazamientos*, Informes Técnicos Ciemat, 1106, 108 p.
- CMNUCC, 1992, *Convención Marco de las Naciones Unidas sobre el Cambio Climático, Artículo 1, Definiciones*. Disponible en <http://unfccc.int/resource/docs/convkp/convsp.pdf>
- CO<sub>2</sub>CRC, 2008, *Storage Capacity Estimation, Site Selection and Characterization for CO<sub>2</sub> Storage Projects*, CO<sub>2</sub>CRC Report No. RPT08-1001, 60 p.
- Comisión Nacional del Agua (CONAGUA), 2011, *Determinación de la disponibilidad de agua en el acuífero San Carlos (2804) Edo. de Tamaulipas*, México D.F.
- Dávila, M., 2011, *Viabilidad técnica y ambiental para el almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en México*, Instituto Politécnico Nacional, Tesis de Doctorado, 195 p.
- Documento de trabajo de CONAMA 10, 2010, *GT-02-Captura y almacenamiento de CO<sub>2</sub>*, Madrid, España, 156 p.
- Echánove, E. O., 1986, *Geología petrolera de la Cuenca de Burgos: Boletín de la Asociación Mexicana de Geólogos Petroleros*, pp. 38, 1-74.
- Eguiluz, 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.



Energy News, 2013. *Imagen Almacenamiento de CO<sub>2</sub>*. Disponible en <http://www.energynews.es/es-posible-que-el-co2-se-pueda-almacenar-en-acuiferos-salinos-como-solucion-al-efecto-invernadero/>

Estrada, J.R., 2007, *Estratigrafía de secuencias y elementos de riesgo del sistema petrolero en el área occidental del cubo Pípila 3D: Cuenca de Burgos*, Tesis de Maestría, UNAM, México, 95 p.

Estudios Geofísicos del Subsuelo, 2013, *Registros eléctricos*. Disponible en [http://www.egs.mx/blog\\_egs/admin/fotos/60/registros-electricos\\_1.jpg](http://www.egs.mx/blog_egs/admin/fotos/60/registros-electricos_1.jpg)

Facebook, 2016. Imágenes.

Flawn, P.T., Goldstein Jr., A., King, P.B., Weaver, C.E., 1961, *The Ouachita System: Austin, Texas*, Bureau of Economic Geology, The University of Texas, 401 p.

Grupo Milenio, 2016. *Remodelación de la Planta termoeléctrica Río Bravo, Tamaulipas*. Disponible en [http://www.milenio.com/negocios/planta\\_termoelectrica\\_Rio\\_Bravo-nueva\\_planta\\_Tamaulipas\\_0\\_690531183.html](http://www.milenio.com/negocios/planta_termoelectrica_Rio_Bravo-nueva_planta_Tamaulipas_0_690531183.html)

IEA, 2014, *CO<sub>2</sub> Emissions from Fuel Combustion*.

IEA Greenhouse Gas R&D Programme (IEA GHG), 2009, *Development of Storage Coefficients for CO<sub>2</sub> Storage in Deep Saline Formations*, 118 p.

INECC, 2015, *Inventario Nacional de Emisiones GEI 2013*.

INEGI, 2008, *Características edafológicas, fisiográficas, climáticas e hidrográficas de México*, 32 p.

IPCC, 2014, *Resumen para responsables de políticas. Cambio climático 2014: Mitigación del cambio climático. Contribución del Grupo de trabajo III al Quinto Informe de Evaluación del Grupo Intergubernamental de Expertos sobre el Cambio Climático*. Disponible en <http://www.ipcc.ch/>

Martell, B., 2015, *Apuntes de Petrofísica y Registros de pozo*, Facultad de Ingeniería, UNAM, 214 p.

Medina, E., 2015, *Metodología para la selección y conceptualización de sitios potenciales para almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub> en acuíferos salinos de la Provincia de Burgos*, Tesis de Maestría, UNAM, México, 139 p.

Mejía, C.H., 2011, *Metodología para el desarrollo de modelos petrofísicos aplicados a la optimización de producción en campos maduros*, Tesis, Universidad Industrial de Santander, 321 p.

Miranda, L.J., 2009, *Evaluación de Formaciones*, PDVSA. Disponible en Libros de ingeniería de petróleo y gas <https://christian3306.wordpress.com/>

Mota, J., 2013, *Evaluación de la Capacidad de Almacenamiento Geológico de CO<sub>2</sub> en la Región de San Fernando, Tamaulipas*. Tesis de Licenciatura, UNAM, México, 63 p.

NACSA, 2012, *The North American Carbon Storage Atlas*. Disponible en <http://www.nacsap.org>

Oviedo, R.E., 2007, *Estratigrafía y sedimentología del Play Oligoceno Vicksburg Inferior, Cubo Pípila 3D en la Cuenca de Burgos, Reynosa, Tamaulipas*, Tesis de Maestría, UNAM, México, 106 p.

Padilla, 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, R.J., 2007, *Evolución geológica del sureste mexicano desde el Mesozoico al presente en el contexto regional del Golfo de México*, Boletín de la Sociedad Geológica Mexicana, Tomo LIX, Núm. 1, P. 19-42.



- PEMEX, 1998, *Informe final del estudio del potencial remanente de la Cuenca de Burgos: Petróleos Mexicanos*, reporte interno (inédito).
- PEMEX, 2008, *Proyecto Integral Burgos, componente exploratoria: Reporte Interno, PEMEX Exploración y Producción*.
- PEMEX, 2013, *Provincia Petrolera Burgos, Pemex Exploración y Producción, Subdirección de Exploración*, 27 p.
- PEMEX, 2016, *Página oficial de Petróleos Mexicanos*. Disponible en <http://pemex.com/>
- Pérez-Cruz, G. A., 1992, *Geologic Evolution of the Burgos Basin, Northeastern Mexico: Houston, Texas*, Rice University, Tesis doctoral, 155 p.
- Pérez-Estaún, A., Gómez, M., Carrera, J., 2009, *El almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>, una de las soluciones al efecto invernadero*, Universitat de Girona, pp. 179-189.
- Rigg, A., G. Allinson, J. Bradshaw, J. Ennis-King, C.M. Gibson-Poole, R.R. Hillis, S.C. Lang and J.E. Streit, 2001, *The search for sites for geological sequestration of CO<sub>2</sub> in Australia: A progress report on GEODISC, APPEA Journal*, pp. 41, 711–725.
- Rodríguez, J.L., 2006, *Caracterización petrofísica y sedimentológica de las arenas “L” de la Formación Isnotu, flanco oeste-sur, Campo Mene Grande*, Trabajo de grado Universidad del Zulia, Venezuela, 279 p.
- Ruiz, C.; Martínez, R.; Recreo, F.; Prado, P.; Campos, R.; Pelayo, M.; de la Losa, A.; Hurtado, A.; Lomba, L.; Pérez del Villar, L.; Ortiz, G.; Sastre, J.; Zapatero, M. A.; Suárez, I.; Arenillas, A., 2007, *Almacenamiento geológico de CO<sub>2</sub>: Criterios de selección de emplazamientos*, Departamento de Medio Ambiente, CIEMAT, España, 106 p.
- SEMARNAT, 2015, *Compromisos de mitigación y adaptación ante el cambio climático para el periodo 2020 – 2030*, México.
- SciELO México, 2016, *Scientific Electronic Library Online*. Disponible en <http://www.scielo.org.mx/>
- Scripps Institution of Oceanography, 2016, *The Keeling Curve*, UC San Diego. Disponible en <http://keelingcurve.ucsd.edu/>
- Schlumberger, 1995, *Log Interpretation Chartbook*.
- Schlumberger, 2010, *WEC México*.
- SENER, 2010, *Balance de Energía 2010*. Disponible en <http://sie.energia.gob.mx/bdiController.do?action=temas>
- SENER – CFE, 2012, *Atlas de Almacenamiento Geológico de CO<sub>2</sub> México*, Primera edición. Disponible en <http://co2.energia.gob.mx/co2/atlas.html>
- SENER, 2014, *Mapa de Ruta Tecnológica de CCUS en México*. Disponible en <http://www.semarnat.mx/sites/default/files/documentos/mrtpublica.pdf>
- Studios H2O, 2012, *El clima está loco*. Disponible en <http://www.risasinmas.com/el-clima-esta-loco/>
- Suplementos Corporativos, 2012, *75 Aniversario de la Comisión Federal de Electricidad*. Disponible en <http://www.aniversariocfe.com/2012/09/que-es-la-cfe/>



Tolson, G., Ortiz-Ubilla, A., 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. Disponible en: <<http://www.redalyc.org/articulo.oa?id=57221203>> ISSN 1026-8774

UNAD, 2016, *Fuentes de contaminantes atmosféricos: fuentes móviles, fijas, puntuales y de área*. Disponible en [http://datateca.unad.edu.co/contenidos/358007/Contenido\\_en\\_linea\\_Caraterizacion/leccin\\_7\\_fuentes\\_de\\_contaminantes\\_atmosfricos\\_fuentes\\_mviles\\_fijas\\_puntuales\\_y\\_de\\_rea.html](http://datateca.unad.edu.co/contenidos/358007/Contenido_en_linea_Caraterizacion/leccin_7_fuentes_de_contaminantes_atmosfricos_fuentes_mviles_fijas_puntuales_y_de_rea.html)

123RF, 2016. *Imágenes CO<sub>2</sub>*. Disponible en <http://es.123rf.com/>